

Energiewende-Outlook: Kurzstudie Strom

*Eine Untersuchung
verschiedener Optionen
zur Gewährleistung der
Versorgungssicherheit
vor dem Hintergrund der
Energiewende.*



Energiewende-Outlook: Kurzstudie Strom

*Eine Untersuchung
verschiedener Optionen
zur Gewährleistung der
Versorgungssicherheit
vor dem Hintergrund der
Energiewende.*

Energiewende-Outlook: Kurzstudie Strom

Herausgegeben von der PricewaterhouseCoopers Aktiengesellschaft
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

Von Dr. Volker Breisig, Dr. Peter Claudy, Philipp Kohlmorgen, Thomas Pütz, Robert Senger

Januar 2015, 50 Seiten, 14 Abbildungen, 3 Tabellen, Softcover

Alle Rechte vorbehalten. Vervielfältigungen, Mikroverfilmung, die Einspeicherung und Verarbeitung in elektronischen Medien sind ohne Zustimmung der Herausgeber nicht gestattet.

Die Inhalte dieser Publikation sind zur Information unserer Mandanten bestimmt. Sie entsprechen dem Kenntnisstand der Autoren zum Zeitpunkt der Veröffentlichung. Für die Lösung einschlägiger Probleme greifen Sie bitte auf die in der Publikation angegebenen Quellen zurück oder wenden sich an die genannten Ansprechpartner. Meinungsbeiträge geben die Auffassung der einzelnen Autoren wieder. In den Grafiken kann es zu Rundungsdifferenzen kommen.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	6
Tabellenverzeichnis	6
Abkürzungs- und Einheitenverzeichnis	7
A Executive Summary	8
B Einleitung – Die Energiewende	16
1 Die Energiewende in Deutschland – ein Erfolg?	16
2 Der Energiewende-Outlook von PwC (EwO) – ein Instrument zur Bewertung von Energiewendestrategien	17
C Wie weit ist die Energiewende im Stromsektor?	18
1 Das energiepolitische Dreieck bildet den Maßstab für den langfristigen Erfolg der Energiewende	18
2 Wo steht die Energiewende heute?	19
D Methodik und Szenarien	25
1 Energiebilanzen bilden die Grundlage für die Bewertung möglicher Strategien	25
2 Szenarien	28
E Die Energiewende kann über verschiedene Wege gestaltet werden	32
1 Ein Ausblick auf die Entwicklung der Stromgestehungskosten und der CO ₂ -Emissionen	32
2 Szenarien und Ergebnisse	36
F Zusätzliche Maßnahmen zur Umsetzung der Energiewende	43
1 Emissionsärmere Energieträger bei fossilen Kraftwerken unterstützen die Energiewende	43
2 Die EU-Integration des Strommarktes sowie der Ausbau der Netze sind weitere Säulen einer erfolgreichen Energiewende	44
G Für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende müssen die Anstrengungen intensiviert und stärker koordiniert werden	45
H PwC und die Energiewende	46
Anhang	47
Ihre Ansprechpartner	48

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1	Entwicklung der Stromgestehungskosten in den verschiedenen Szenarien	9
Abb. 2	Entwicklung der Höhe der CO ₂ -Emissionen in den verschiedenen Szenarien	10
Abb. 3	Kumulierte Gesamtkosten und CO ₂ -Emissionen	10
Abb. 4	Das energiepolitische Dreieck	18
Abb. 5	Stromverbrauch und CO ₂ -Emissionen	20
Abb. 6	Entwicklung der Steuern und Abgaben für Haushalte und Industriekunden.....	21
Abb. 7	Mögliche Entwicklung der Kapazitätslücke bis 2050	22
Abb. 8	Energiebilanz Deutschlands	26
Abb. 9	Vorgehen bei der Erweiterung der Energiebilanz um Emissionsbilanz und Szenariokosten.....	27
Abb. 10	Entwicklung der Stromgestehungskosten in den verschiedenen Szenarien	32
Abb. 11	Reduktion der CO ₂ -Emissionen in den verschiedenen Szenarien.....	34
Abb. 12	Entwicklung der Höhe der CO ₂ -Emissionen in den verschiedenen Szenarien	35
Abb. 13	Kumulierte Gesamtkosten und CO ₂ -Emissionen	36
Abb. 14	Zusammensetzung der Gesamtkosten ausgewählter Szenarien.....	38

Tabellenverzeichnis

Tab. 1	Netzausbaukosten ausgewählter Studien	33
Tab. 2	Herausforderungen der Energiewende	45
Tab. 3	Brennstoffkosten.....	47

Abkürzungs- und Einheitenverzeichnis

Abkürzungen

AGEB	Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e. V.
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen – Bundesnetzagentur
BSV	Bruttostromverbrauch
CCGT	Combined Cycle Gas Turbine/gasbefeuetes Gas-und-Dampf-Kraftwerk
ct/kWh	Cent pro Kilowattstunde
DSM	Demand-Side-Management
EEG	Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz)
EnWG	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung
EOM	Energy-only-Markt
EVU	Energieversorgungsunternehmen
EwO	Energiewende-Outlook
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
NEP	Netzentwicklungsplan
OCGT	Open Cycle Gas Turbine/einfache, offene Gasturbine
PtG	Power-to-Gas

Einheiten

g/kWh	Gramm pro Kilowattstunde
GW	Gigawatt
kWh	Kilowattstunde
MW	Megawatt
PJ	Peta Joule
t	Tonne
TWh	Terawattstunde

Wir bitten um Ihr Verständnis, dass wir zur besseren Lesbarkeit des Textes für Personenbezeichnungen das generische Maskulinum verwendet haben. Diese Form schließt alle Personen gleichermaßen ein.

A Executive Summary

Zielsetzung der Studie

Ziel der vorliegenden Studie ist die Bewertung verschiedener Strategien zur Sicherstellung einer erfolgreichen Energiewende im Strombereich. Diese werden hinsichtlich ihrer Auswirkungen auf die Kriterien des energiepolitischen Dreiecks (Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit) im Rahmen von verschiedenen Szenarien im Zeitraum bis 2050 analysiert.

Die Energiewende ist nur dann ein Erfolg, wenn jederzeit die Versorgungssicherheit auch unter Einhaltung der anspruchsvollen klimapolitischen Ziele gewährleistet wird. Kernelement der Studie ist daher die Frage, mit welcher Erzeugungsart der Bedarf an gesicherter Leistung auch zukünftig gedeckt werden kann bzw. welche alternativen Maßnahmen zur Schließung der sich für die Zukunft andeutenden Kapazitätslücke möglich sind.

Zusammenfassung der Studie

Bislang liegen „erst“ drei bis vier Jahre Energiewende hinter und 30 bis 40 weitere Jahre vor uns. Der Energiewende-Outlook (EwO) von PwC konsolidiert eine Vielzahl von Studien und bietet Kosten-Nutzen-Analysen zu verschiedensten Szenarien. Die hier vorliegende Kurzstudie Strom ist ein Auszug aus dem EwO.

In der Kurzstudie Strom werden verschiedene Optionen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit bei steigendem Anteil erneuerbarer Energien im Hinblick auf die Entwicklung der Treibhausgasemissionen und auf die Kosten der Stromerzeugung (Kosten-Nutzen-Analyse) untersucht.

Bisher kann die Energiewende im Hinblick auf die Ziele des energiepolitischen Dreiecks noch nicht als Erfolg gewertet werden. Ein enormer Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wurde zwar erreicht – davon profitieren können wir aber bisher weder bei der Umweltfreundlichkeit noch bei der Bezahlbarkeit von Strom.

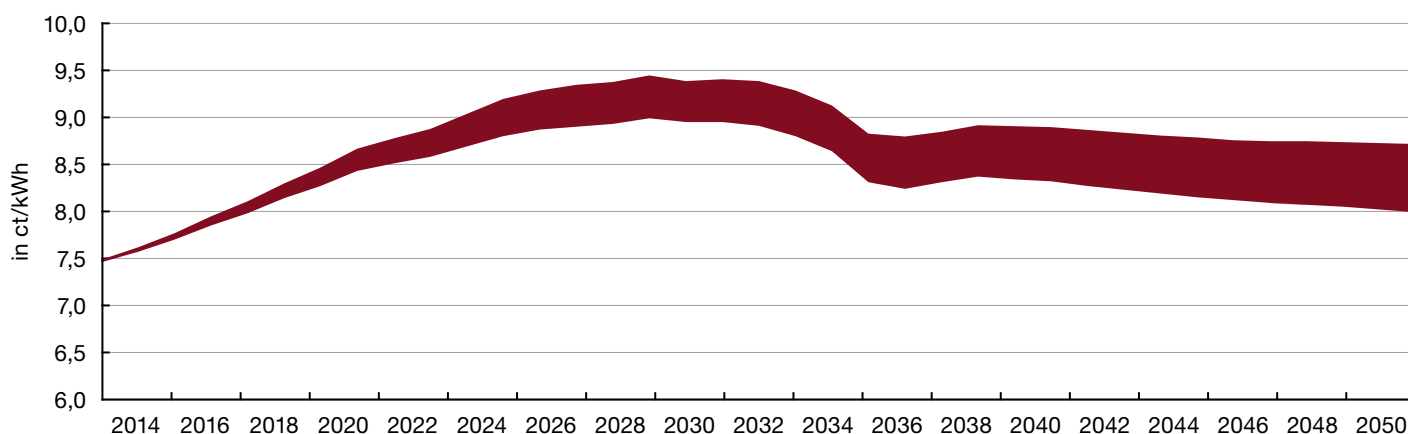
Aktuell deutet sich zudem enormer Handlungsbedarf beim Thema Versorgungssicherheit an. Durch die planmäßige Abschaltung alter Kraftwerke und fehlende Neuinvestitionen wird es ohne Gegenmaßnahmen ab 2023 zu einer Unterdeckung an gesicherter Leistung kommen (Kapazitätslücke). Werden die bereits zum heutigen Stand aus Wirtschaftlichkeitsgründen zudem anstehenden Stilllegungen von knapp 12 GW¹ Kraftwerkskapazität berücksichtigt, so kann festgehalten werden, dass wir beim Thema Versorgungssicherheit vor vielen ungeklärten Fragen stehen. In dieser Studie wird daher untersucht, welche Möglichkeiten zur Schließung der drohenden Kapazitätslücke bestehen und wie sich diese unterscheiden (Annahme: Die bestehenden Kraftwerke gemäß Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur [BNetzA] bleiben bis zum Ende ihrer betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauer in Betrieb und der Ausbau der erneuerbaren Energien erfolgt gemäß Vorgaben des Erneuerbare-Energien-Gesetzes [EEG] 2014). Für unsere Szenarienbetrachtung haben wir folgende Maßnahmen zur Schließung der Kapazitätslücke betrachtet:

¹ Quelle: Kraftwerksstilllegungsanzeigeliste, BNetzA, abgerufen am 12.12.2014 unter http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html.

- Zubau von Steinkohle- und Gaskraftwerken (Referenzszenario)
- ausschließlich Zubau von Gas-und-Dampf-Kombikraftwerken (CCGT-Anlagen)
- ausschließlich Zubau von Gasturbinenkraftwerken (OCGT-Anlagen)
- ausschließlich Zubau von Steinkohlekraftwerken
- gezielte Nutzung von Biomasse bei Leistungsentgängen
- erhöhter Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) durch stärkere Wärmenutzung
- Reduzierung der Höchstlast durch Demand-Side-Management (DSM)
- Erhöhung der Energieeffizienz bzw. Reduzierung des Strombedarfs
- Nutzung von Pumpspeichern, Druckluftspeichern und Batteriespeichern
- verstärkter Ausbau von Power-to-Gas (PtG)

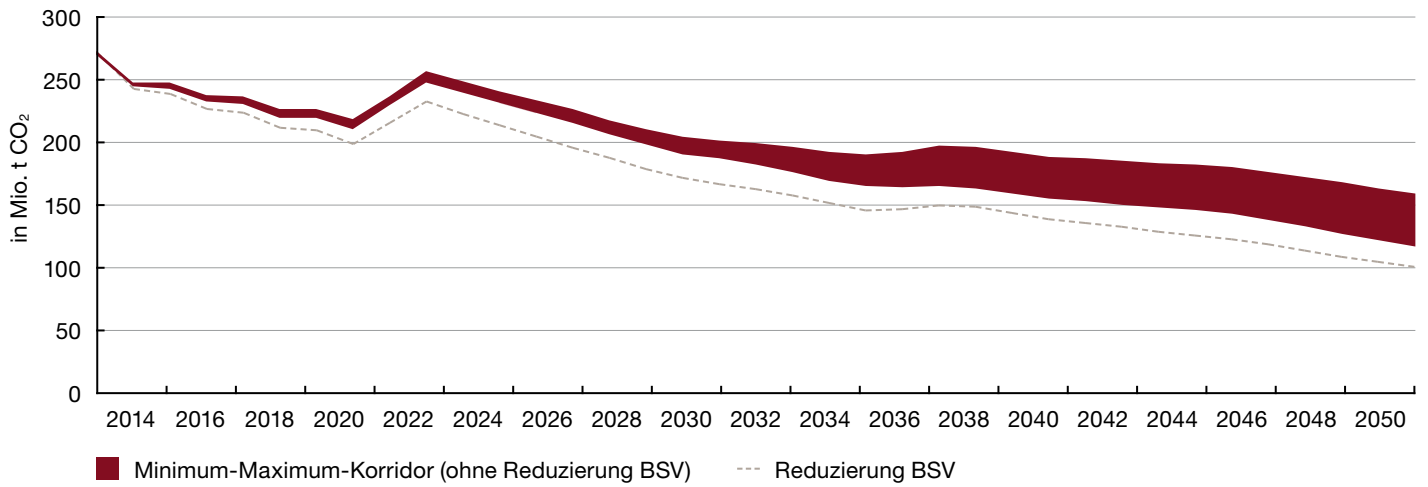
Im Ergebnis kann festgehalten werden, dass die Stromgestehungskosten in allen Szenarien bis circa 2028 weiter ansteigen, um anschließend wieder zu sinken und sich dann auf einem etwas höheren Niveau als heute einzupendeln.

Abb. 1 Entwicklung der Stromgestehungskosten in den verschiedenen Szenarien



Die jährlichen CO₂-Emissionen werden nach unseren Berechnungen über alle Szenarien in den kommenden Jahren zunächst fallen. Nach der Abschaltung der letzten Kernkraftwerke 2022 ist allerdings mit einem erneuten kurzfristigen Anstieg der Emissionen zu rechnen. Anschließend fallen die prognostizierten Emissionen in den Szenarien ohne eine Reduzierung des Bruttostromverbrauchs (BSV) auf einen Wert zwischen 120 bis 160 Millionen Tonnen für das Jahr 2050. Dies entspricht einer Verminderung der CO₂-Emissionen aus der Stromerzeugung gegenüber 1990 um circa 55 bis 65%. Somit würden die Klimaschutzziele der Bundesregierung, die bis ins Jahr 2050 für die Energieversorgung als Ganzes eine Reduktion der Emissionen von 80 bis 95% gegenüber 1990 vorsehen, im Strombereich in allen Szenarien deutlich verfehlt.

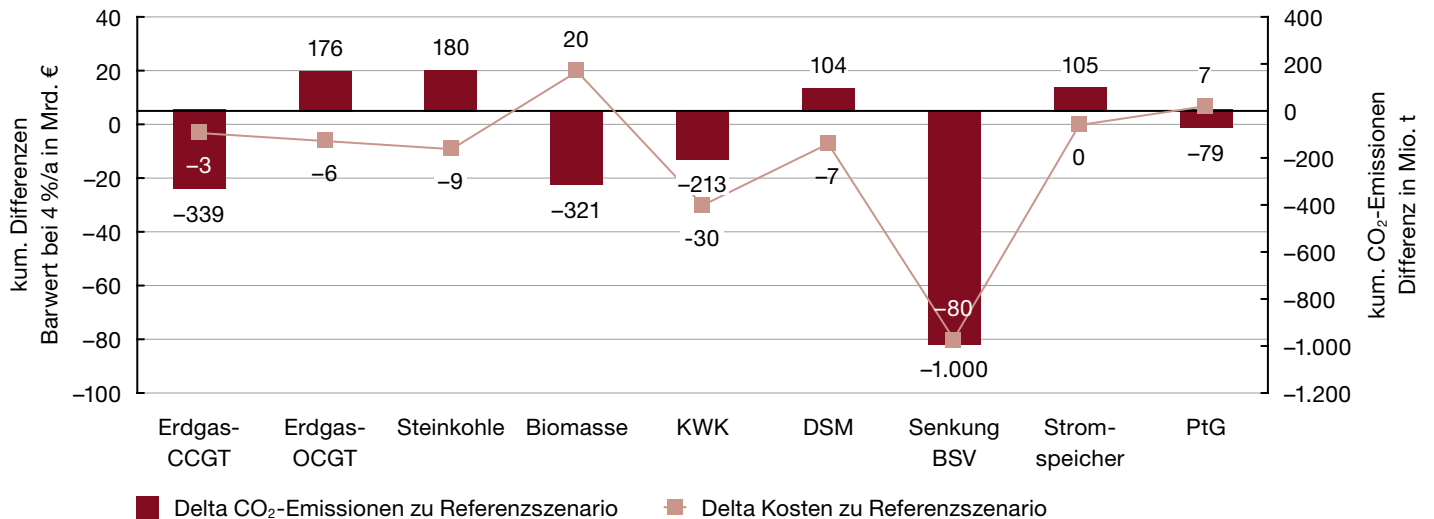
Abb. 2 Entwicklung der Höhe der CO₂-Emissionen in den verschiedenen Szenarien



Ohne klare Verbesserung der Energieeffizienz werden die CO₂-Ziele deutlich verfehlt (siehe obiges Szenario zur Reduzierung des BSV) und selbst in diesem Szenario werden die Ziele nicht ganz erreicht.

Die folgende Abbildung stellt die jeweiligen Unterschiede bei den Ergebnissen der einzelnen Szenarien im Hinblick auf die kumulierten Gesamtkosten und die kumulierten CO₂-Emissionen im Zeitraum 2014 bis 2050 gegenüber dem Referenzszenario dar.

Abb. 3 Kumulierte Gesamtkosten und CO₂-Emissionen



Vorweg sei gesagt, dass die Kosten und CO₂-Emissionen maßgeblich durch den Ausbau der erneuerbaren Energien und den bestehenden Kraftwerkspark bestimmt werden. Die Art der Schließung einer Kapazitätslücke ist zwar für die Versorgungssicherheit entscheidend, wirkt sich aber aufgrund der weiterhin großen Bedeutung der Bestandskraftwerke nur verhältnismäßig moderat auf die kumulierten Gesamtkosten und die CO₂-Belastung bis 2050 aus.

Bedeutung der Energieeffizienz bzw. Energieeinsparung

- Das mit Abstand größte Potenzial liegt in der Senkung des BSV und damit vor allem in der Frage der Energieeffizienz.
- Während es im Referenzszenario bereits ab 2023 zu einer Unterdeckung der gesicherten Leistung kommt, ist dies im Szenario mit niedrigem BSV erst 2029 – und ab dann auch nur in niedrigerer Höhe – der Fall.
- Die Frage der Energieeffizienz wird in der politischen Diskussion zu oft durch andere Themen in den Hintergrund gedrängt.
- Auch für Unternehmen sollte das Thema stärker im Fokus stehen, da künftig Geschäftsmodelle von Energieversorgungsunternehmen (EVUs), Industrie und Dienstleistern durch Erhöhung der Energieeffizienz nachhaltig beeinflusst werden können.

Schließung der Lücke durch Zubau konventioneller Kraftwerke

- CCGT-Anlagen verursachen durch ihren höheren Wirkungsgrad geringere CO₂-Emissionen als OCGT-Anlagen. Durch die höheren CO₂-Emissionsfaktoren der Steinkohle führen auch Steinkohlekraftwerke zu einer Erhöhung der CO₂-Emissionen. Die Untersuchungsergebnisse hinsichtlich der Gesamtvollkosten dieser drei Varianten weichen jedoch nur geringfügig von dem Referenzszenario ab und liegen sehr nah beieinander, wobei die Abwägung der wirtschaftlichen Vorteile der einzelnen Kraftwerkstypen stark von der Frage der zukünftigen Volllaststunden abhängt.
- Die Option eines verstärkten OCGT-Zubaus führt unter Beibehaltung des aktuellen Marktdesigns und der der Studie zugrunde liegenden Annahmen nur zu leicht geringeren CO₂-Emissionen gegenüber dem Steinkohleszenario. In diesem Szenario wird zwar Leistung in Form von OCGTs zugebaut, aber es steigen insbesondere die Volllaststunden der Braun- und Steinkohlekraftwerke sowie der CCGT-Kraftwerke. Diese Entwicklung liegt in der Annahme begründet, dass OCGT-Kraftwerke sich auch zukünftig am Ende der Merit-Order einordnen und somit erst bei sehr hohen Lastspitzen genutzt werden. Damit stellen sie primär Back-Up Kapazitäten dar. Im direkten Vergleich weisen OCGT-Kraftwerke einen niedrigeren spezifischen CO₂-Ausstoß als Braun- und auch Steinkohlekraftwerke auf. Jedoch kommt dieser Vorteil aufgrund niedriger Volllaststunden nur bedingt zum Tragen. Das OCGT-Szenario stellt sich auf der Emissionsseite daher im direkten Vergleich etwas schlechter als das Referenzszenario dar, da zudem keine neuen Steinkohle- und CCGT-Kraftwerke mit höheren Wirkungsgraden zugebaut und eingesetzt werden.
- Insgesamt zeigen sich nur vergleichsweise geringe Unterschiede zwischen den verschiedenen hier betrachteten konventionellen Zubauszenarien. Daher sollten auch andere Entscheidungskriterien, wie die Flexibilität der Kraftwerke und die Sicherheit der Bezugsquellen für die Lieferung der benötigten konventionellen Energieträger für einen idealen Kraftwerksmix berücksichtigt werden.

Schließung der Lücke durch intensivere KWK-Nutzung

- Zur Untersuchung des KWK-Szenarios wurde ein Anstieg des KWK-Wärmebedarfs gegenüber dem Referenzszenario unterstellt.
- Insgesamt können dadurch im Stromsektor von 2014 bis 2050 Kosten in Höhe von rund 30 Milliarden Euro sowie circa 213 Millionen Tonnen CO₂-äquivalente Emissionen eingespart werden.
- Dies entspricht in etwa den CO₂-Emissionen der Stromerzeugung von zwei Dritteln eines Jahres und verdeutlicht das wesentliche Potenzial, das in der Forcierung von KWK steckt.
- Voraussetzung dafür ist langfristig auch, dass der Strom- und Wärmesektor stärker miteinander verzahnt werden.

Schließung der Lücke durch gezieltere Nutzung von Biomasse

- Hinsichtlich der Nutzung von Biomasse sieht das neue EEG einen Bruttoausbaukorridor von 100 MW pro Jahr vor. Dies führt langfristig zu einer Reduzierung der installierten Biomassekapazitäten.
- Damit wird eine der wenigen Möglichkeiten, einen substanziellen Beitrag zur gesicherten Leistung durch die bedarfsgerechte Nutzung eines erneuerbaren Energieträgers zu leisten, stark eingeschränkt. Dies führt dazu, dass Deutschland auch nach 2050 im Stromsektor stärker auf fossile Brennstoffe als Back-up der erneuerbaren Energien angewiesen sein wird.
- Andere Länder, wie zum Beispiel Dänemark, haben derweil bereits begonnen, Biomasse verstärkt als langfristige Back-up-Kapazität der volatil einspeisenden erneuerbaren Energien zu etablieren.
- Mit Blick auf die Knappheit von Biomasse wäre es eine Alternative, die Volllaststunden der Biomassekraftwerke sukzessive zu reduzieren, sodass Biomasse zunehmend eine Back-up-Funktion übernimmt und kein Mehrbedarf an Biomassebrennstoff gegenüber den aktuellen Verbrauchsmengen entsteht.
- Insbesondere langfristig ergibt sich darüber hinaus eine Reduzierung der CO₂-Emissionen auch nach 2050.

Reduzierung der Kapazitätslücke durch Demand Side Management (DSM)

- Das DSM-Potenzial wird mit 8 bis 14 GW in verschiedenen Studien sehr unterschiedlich dargestellt.
- Darüber hinaus gibt es bisher nur ein begrenztes Verständnis darüber, inwiefern dieses Potenzial tatsächlichen Lastabwurf betrifft oder lediglich eine kurzfristige Lastverschiebung darstellt.
- Das Szenario mit der sukzessiven Entwicklung von 10 GW DSM-Potenzial bis 2050 führt zu keinen wesentlichen Vorteilen hinsichtlich der Kosten und CO₂-Emissionen.
- Als ein wesentliches Hemmnis zeigt sich dabei, dass die Entwicklung bzw. Nutzung des DSM-Potenzials laut der vorherrschenden wissenschaftlichen Meinung erst zu spät erfolgt, um einen wesentlichen Beitrag zur Vermeidung einer möglichen Kapazitätslücke zwischen 2020 und 2030 zu liefern.
- Daher ist der kurz- bis mittelfristige Einfluss von DSM auf die Notwendigkeit zusätzlichen Leistungszubaus eher gering, sofern das Potenzial nicht entweder nachweisbar schneller vorangetrieben wird und der wirtschaftliche Nutzen kurzfristiger Lastverschiebung vergrößert und transparenter gemacht wird.

Reduzierung der Kapazitätslücke durch Stromspeichernutzung

- Auch hier zeigen die Ergebnisse des Szenarios mit umfangreichem Speicheraufbau keine unmittelbaren Vorteile hinsichtlich der Kosten und Emissionen.
- Dieses Ergebnis kommt wenig überraschend, da die Wirtschaftlichkeit vieler Speichertechnologien bisher noch stark eingeschränkt ist.
- Aus den Ergebnissen der „Roadmap Speicher“² ist erkennbar, dass Stromspeicher voraussichtlich frühestens ab circa 2040 verstärkt zugebaut werden können, während sie derzeit eher auf Demonstrationsprojekte und erste Nischenanwendungen beschränkt sind.
- Nur im Fall von deutlichen Kostendegressionen könnten Speicher langfristig dann auch eine gewichtigere Rolle spielen.

Reduzierung der Kapazitätslücke durch Power to Gas (PtG)

- Hinsichtlich der gesicherten Leistung kann PtG keinen unmittelbaren Beitrag leisten, da hier keine direkte Rückverstromung erfolgt. Diese müsste über entsprechende Gaskraftwerke erfolgen.
- Allerdings könnte PtG bei breiterer Anwendung einen Beitrag zu einer breiteren Bezugsbasis für den Rohstoff Gas leisten. Dabei können die im Rahmen von PtG erzeugten Wasserstoff- oder Methanmengen auch im Wärme- und Verkehrssektor zunehmend als „grüner“ Brennstoff genutzt werden.
- Während das Potenzial von PtG rein stromseitig eher begrenzt ist, ist das langfristige sektorenübergreifende Potenzial durchaus beträchtlich. Die weitere Entwicklung und zunehmende Kommerzialisierung der Technologie hängen allerdings auch maßgeblich von der weiteren Entwicklung des Wärme- und Verkehrssektors ab, zum Beispiel hinsichtlich der zunehmenden Verwendung von Wasserstoff und der Weiterentwicklung von Brennstoffzellen.

Zusätzliche Maßnahmen zur Umsetzung der Energiewende

- Zusammenfassend ist festzustellen, dass keine der von uns für diese Kurzstudie skizzierten Optionen gewährleisten kann, dass die Umweltziele der Energiewende im Stromsektor vollständig erreicht werden.
- Ein Großteil der Systemkosten und der zukünftigen Emissionen ist durch den bereits bestehenden und noch Jahrzehnte im Einsatz befindlichen Kraftwerkspark festgelegt. Auch hier müsste somit zum Erreichen der Ziele angesetzt werden.
- Daneben sollten auch vermehrt internationale Optimierungspotenziale berücksichtigt werden.
- Insofern sollten alle Möglichkeiten zur Steigerung der Effizienz der Umwandlungsprozesse im vorhandenen Kraftwerkspark geprüft werden.
- Alternativ wäre denkbar, die Stromerzeugung in Richtung emissionsärmerer Energieträger wie etwa Erdgas zu verschieben. Hier sollten aber unbedingt auch strategische Aspekte, wie zum Beispiel die Zuverlässigkeit der Rohstoffbezugsquellen, mit in Betracht gezogen werden.
- Auch der Ausbau der Netze bis zu einer Schaffung eines europäischen Strommarktes wäre eine Option. Leider sind die Voraussetzungen hierfür momentan eher negativ zu bewerten, da jedes Land in der EU seine eigene „Energiewende“ mit sehr unterschiedlichen Mitteln verfolgt und sich Fördersysteme stark unterscheiden.

² Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, Kassel; Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Aachen; Stiftung Umweltenergierecht, Würzburg (2014): Roadmap Speicher – Bestimmung des Speicherbedarfs in Deutschland im europäischen Kontext und Ableitung von technisch-ökonomischen sowie rechtlichen Handlungsempfehlungen für die Speicherförderung.

Folgerungen

Mit Blick auf die Ergebnisse der einzelnen Szenarien lässt sich zunächst feststellen, dass in keinem Szenario eine 80%ige Reduzierung der CO₂-Emissionen bis 2050 erreicht wird. Zudem zeigt sich, dass bei Annahme des Ausbaupfads erneuerbarer Energien gemäß EEG 2014 nur durch erhebliche Anstrengungen bei der Erhöhung der Energieeffizienz bzw. der Energieeinsparungen eine Annäherung an die Umweltziele erfolgen kann. Die Auswertung der Kostenseite enthüllt die hohe Bedeutung des bestehenden Kraftwerksparks. Die relativ geringen Unterschiede zwischen den Alternativszenarien zeigen, dass die Debatte nicht nur auf das Thema Kapazitätsmechanismen reduziert werden kann, sondern auch Aspekte wie die Umgestaltung des aktuellen Kraftwerksparks sowie die Sicherheit der Rohstoffversorgung berücksichtigen muss.

Die Energiewende kann nur unter der Ausschöpfung aller zur Verfügung stehenden Potenziale gelingen. Diese Potenziale ergeben sich nicht nur durch die Auswahl des „richtigen“ Erzeugungsmix, sondern auch durch die Nutzung von nachfrageseitigen Möglichkeiten. Nur ein ausgewogener und abgestimmter Maßnahmenkatalog kann den Erfolg der Energiewende sichern. Daher muss der Blick über die Stromerzeugung hinausgehen. Wechselwirkungen zum Verkehrs- und Wärmesektor (wie z. B. bei der Bewertung von PtG-Potenzialen) sowie erhöhte Grenzübergangskapazitäten zum verbesserten Ausgleich der Kapazitätsüber- und -unterdeckungen mit den Nachbarländern sowie intelligenter Netzsteuerungen stellen somit wichtige Bausteine zum Gelingen der Energiewende dar. Die Studie belegt außerdem den positiven Effekt einer stärkeren Fokussierung auf KWK in Verbindung mit Wärmespeichern auf die Gesamtkosten und CO₂-Emissionen.

Auch in Zukunft werden Anstrengungen aller Marktteilnehmer erforderlich sein, um die international unter Beobachtung stehende deutsche Energiewende zu einem Erfolgsmodell werden zu lassen. Hier ist die Politik gefordert, mit energiepolitischen Rahmenbedingungen ausreichende Anreize zu setzen, damit Energieversorger, Netzbetreiber, aber auch Großverbraucher und die Masse der privaten Verbraucher weiter zum Gelingen der Energiewende beitragen. So sollten etwa bestehende Kraftwerke mit hohen Wirkungsgraden gezielt gefördert werden, damit ineffiziente alte Kraftwerke vom Markt verdrängt werden können. Anreize zur Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen können durch verbesserte steuerliche Abschreibungsregelungen gesetzt werden. Netzseitig muss die regulatorische Ausgestaltung die Entwicklung intelligenter Netze erlauben. Auch die Ausgestaltung des EEG 2014 muss kritisch geprüft werden. Andernfalls werden erneuerbare Energieträger wie die Biomasse ausgebremst und somit die Schaffung nicht fossiler Kapazitätsvorhaltungen erschwert.

Thesen

1. Durch die planmäßige Abschaltung alter Kraftwerke und fehlende Neuinvestitionen wird es ohne Gegenmaßnahmen ab 2023 zu einer Unterdeckung an gesicherter Leistung kommen (Kapazitätslücke).
2. Werden darüber hinaus die derzeitig gemeldeten Stilllegungen von knapp 12 GW Kraftwerkskapazität berücksichtigt, so ist der Handlungsdruck noch größer.
3. Zur Schließung der Kapazitätslücke gibt es vielfältige Optionen, die sich erheblich in Bezug auf CO₂-Emissionen und Kosten unterscheiden.
4. Alle Optionen führen zu steigenden Stromgestehungskosten bis 2028. Erst danach können wir von sinkenden Stromgestehungskosten profitieren.
5. Keine der geprüften Optionen zur Schließung der Kapazitätslücke kann allein die Erreichung der CO₂-Emissionsziele sicherstellen.
6. Die Steigerung der Energieeffizienz stellt sich als die wirkungsvollste Maßnahme zur Reduzierung der CO₂-Emissionen dar – hängt aber maßgeblich von den aufzuwendenden Kosten für die Energieeffizienz ab.
7. Auch der Einsatz der Kraft-Wärme-Kopplung zur Schließung der Kapazitätslücke ist im Vergleich zu den anderen betrachteten Optionen vorteilhaft.
8. Die restriktiven Vorgaben des EEG 2014 bezüglich Biomasse schränken eine der wenigen erneuerbaren Möglichkeiten ein, die einen CO₂-freien Beitrag zur gesicherten Leistung erbringen kann.
9. Demand Side Management und der Einsatz von Stromspeichern bieten erst langfristig großes Potenzial zur Sicherung der Versorgungssicherheit.
10. Die vermeintlich einfache Lösung zur Schließung der Kapazitätslücke durch den Einsatz von OCGT-Kraftwerken kann in Hinblick auf die CO₂-Emissionsziele nur einen geringen Beitrag leisten, da diese Kraftwerke primär als Back-Up-Kapazitäten eingesetzt werden.
11. Neben den in dieser Studie untersuchten Optionen zur Schließung der Kapazitätslücke sollte daneben auch noch der Einsatz des bestehenden Kraftwerksparks im Rahmen der Energiewende optimiert werden.
12. Zur Erreichung unserer Ziele muss der Blick über die Stromerzeugung hinausgehen:
 - Wechselwirkungen zum Verkehrs- und Wärmesektor (wie z. B. bei der Bewertung von PtG-Potenzialen) sind zu berücksichtigen.
 - Die Bedeutung erhöhter Grenzübergangskapazitäten zum verbesserten Ausgleich der Kapazitätsüber- und -unterdeckungen mit den Nachbarländern sind zu prüfen.
 - Die Netzbetreiber müssen Anreize zur Investitionen in intelligentere Netze erhalten.

B Einleitung – Die Energiewende

Steigende Strompreise und die Gefährdung der Versorgungssicherheit prägen die Diskussionen.

1 Die Energiewende in Deutschland – ein Erfolg?

Die Energiewende in Deutschland ist 2014 von der Diskussion über die Versorgungssicherheit und stetig steigende Strompreise gekennzeichnet. EVUs klagen über die Unwirtschaftlichkeit ihres konventionellen Kraftwerksparks und die deutsche Wirtschaft sieht einen entscheidenden Standortfaktor gefährdet. Darüber hinaus herrscht weiter eine hohe Unsicherheit über die zukünftige Gestaltung des Strommarktes und die Bedeutung der Energieeffizienz. Dies sind nur einige der Facetten der aktuellen Energiewendediskussion, die durch kontroverse Standpunkte und verschiedenste Interessen geprägt ist.

Letztlich ist es das Ziel der Energiewende, eine umweltfreundliche Energieversorgung unter Gewährleistung der Versorgungssicherheit ohne Schaden für die deutsche Wirtschaft und ohne überhöhte Belastungen für die privaten Stromverbraucher zu realisieren. Diese Kurzstudie gibt als Teil des bisher PwC-intern genutzten Energiewende-Outlooks (EwO) einen Überblick über die aktuellen Entwicklungen sowie den gegenwärtigen Stand der deutschen Energiewende im Stromsektor. Des Weiteren werden aktuell diskutierte Möglichkeiten zur langfristigen Gewährleistung der Versorgungssicherheit einer Kosten-Nutzen-Betrachtung unterzogen.

Bislang liegen „erst“ drei bis vier Jahre Energiewende hinter und 30 bis 40 weitere Jahre vor uns. Ob die Energiewende ein Erfolg wird, kann aus heutiger Sicht kaum bewertet werden. Die grundsätzliche Zielsetzung der Energiewende ist hingegen weitestgehend unumstritten. Es ist daher sinnvoll, eine möglichst breite und sachliche Diskussion über die denkbaren Energiewendestrategien zu führen. Mit dieser Kurzstudie (und auch dem übergeordneten EwO) soll der Leser in die Position versetzt werden, auf Grundlage einer Kosten-Nutzen-Analyse verschiedenste Strategien und Vorschläge im Rahmen der Energiewende zu bewerten.

2 Der Energiewende-Outlook von PwC (EwO) – ein Instrument zur Bewertung von Energiewendestrategien

Die im Grunde klare Zielsetzung der Energiewende geht im „Dickicht“ der vielen untergeordneten Energiewendethemen oftmals verloren. Mit dem EwO kann ein Überblick bereitgestellt werden, der die Vielzahl von Informationen und teils gegensätzlichen Aussagen ordnet, deren Zusammenhänge hinterfragt und einen Ausblick für die kommenden Jahre wagt. Die vorliegende Kurzstudie Strom ist ein Auszug aus dem EwO. Hier werden verschiedene Optionen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit bei steigendem Anteil erneuerbarer Energien bezüglich ihrer Auswirkungen auf die Treibhausgasemissionen und auf die Kosten der Stromerzeugung untersucht. Ziel der Studie ist die Bereitstellung einer Kosten-Nutzen-Analyse.

Für den EwO werden Vorschläge von Marktteilnehmern oder aus Studien in eine umfassende Energiebilanz übertragen, um deren Bewertung zu ermöglichen. Die Bestimmung der Auswirkungen einzelner oftmals isolierter Maßnahmen auf das Gesamtsystem der Energieversorgung steht im Fokus unserer Untersuchungen.

Der EwO konsolidiert eine Vielzahl von Studien und bietet Kosten-Nutzen-Analysen zu verschiedensten Szenarien

Für diese Kurzstudie Strom haben wir untersucht, ob und wann eine Versorgungslücke im Stromsektor entstehen kann und wie die aktuell diskutierten Maßnahmen zur Schließung der Lücke im Hinblick auf Bezahlbarkeit und Umweltverträglichkeit zu bewerten sind.

Folgende Inhalte werden dabei behandelt:

- aktueller Stand der Energiewende im Stromsektor
- methodisches Vorgehen und Referenzszenario
- mögliche Maßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit
- Kosten-Nutzen-Analyse der verschiedenen Maßnahmen
- Schlussfolgerungen und Handlungsbedarf

C Wie weit ist die Energiewende im Stromsektor?

Steht die Energiewende in Deutschland tatsächlich kurz vor dem Scheitern oder ist die Diskussion verzerrt?

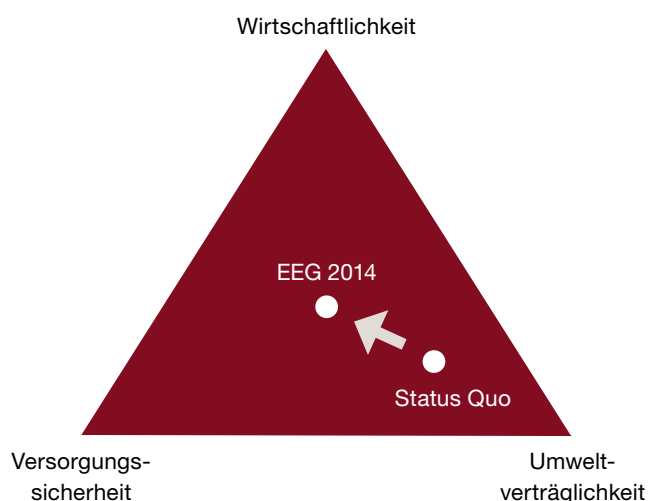
Die Energiewende ist ein wahres Mammutprojekt, das nahezu alle Bereiche des täglichen Lebens mehr oder minder stark beeinflusst. Deutschland hat sich hierzu klar positioniert und steht vor allem auch international unter Beobachtung. Nachahmer werden nur folgen, wenn das Projekt in Deutschland gelingt.

Doch wie weit ist die Energiewende tatsächlich? Um dies zu bewerten, werden die drei Kriterien des energiepolitischen Dreiecks, abgeleitet aus dem Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG) eingeführt: Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit (vgl. § 1 Abs. 1 EnWG). Dieses energiepolitische Dreieck wird auch als Zieldreieck der deutschen Energiewende verstanden und bietet eine Möglichkeit, den Zielerreichungsgrad zu bestimmen.

1 Das energiepolitische Dreieck bildet den Maßstab für den langfristigen Erfolg der Energiewende

Auch die Bundesregierung hat in ihrem Koalitionsvertrag das energiepolitische Dreieck zur Ausrichtung und Bewertung der Energiewende festgelegt. Die drei Zielgrößen (Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit) sollen dabei gleichrangig behandelt werden. Fragen der Wirtschaftlichkeit und der Versorgungssicherheit sollen mehr Aufmerksamkeit als in der Vergangenheit beigemessen werden. Die Zielgrößen des energiepolitischen Dreiecks werden nachfolgend anhand verschiedener Kriterien messbar gemacht.

Abb. 4 Das energiepolitische Dreieck



Quelle: Eigene Darstellung.

Ein wesentliches Kriterium der Umweltverträglichkeit bilden die Treibhausgasemissionen. Darüber hinaus umfasst Umweltverträglichkeit Aspekte wie zum Beispiel beanspruchte Flächen, Trinkwasserschutz oder Lärmemissionen.

Die Zielgrößen des energiepolitischen Dreiecks können anhand verschiedener Kriterien messbar gemacht werden.

Wirtschaftlichkeit wird in dieser Studie über die Gesamtkosten der Stromversorgung gemessen. Als übergeordnete Größe könnten auch volkswirtschaftliche Effekte, beispielsweise auf dem Arbeitsmarkt, und die Auswirkungen auf Strompreise in die Analysen einbezogen werden. Diese Aspekte werden hier aber nur am Rande behandelt.

Die Erhaltung der Versorgungssicherheit in Deutschland ist auch im Rahmen der Energiewende zu jeder Zeit zu gewährleisten und wird daher hier als zwingend zu erfüllende Nebenbedingung definiert. Dabei werden vereinfachend die ausreichende Qualität und Leistungsfähigkeit der Netze und die sichere Versorgung mit den benötigten Energieträgern vorausgesetzt. Im Fokus steht hier die Bedingung, dass zu jeder Zeit die Nachfrage nach Strom durch eine gesicherte Kraftwerksleistung abgedeckt werden kann.

2 Wo steht die Energiewende heute?

Als Maßstab für den Erfolg der Energiewende hinsichtlich der Umweltverträglichkeit gelten insbesondere die CO₂-Emissionen. Gegenüber dem Jahr 1990 sind die CO₂-Emissionen der deutschen Stromerzeugung bis 2009 bereits um knapp 18 % gesunken.

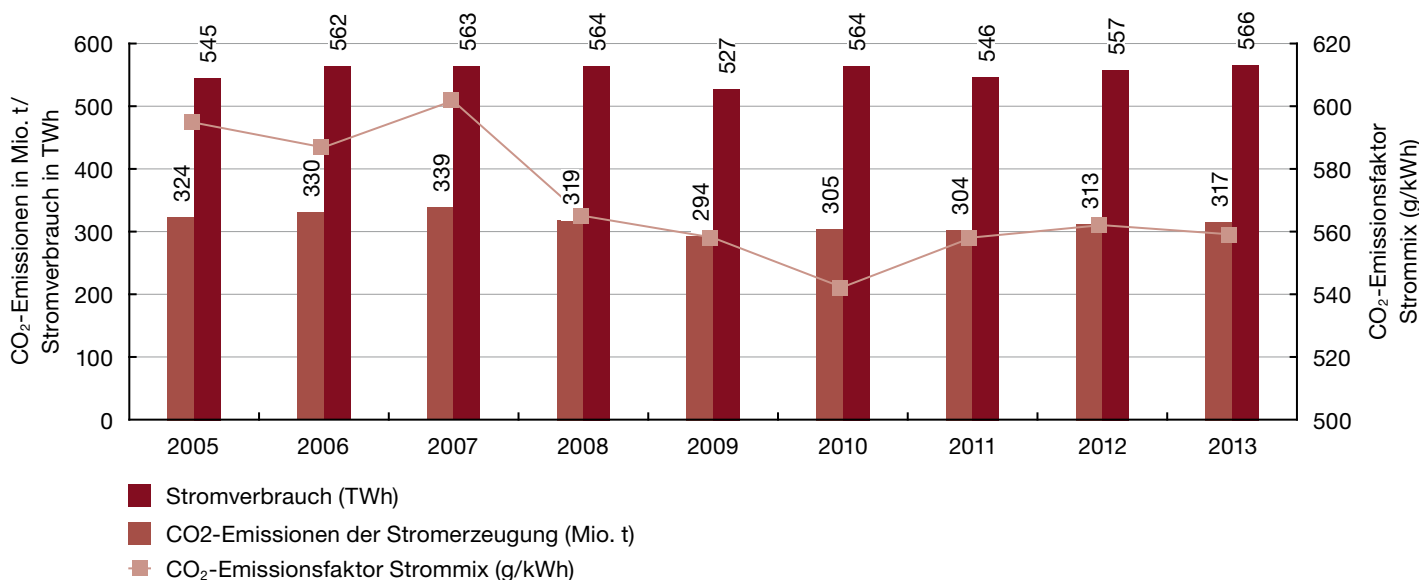
Die CO₂-Emissionen konnten seit 2010 nicht reduziert werden.

Unter der Annahme, dass die „eigentliche“ Energiewende erst im Jahr 2010 eingeleitet wurde und die Umsetzung in ihrer heutigen Ausprägung erst nach dem Unglück von Fukushima 2011 begann, muss die Bewertung der vergangenen drei bis vier Jahre im Vordergrund stehen. Für diesen Zeitraum kann ein Anstieg der CO₂-Emissionen festgestellt werden. Insofern kann oberflächlich betrachtet die Energiewende im Hinblick auf das Kriterium Umweltverträglichkeit im Sinne von reduzierten CO₂-Emissionen bisher keine Erfolge vorweisen.

Die folgende Grafik stellt die Entwicklung der CO₂-Emissionen aus der Stromerzeugung in Deutschland und die Entwicklung des Stromverbrauchs sowie den Emissionsfaktor des deutschen Strommix im Zeitraum 2005 bis 2013 dar.

Abb. 5 Stromverbrauch und CO₂-Emissionen

in Deutschland 2005–2013



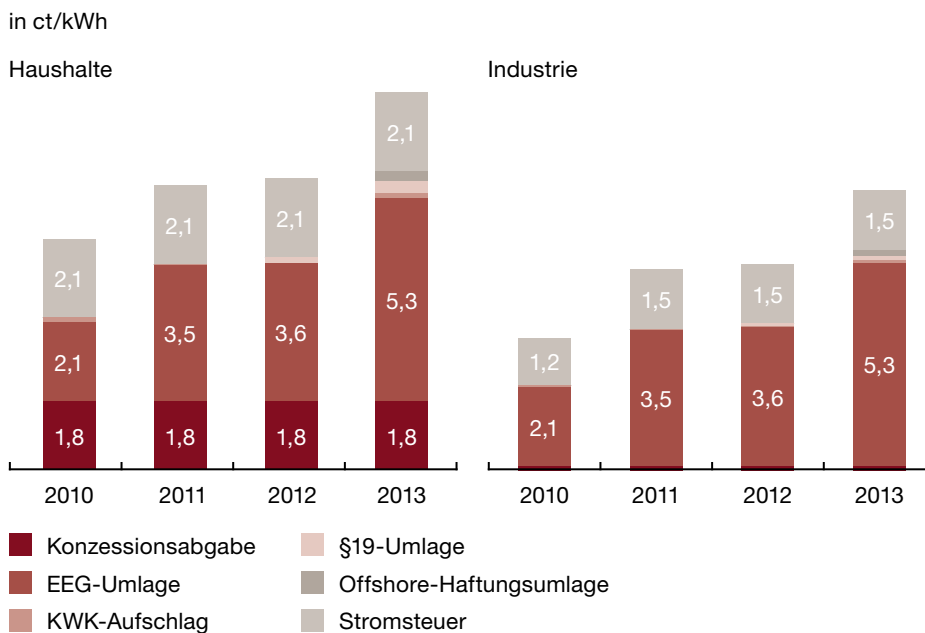
Quelle: Eigene Darstellung nach Umweltbundesamt (2014): Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990–2013, S. 2 ff.

Die Effekte des Ausstiegs aus der Kernenergie wurden durch erneuerbare Energien gemildert.

Diese Bewertung lässt sich auf den zweiten Blick durch den 2011 erklärten Ausstieg aus der Kernenergie relativieren. Die seitdem abgeschalteten Kernkraftwerke wurden auch durch den Einsatz der emissionsreicheren Braun- und Steinkohlekraftwerke kompensiert. Bemerkenswert ist daher, dass die CO₂-Emissionen pro Terawattstunde (TWh) in den letzten Jahren trotz Atomausstieg nahezu konstant geblieben sind. Dieser Umstand ist vor allem auf den massiven Ausbau der erneuerbaren Energien zurückzuführen, durch den die vermehrte Nutzung von Braun- und Steinkohle weitgehend ausgeglichen werden konnte.

Die Strompreisentwicklung setzt Politik und EVUs unter Druck.

Auch aktuell steht der Ausbau der Nutzung von erneuerbaren Energien im Stromsektor im Fokus der politischen Entscheidungsträger. So wurde von der neuen Regierung auch zunächst die Überarbeitung des EEG begonnen. Kernelement des EEG 2014 ist die Festlegung von Ausbaukorridoren für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Ergänzt durch den sogenannten atmenden Deckel, bei dem die Vergütungshöhe für Strom aus erneuerbaren Energien vom Ausbau in der Vorperiode abhängig gemacht wird, soll dabei mit Blick auf die bisherigen Erfahrungen verhindert werden, dass der Ausbau der erneuerbaren Energien die Wirtschaftlichkeit der Stromversorgung über Gebühr belastet. Der Blick auf die Strompreisentwicklung der letzten Jahre zeigt den Handlungsbedarf und auch hier führt der erste Blick auf die Zielerreichung zu einer negativen Bewertung beim Thema Wirtschaftlichkeit bzw. Bezahlbarkeit (Unternehmen, die eine Reduzierung der EEG-Umlage in Anspruch nehmen konnten, wurden hier ausgeklammert). Sowohl die Endkundenpreise für Haushalte als auch die Preise für die Industrie sind in den vergangenen Jahren deutlich gestiegen.

Abb. 6 Entwicklung der Steuern und Abgaben für Haushalte und Industriekunden

Quelle: Eigene Darstellung nach BDEW (2014): BDEW-Strompreisanalyse Juni 2014 – Haushalte und Industrie, S. 7, 16.

Auch im europäischen Vergleich sind Deutschlands Strompreise sehr hoch³ – hoch genug, um die politische Diskussion über zumutbare Energiepreise für Haushalte und mögliche Abwanderungen energieintensiver Industrieunternehmen zu einem anhaltenden Thema zu machen. Von der Politik wird erwartet, diese Kosten einerseits gerecht und europarechtskonform zu verteilen und andererseits die Kosten als solche langfristig in den Griff zu bekommen. Im Zentrum dieser Debatte stehen zumeist die Kosten der erneuerbaren Energien, symbolisiert durch die EEG-Umlage.

Das neue EEG soll den wirtschaftlichen Ausbau der erneuerbaren Energien langfristig sichern.

Die Industrieunternehmen sehen durch die EEG-Umlage die internationale Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Wirtschaft gefährdet. Der Kompromiss, von stromintensiven Unternehmen eine reduzierte EEG-Umlage zu erheben, soll diesem Umstand Rechnung tragen. Die Definition der Anspruchsberechtigten dieser Sonderregelung bleibt in der öffentlichen Diskussion jedoch umstritten.

Inzwischen machen die zahlreichen Abgaben und Umlagen einen immer größeren und von den EVUs nicht beeinflussbaren Teil der Endkundenpreise aus. Die Belastungen für die Kunden steigen daher automatisch, während die Margen der EVUs unter Druck geraten und der Handlungsspielraum des Vertriebs immer stärker eingeschränkt wird.

Gleichzeitig wird die Wirtschaftlichkeit vieler EVUs auch durch den anhaltenden Gewinneinbruch im Bereich der konventionellen Stromerzeugung beeinträchtigt. Die EVUs beklagen in diesem Zusammenhang, dass sie viele Kraftwerke nicht mehr rentabel betreiben könnten.

³ Vgl. BDEW (2013): Europäischer Strompreisvergleich.

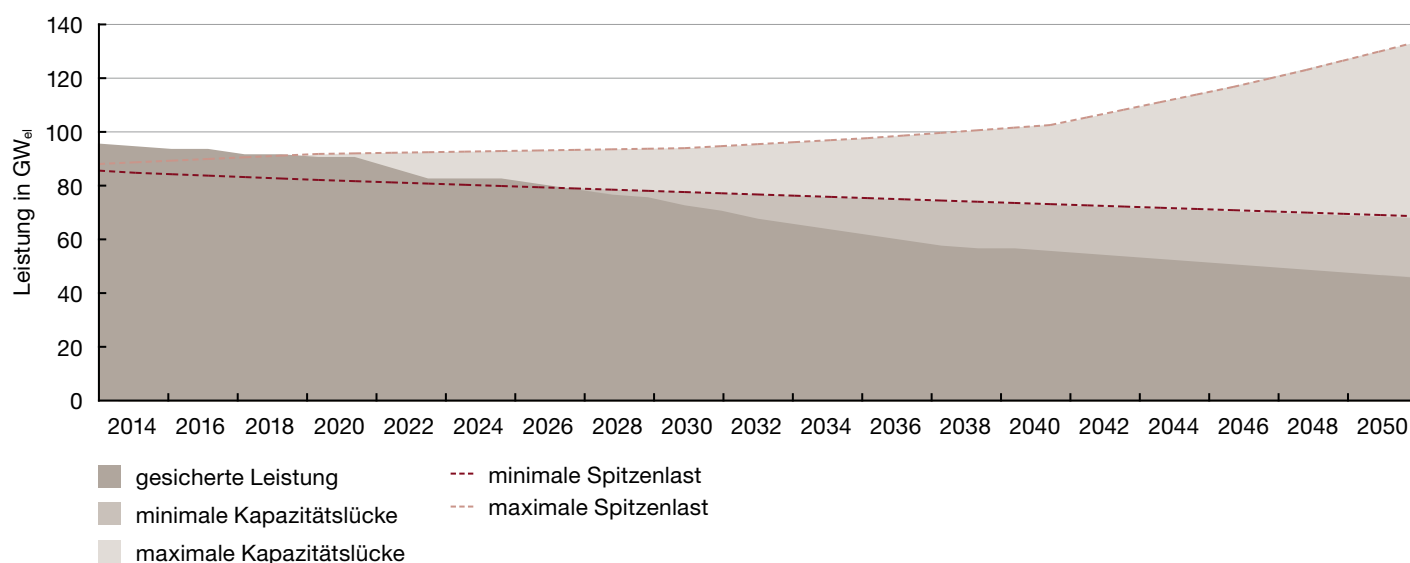
Wirtschaftlich bedingte Kraftwerksstilllegungen und fehlende Investitionen gefährden die Versorgungssicherheit.

Als Folge dessen sind bis zum heutigen Stand bereits knapp 12 GW⁴ Kraftwerksleistung zur Stilllegung angemeldet worden. Diese Stilllegungen bedrohen die nachhaltige Versorgungssicherheit im Stromsektor. Denn selbst ohne wirtschaftlich bedingte Stilllegungen könnte es durch die planmäßige Abschaltung alter Kraftwerke und fehlende Neuinvestitionen ab 2023 zu einer Unterdeckung an gesicherter Leistung kommen.

Die für die vorliegende Kurzstudie Strom ausgewerteten Studien und Analysen gehen im Allgemeinen von einer Abnahme der installierten konventionellen Kraftwerksleistung (gesicherte Leistung) aus, unterscheiden sich jedoch deutlich in der Prognose der Entwicklung des Stromverbrauchs (und der daraus abgeleiteten maximal erforderlichen Leistung). Einen großen Einfluss hat zum Beispiel die Entwicklung der Elektromobilität und des PtG-Einsatzes, die in einzelnen ausgewerteten Szenarien zu einem deutlichen Anstieg des Stromverbrauchs zur Mitte des 21. Jahrhunderts führen.

Die nachfolgende Abbildung vergleicht die Szenarien der ausgewerteten Studien und zeigt die mögliche Entwicklung der Kapazitätslücke, resultierend aus einer abnehmenden gesicherten Kraftwerksleistung und unterschiedlich prognostiziertem Leistungsbedarf.

Abb. 7 Mögliche Entwicklung der Kapazitätslücke bis 2050



Quelle: Eigene Darstellung auf Datenbasis ausgewerteter Studien.

⁴ Quelle: Kraftwerksstilllegungsanzeigeliste, BNetzA, abgerufen am 12.12.2014 unter http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html.

Politik, Verbände und EVUs diskutieren daher bereits seit Längerem verschiedene Anpassungen des Strommarktdesigns, um die Versorgungssicherheit langfristig zu gewährleisten. Bisher ist das Instrumentarium zur Aufrechterhaltung der gesicherten Leistung im Wesentlichen auf die Reservekraftwerksverordnung⁵ beschränkt.

Das Strommarktdesign steht im Fokus der Diskussion über die Sicherstellung der Versorgungssicherheit.

Besonders prominent hat sich daher seit einiger Zeit die Diskussion über mögliche Kapazitätsmärkte entwickelt, durch die Anreize zur Nutzung bestehender Kraftwerke und zu Investitionen in neue Kapazitäten geschaffen werden sollen. Aktuelle Vorschläge zielen demgegenüber auf Modifikationen des gegenwärtigen Energy-only-Marktes (EOM) ab, um die Anreize zu Investitionen in erzeugungs- und nachfrageseitige Flexibilitätspotenziale zu erhöhen (siehe auch Exkurs „Leitstudie Strommarkt“ auf S. 24). All diesen Diskussionen ist jedoch gemein, dass sie auf die Sicherstellung der Versorgungssicherheit unter Berücksichtigung der Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit abzielen.

Fazit

Bisher kann die Energiewende im Hinblick auf die Ziele des energiepolitischen Dreiecks noch nicht als Erfolg gewertet werden. Ein enormer Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wurde zwar erreicht – davon profitieren können die Verbraucher aber bisher weder bei der Umweltfreundlichkeit noch bei der Bezahlbarkeit von Strom. Aktuell deutet sich zudem enormer Handlungsbedarf beim Thema Versorgungssicherheit an. In dieser Studie wird daher untersucht, welche Möglichkeiten zur Schließung der drohenden Kapazitätslücke bestehen und wie sich diese unterscheiden.

⁵ Voller Gesetzestitel: „Verordnung zur Regelung des Verfahrens der Beschaffung einer Netzreserve sowie zur Regelung des Umgangs mit geplanten Stilllegungen von Energieerzeugungsanlagen zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems“.

Exkurs: Neue Leitstudie Strommarkt im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) – der Energy-Only-Markt (EOM) kann an die Anforderungen der Energiewende angepasst werden

Laut der neuen Leitstudie des BMWi kann mit den gegenwärtigen und auf absehbare Zeit vorhandenen Kraftwerkskapazitäten auch abseits von Kapazitätsmechanismen die Versorgungssicherheit gewährleistet werden. Vereinfacht ausgedrückt muss dafür der EOM angepasst werden.

In den letzten Jahren sind die Spotmarktpreise am EOM aufgrund steigender Anteile erneuerbarer Energien stark gesunken. Insbesondere Gaskraftwerke kommen durch die Mechanismen am EOM kaum noch zum Einsatz, da sich die preissetzenden Grenzkosten durch den hohen Anteil an Strom aus erneuerbaren Energien verschoben haben. Es wird immer schwerer, konventionelle Kraftwerke wirtschaftlich zu betreiben.

Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit und damit der Wirtschaftlichkeit der benötigten Kraftwerkskapazitäten plant das BMWi die Einführung eines Marktdesigngesetzes im Jahr 2016.

Die im Juli 2014 veröffentlichte Leitstudie Strommarkt⁶, die im Auftrag des BMWi erstellt wurde, steht dabei der Einführung eines Kapazitätsmarktes kritisch gegenüber. Die Verfasser plädieren stattdessen für eine Optimierung und Weiterentwicklung des bestehenden EOM.

Ein zentraler Vorschlag der Studie stellt eine Aufhebung des Mark-up-Verbots für große Anbieter dar, wonach es aus Marktmachtbedenken heraus ausgewählten Marktteilnehmern untersagt ist, auf dem Strommarkt Preisgebote über ihre kurzfristigen Grenzkosten hinaus abzugeben. Da durch das Mark-up-Verbot eine implizite Preisobergrenze besteht, haben Flexibilitätsoptionen, wie zum Beispiel Lastmanagementmaßnahmen, aber auch Spitzenlastkraftwerke durch ihre hohen Fixkosten keinen Anreiz, am Markt teilzunehmen. Die Preisobergrenzen sollten daher aufgehoben werden, um Anreize für Flexibilitätsoptionen sowie für Spitzenlastkraftwerke zu schaffen.

Weitere Vorschläge umfassen die Einführung von Viertelstundenprodukten am Day-ahead-Markt, kürzere Ausschreibungszeiten auf den Regelleistungsmärkten, Lockerung der Präqualifikationsbedingungen sowie die Stärkung des internationalen Stromhandels. Des Weiteren werden stärkere Anreize zur Bewirtschaftung von Bilanzkreisen, die Reduktion von Must-run-Kapazitäten, eine bessere Koordination von netz- und marktseitigen Anreizen durch angepasste Netzentgelte, eine kritische Hinterfragung der Eigenverbrauchsregelung sowie eine Ausweitung der Direktvermarktung erneuerbarer Energien vorgeschlagen.

An dieser Stelle soll nicht unerwähnt bleiben, dass diese Vorschläge aktuell zu kontroversen Diskussionen führen.

⁶ Vgl. Connect Energy Economics (2014): Leitstudie Strommarkt – Arbeitspaket Optimierung des Strommarktdesigns.

D Methodik und Szenarien

Die grundsätzliche Idee des EwO ebenso wie dieser Kurzstudie basiert auf einem ganzheitlichen Ansatz zur Bewertung möglicher Strategien für die Umsetzung der Energiewende. Dabei steht insbesondere die Integration von Umsetzungsvorschlägen oder konkreten Vorgaben in das Energiegesamtsystem Deutschlands im Vordergrund. Grundlage hierfür stellt die Energiebilanz gemäß der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e. V. (AGEB)⁷ dar, die alle Energieströme Deutschlands erfasst.

Ein ganzheitlicher Ansatz ist notwendig, um Strategien im Rahmen der Energiewende zu bewerten.

1 Energiebilanzen bilden die Grundlage für die Bewertung möglicher Strategien

Die AGEB veröffentlicht jährlich die sogenannte Energiebilanz für Deutschland.⁸ Diese Energiebilanz kann in Form eines Energieflussbilds dargestellt werden. Dabei werden die Arten der Energieträger, die Umwandlungsstufen sowie die Verbraucherguppen gut erkennbar. Die Energiebilanz bildet ein geschlossenes System, sodass sich Veränderungen bestimmter Parameter immer unmittelbar auf alle folgenden Energiemengen und Umwandlungen auswirken. Neben Energieträgern und Umwandlungsstufen lassen sich auch Bereiche wie Strom, Wärme und Verkehr unterscheiden, in denen die Energieträger für unterschiedliche Prozesse genutzt werden.

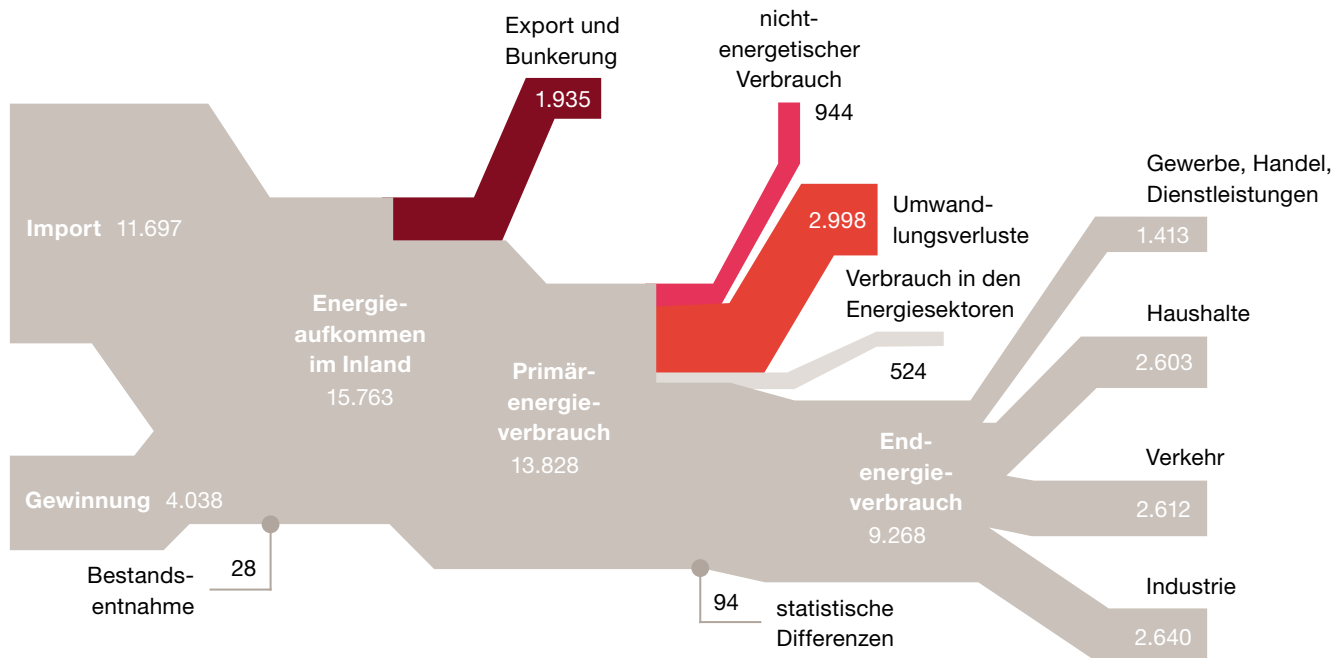
Die Energiebilanz bildet alle Energieströme in Deutschland ab.

⁷ <http://www.ag-energiebilanzen.de/>.

⁸ Vgl. AGEB (2014): Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland 1990–2013.

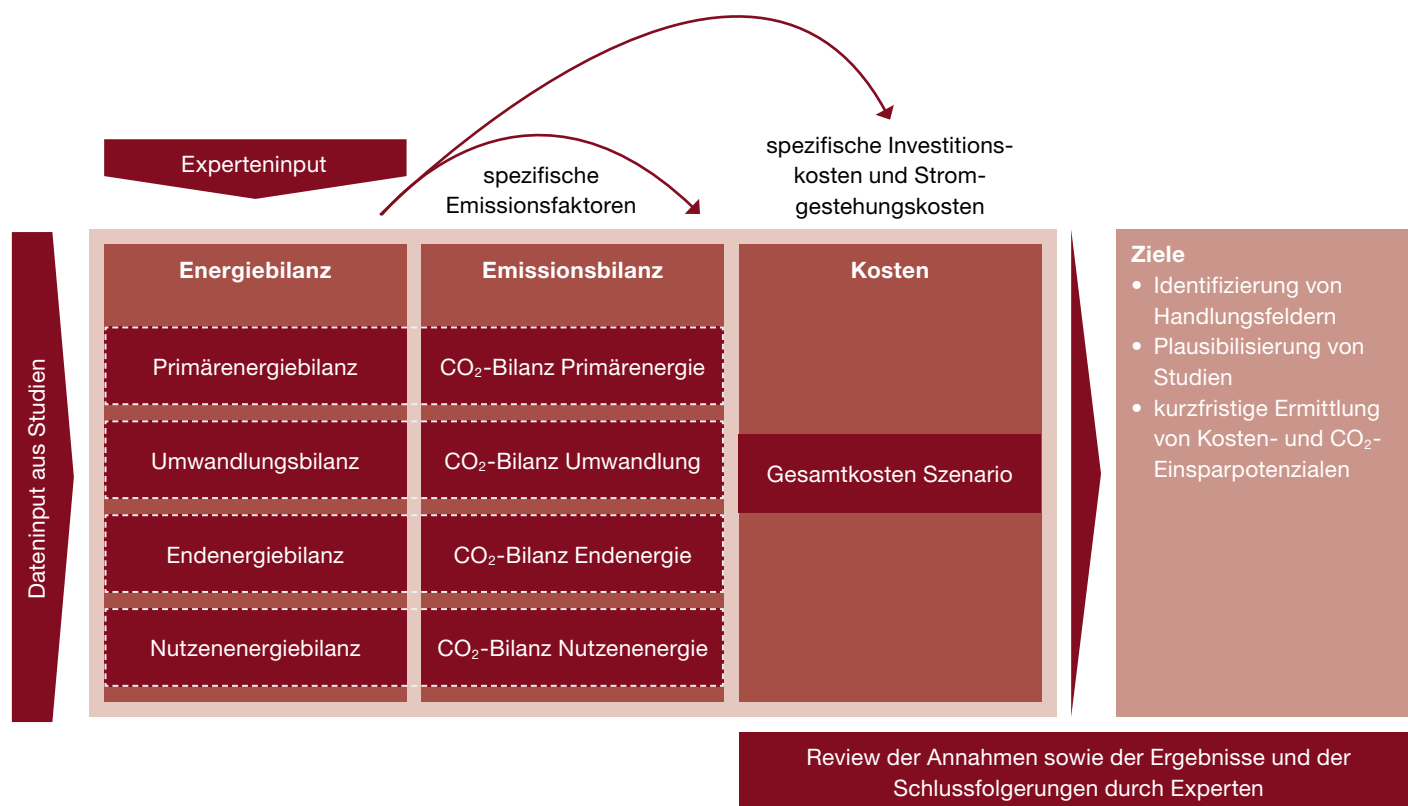
Abb. 8 Energiebilanz Deutschlands

in PJ



Quelle: Eigene Darstellung nach AG Energiebilanzen e. V. (2014), Energieflussbild (vereinfacht in PJ) 2013.

Im Rahmen des EwO und auch für diese Kurzstudie wird die Energiebilanz um weitere Bilanzbetrachtungen für CO₂-Emissionen sowie für Kosten erweitert und in ein Fundamentalmodell der deutschen Energiewirtschaft überführt, sodass für jedes betrachtete Szenario Kosten-Nutzen-Analysen erfolgen können.

Abb. 9 Vorgehen bei der Erweiterung der Energiebilanz um Emissionsbilanz und Szenariokosten


Quelle: Eigene Darstellung.

Grundlage für die Erstellung des EwO sind – neben dem Fundamentalmodell – Datenbanken, in denen zahlreiche Studien und Pressemeldungen zu unterschiedlichen Themen der Energiewende erfasst sind. Dafür wurden mehr als 200 Studien und zahlreiche Pressemeldungen – insbesondere aus den Jahren 2011 bis 2014 – ausgewertet.

Der EwO greift auf eine Datenbank mit mehr als 200 Studien zurück.

Um aus der Fülle der erfassten Informationen die relevanten Aussagen zu extrahieren, wurde die nachfolgend beschriebene Vorgehensweise gewählt:

- Um vergleichende quantitative Aussagen zu verschiedenen Energiewendeszenarien oder auch zu den Forderungen der Marktteilnehmer treffen zu können, wird ein Referenzszenario festgelegt.
- Der Blick wird auf die gesamte Energieversorgung bzw. -nutzung in Deutschland gerichtet, da die Energiewende und die Reduzierung der Treibhausgase nur unter Einbeziehung aller Nutzungsarten umgesetzt werden können. In dieser Kurzstudie Strom wird der Bereich der Stromerzeugung hervorgehoben.
- Essenziellen Bestandteil des EwO bildet die quantitative Auswertung der diversen Studieninhalte. Beispielsweise ermitteln wir daraus Kenngrößen für die Treibhausgasemissionen oder für die Wirkungsgrade der einzelnen Stromerzeugungsanlagen. Aus Studien stammen weiterhin zum Beispiel Angaben zu den Investitionskosten einzelner Erzeugungsanlagen sowie zu Brennstoffkosten und anderen variablen und fixen Betriebskosten. Geprüft und ergänzt werden diese Daten durch Expertenmeinungen.

- Im EwO-Fundamentalmodell werden die Annahmen von unterschiedlichen Szenarien aus Studien und Pressemitteilungen zu möglichen energie-wirtschaftlichen Gesamtszenarien kombiniert, um dann die entsprechenden Simulationsergebnisse im Hinblick auf Bezahlbarkeit und Umweltverträglichkeit analysieren zu können. So haben wir beispielsweise die Bandbreite der Entwicklung des Stromverbrauchs unterschiedlichen Studien entnommen.

Da wir in dieser Studie insbesondere das Thema der künftigen Gewährleistung der Versorgungssicherheit analysiert haben, sind der derzeitige vorhandene Kraftwerkspark und die dazugehörigen Sterbelinien der Kraftwerke wichtige Bestandteile unseres Modells. Auf Grundlage des Gesamtstrombedarfs wird für alle betrachteten Jahre eine maximale Leistungsspitze ermittelt, die durch gesicherte Leistung zur Verfügung gestellt werden muss. Die Kraftwerke werden mit üblichen Wirkungsgraden und Volllaststunden simuliert (siehe Anhang), wobei Letztere im Zeitverlauf aufgrund immer geringerer Einsatzzeiten konventioneller Kraftwerke sinken.

2 Szenarien

Für diese Kurzstudie werden, basierend auf den erfassten Informationen, ein Referenzszenario für die Stromversorgung bis 2050 sowie neun weitere abweichende Szenarien definiert. Dabei berechnen wir die CO₂-Emissionen und Gesamtkosten der Stromerzeugung als Zielgrößen. Im Folgenden werden die betrachteten Szenarien zunächst vorgestellt:

Referenzszenario

Durchschnittlich prognostizierte Entwicklung des Bruttostromverbrauchs (BSV) aus Studienergebnissen und Expertenschätzungen

Die Höchstlast und somit der Bedarf an gesicherter Leistung betrug laut dem ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans 2014 im Referenzjahr 2012 86,9 GW. Die Entwicklung der Höchstlast haben wir aus der durchschnittlichen Entwicklung des BSV modelliert. Der durchschnittliche BSV wiederum wurde aus den Prognosen verschiedener Studien hergeleitet.

Die Ausbaupfade der erneuerbaren Energien werden von der EEG-Novelle 2014 vorgegeben und unserer Modellierung zugrunde gelegt.

Für den fossilen Kraftwerkspark wird die aktuelle Kraftwerksliste der BNetzA⁹ genutzt. Für das Referenzszenario wird angenommen, dass die bestehenden fossilen Kraftwerke bis zum Ende ihrer betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauer in Betrieb bleiben und erst danach ersetzt werden. Für den Ausbaupfad neuer Kraftwerke wird im Referenzszenario die aktuelle Struktur des konventionellen Kraftwerksparks (ohne Braunkohle und Kernenergie)¹⁰ beibehalten, der Bau neuer Braunkohlekraftwerke wird hingegen nicht erwartet.

⁹ Vgl. BNetzA (2014): Kraftwerksliste Bundesnetzagentur.

¹⁰ Basis ist folgende Struktur: Steinkohle (52 % der installierten konventionellen Kraftwerksleistung), Erdgas-Dampfkraftwerke (34 %), Erdgasturbinen (5 %), Erdgas-Blockheizkraftwerke (7 %), sonstige (3 %).

Der Ausbau von Kraftwerken zur KWK innerhalb dieser Kraftwerksstruktur richtet sich nach dem im Rahmen von KWK nutzbaren Wärmebedarf, wobei dieser gemäß einer Studie von Prognos (2013) bis 2025 ansteigt und danach allmählich zurückgeht.¹¹

Erdgas-CCGT

Deckung der benötigten gesicherten Leistung durch ausschließlichen Zubau von Erdgas-CCGT-Kraftwerken

In diesem Szenario wird der vollständige Bedarf zur Deckung der gesicherten Leistung – über den Einsatz erneuerbarer Energien hinaus – nur noch durch Erdgas-CCGT-Kraftwerke abgedeckt.

Alle anderen Parameter des Referenzszenarios werden nicht angepasst.

Erdgas-OCGT

Deckung der benötigten gesicherten Leistung durch ausschließlichen Zubau von Erdgas-OCGT-Kraftwerken

In diesem Szenario wird der vollständige Bedarf zur Deckung der gesicherten Leistung – über den Einsatz erneuerbarer Energien hinaus – nur noch durch Erdgas-OCGT-Kraftwerke abgedeckt.

Alle anderen Parameter des Referenzszenarios werden nicht angepasst.

Steinkohlekraftwerke

Deckung der benötigten gesicherten Leistung durch ausschließlichen Zubau von Steinkohlekraftwerken

In diesem Szenario wird der vollständige Bedarf zur Deckung der gesicherten Leistung – über den Einsatz erneuerbarer Energien hinaus – nur noch durch Steinkohlekraftwerke abgedeckt.

Alle anderen Parameter des Referenzszenarios werden nicht angepasst.

Biomassenutzung

Annahme eines erhöhten Zubaus der Erzeugung aus Biomasse gegenüber dem EEG 2014; sukzessive Anpassung der Volllaststunden der Biomassekraftwerke, sodass der Verbrauch von Biomasse konstant dem Niveau von 2014 entspricht

Anstatt eines jährlichen Ausbaus der installierten Leistung von 100 MW(Brutto) wie durch die EEG-Novelle vorgesehen wird in diesem Szenario von einem Ausbau in Höhe von 300 MW(Netto) pro Jahr ausgegangen. Diese erweiterte Anlagenleistung wird jedoch nicht mit einer Erhöhung der aus Biomasse erzeugten Strommenge einhergehen, da der Betrieb der Anlagen flexibel durch die Stromnachfrage bestimmt wird. Der Biomasseeinsatz verbleibt auf dem Niveau von 2014 und entspricht in der Konsequenz rund dem Vierfachen der Biomassemenge des Referenzszenarios im Jahr 2050, da im Referenzszenario die Stromerzeugung aus Biomasse bis 2050 deutlich abnimmt.

Alle anderen Parameter des Referenzszenarios werden nicht angepasst.

¹¹ Vgl. Prognos (2013): Maßnahmen zur nachhaltigen Integration von Systemen zur gekoppelten Strom- und Wärmebereitstellung in das neue Energieversorgungssystem.

KWK-Nutzung

Sukzessive Erhöhung des KWK-Bedarfs (gegenüber Referenzszenario) bis maximal 69 TWh/a im Jahr 2050

In diesem Szenario gehen wir davon aus, dass der durch KWK zu deckende Wärmebedarf höher ist als im Referenzszenario und sich somit die KWK-Strommenge gegenüber dem Referenzszenario fast verdoppelt.

Alle anderen Parameter des Referenzszenarios werden nicht angepasst.

Demand Side Management (DSM)

Nutzung von DSM-Potenzial – Lastverschiebung zur Reduzierung der verbleibenden Lastspitze

Statt des Ausbaus des fossilen Kraftwerksparks könnte grundsätzlich auch eine nachfragebezogene Reduzierung der Höchstlast, sogenanntes DSM, dazu beitragen, dass weniger gesicherte Leistung benötigt wird. Verschiedene von uns zugrunde gelegte Studien nennen ein Potenzial zur Reduzierung der Lastspitze von 8 bis 14 GW durch DSM mit einem Durchschnitt, der bei rund 10 GW liegt. In diesem Abweichungsszenario haben wir ein Reduktionspotenzial von maximal 10 GW definiert, das sich im Zeitverlauf linear bis 2050 aufbaut.

Alle anderen Parameter des Referenzszenarios werden nicht angepasst.

Senkung Bruttostromverbrauch (BSV)

Maximal prognostizierte Reduzierung des BSV

Bei diesem Szenario legen wir das Minimum der Prognosekorridore für den BSV zugrunde. Als Konsequenz verringert sich auch der Bedarf an gesicherter Leistung um circa 30% bis zum Jahr 2050.

Der Zubau der erneuerbaren Energien wird dabei gemäß der Veränderung des BSV gegenüber dem Referenzszenario skaliert, was in diesem Fall eine entsprechende Absenkung des Zubaus bedeutet.

Alle anderen Parameter des Referenzszenarios werden nicht angepasst.

Stromspeicher

Verstärkter Ausbau von Pumpspeichern, Druckluftspeichern und Batteriespeichern (Zubau primär nach 2030); leichte Erhöhung der Volllaststunden der Anlagen zur Nutzung der erneuerbaren Energien durch die verbesserte Integration durch Speichermöglichkeiten/vermiedene Abschaltungen

Da die technologische Entwicklung von Druckluftspeichern und Batterien gegenwärtig noch am Anfang steht und deren Wirtschaftlichkeit noch nicht gegeben ist, enthält das Referenzszenario keinen Ausbauplan für Stromspeicher (mit Ausnahme von Pumpspeicherkraftwerken). In diesem Abweichungsszenario gehen wir demgegenüber davon aus, dass zwar bis 2030 bei den Speichertechnologien Druckluft und Batterien jeweils lediglich 0,5 GW Speicherkapazität zugebaut, dass danach aber der Durchbruch bei diesen Speichertechnologien erfolgt und bis 2050 Kapazitäten von jeweils insgesamt 5,5 GW (insgesamt 11 GW) errichtet werden. Das Abweichungsszenario geht darüber hinaus davon aus, dass die Kapazität von Pumpspeicherkraftwerken von heute rund 6,5 GW bis 2030 auf einen Höchststand von 12 GW ansteigt.

Alle anderen Parameter des Referenzszenarios werden nicht angepasst.

Power-to-Gas (PtG)

Verstärkter Ausbau von PtG-Technologie nach 2022; leichte Erhöhung der Volllaststunden der Erneuerbare-Energien-Anlagen aufgrund verbesserter Integration durch Speichermöglichkeiten/vermiedene Abschaltungen

Die PtG-Technologie gilt im Hinblick auf die Bereitstellung gesicherter Leistung zur Abdeckung von hohen Lasten als ein vielversprechender Lösungsansatz. In Kombination mit dem vorhandenen Gasnetz in Deutschland gibt es leistungsfähige Möglichkeiten zur temporären Zwischenspeicherung von in Schwachlastzeiten produziertem synthetischem Erdgas. Auf diese eingespeicherten Mengen kann in Phasen hoher Stromnachfrage zurückgegriffen werden.

Daher entwickelten wir ein eigenes Abweichungsszenario, das von einem stärkeren Einsatz von PtG-Technologie ausgeht. Beginnend mit einer installierten PtG-Kapazität von 1 GW im Jahr 2022 bildet unsere Berechnung bis 2042 einen jährlichen Zubau von 500 MW ab, der zu einer maximalen Kapazität von 11 GW führt.

Alle anderen Parameter des Referenzszenarios werden nicht angepasst.

E Die Energiewende kann über verschiedene Wege gestaltet werden

In dem folgenden Kapitel werden nun die Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse der verschiedenen Szenarien dargestellt. Hierzu beginnen wir zunächst mit einem Überblick, um dann in einem zweiten Schritt die Ergebnisse der Einzelszenarien genauer zu betrachten.

1 Ein Ausblick auf die Entwicklung der Stromgestehungskosten und der CO₂-Emissionen

Vor einer Untersuchung der Ergebnisse der Einzelszenarien werden in diesem Kapitel zunächst Fragen der zukünftigen Stromgestehungskosten sowie möglicher CO₂-Emissionsreduzierungen im Rahmen der Energiewende diskutiert.

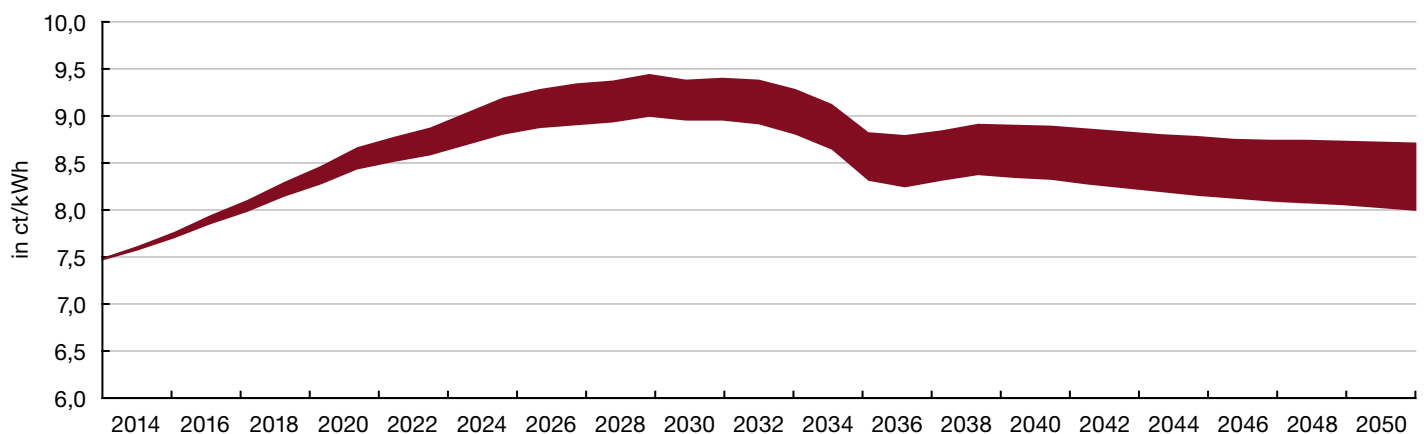
Die Stromgestehungskosten steigen in allen Szenarien weiter an.

Entwicklung der Stromgestehungskosten

Die nachfolgende Abbildung gibt einen Überblick über die Entwicklung der für die Stromerzeugung berechneten Gestehungskosten in den betrachteten Szenarien.

Die Stromgestehungskosten beinhalten die Kapitalkosten und die Verzinsung, die fixen und variablen Betriebskosten sowie die Brennstoffkosten.

Abb. 10 Entwicklung der Stromgestehungskosten in den verschiedenen Szenarien



Die Grafik zeigt, dass alle Szenarien zu einer Erhöhung der Stromgestehungskosten führen.¹² Im Bereich der konventionellen Kraftwerke werden die steigenden Kosten vor allem durch einen prognostizierten Anstieg der Brennstoffkosten sowie durch die abnehmende Zahl der Volllaststunden der Kraftwerke verursacht.

¹² Zur Berechnung der Stromgestehungskosten pro Jahr wurden die Betriebs- und Brennstoffkosten zuzüglich der Annuitäten der Investitionsausgaben (anhand durchschnittlicher Nutzungsdauern, inklusive Bestandskraftwerken) durch den jeweiligen BSV dividiert.

Die Stromgestehungskosten aus Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien verbleiben in den nächsten Jahren vorübergehend durch den zunehmenden Anteil von Offshorewindenergie auf dem aktuellen Niveau, sinken aber dann ab 2027 wieder und stabilisieren sich bei einem Niveau von circa 6,9 bis 8,2 Cent/kWh am Ende des prognostizierten Zeitraums (nicht abgebildet). Langfristig nähern sich die durchschnittlichen Stromgestehungskosten der Erneuerbare-Energien-Anlagen jedoch denen der konventionellen Erzeugung an.

Die Stromgestehungskosten der erneuerbaren Energien stabilisieren sich voraussichtlich in den 2020er-Jahren.

Der durchschnittliche Anstieg der Stromgestehungskosten insgesamt entspricht rund 0,5% pro Jahr, der insbesondere auf erhebliche Investitionen bei gleichzeitiger Erhaltung eines konventionellen Kraftwerksparks und steigende Brennstoffpreise zurückzuführen ist.

In den Stromgestehungskosten nicht enthalten sind Kosten für den erforderlichen Netzausbau zur Intergration des aus dezentralen Erzeugungsanlagen eingespeisten Stroms. Diese Kosten werden in den ausgewerteten Studien folgendermaßen angegeben:^{13 14 15}

Tab. 1 Netzausbaukosten ausgewählter Studien¹

	Quelle	Jahr der Veröffentlichung	Szenario	betrachteter Zeitraum	Investitionsbedarf (in Mrd. Euro)	
Übertragungsnetze	dena-Netzstudie II	2010	BAS	2015–2020	5,676	
			FLM	2015–2020	5,910	
			TAL	2015–2020	9,702	
	NEP 2013, 2. Entwurf	2013	(Leitszenario)	A 2023	2013–2023	o. A.
				B 2023		22,0
				C 2023		o. A.
				B 2033		o. A.
	NEP 2014, 1. Entwurf	2014	(Leitszenario)	A 2024		21,0
				B 2024		22,0
				C 2024		26,0
B 2034				o. A.		
Verteilnetze	dena-Verteilnetzstudie	2012	NEP B 2012	2010–2015	11,4	
				2010–2020	18,4	
				2010–2030	27,5	
	BMWi-Verteilernetzstudie	2014	EEG 2014 Bundesländerprognose NEP		2010–2015	13,4
					2010–2020	26,8
					2010–2030	42,5
					2013–2032	23,3
				2013–2032	48,9	
				2013–2032	28,1	

¹ BAS: Basisnetz mit Standardübertragungsfähigkeit; FLM: Einsatz von Freileitungsmonitoring; TAL: Einsatz von Hochtemperaturseilen

¹³ Vgl. Netzentwicklungsplan der deutschen Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (2014): Netzentwicklungsplan Strom 2014 – Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber („Netzentwicklungsplan“).

¹⁴ Vgl. Deutsche Energieagentur (2012): Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2013 („dena-Verteilernetzstudie“).

¹⁵ Vgl. Institut und Lehrstuhl für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen, Oldenburger Institut für Informatik, E-Brigde Consulting GmbH (2014): Moderne Verteilnetze für Deutschland – Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie („BMWi-Verteilernetzstudie“).

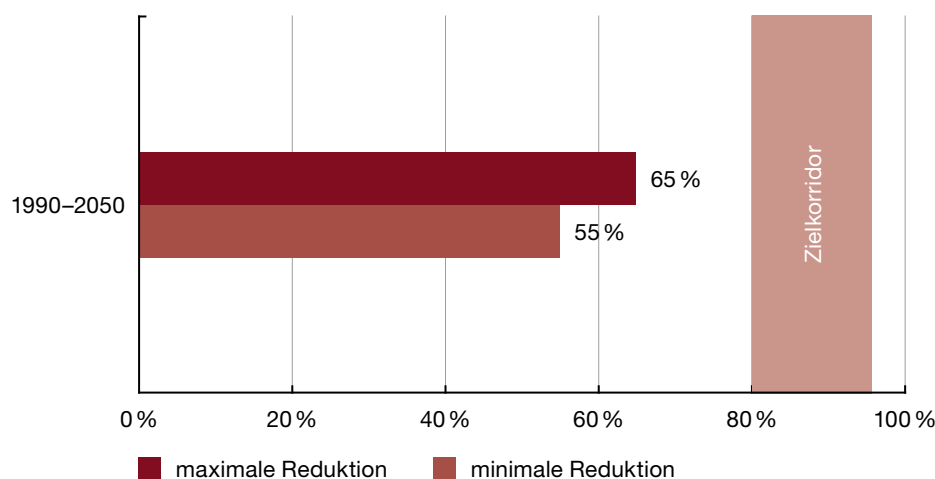
Entwicklung der CO₂-Emissionen

Bei der Prognose der CO₂-Emissionen aus der Stromerzeugung wurden neben dem Referenzszenario ebenfalls die alternativen Szenarien mit einbezogen, bei denen die entstehende Kapazitätslücke annahmegemäß durch jeweils eine Erzeugungsart komplett oder aber durch die Kombination verschiedener Technologien gedeckt wird. Weiterhin werden lediglich die CO₂-Emissionen für den in Deutschland verbrauchten Strom berechnet. CO₂-Emissionen aus der Produktion von Strom, der zwar in deutschen Kraftwerken produziert, jedoch exportiert wird, gehen nicht in die CO₂-Bilanz der Stromproduktion in Deutschland ein.¹⁶

CO₂-Emissionen steigen voraussichtlich zwischenzeitlich durch den Ausstieg aus der Kernenergie.

Die jährlichen CO₂-Emissionen werden nach den Berechnungen über alle Szenarien in den kommenden Jahren zunächst fallen. Nach der Abschaltung der letzten Kernkraftwerke 2022 ist allerdings mit einem erneuten kurzfristigen Anstieg der Emissionen zu rechnen. Anschließend fallen die prognostizierten Emissionen in den Szenarien ohne eine Reduzierung des BSV auf einen Wert zwischen 120 und 160 Millionen Tonnen für das Jahr 2050. Dies entspricht einer Verminderung der CO₂-Emissionen aus der Stromerzeugung gegenüber 1990 um circa 55 bis 65%. Somit würden die Klimaschutzziele der Bundesregierung, die bis 2050 für die Energieversorgung als Ganzes eine Reduktion der Emissionen von 80 bis 95% gegenüber 1990 vorsehen, im Strombereich in allen Szenarien deutlich verfehlt.

Abb. 11 Reduktion der CO₂-Emissionen in den verschiedenen Szenarien



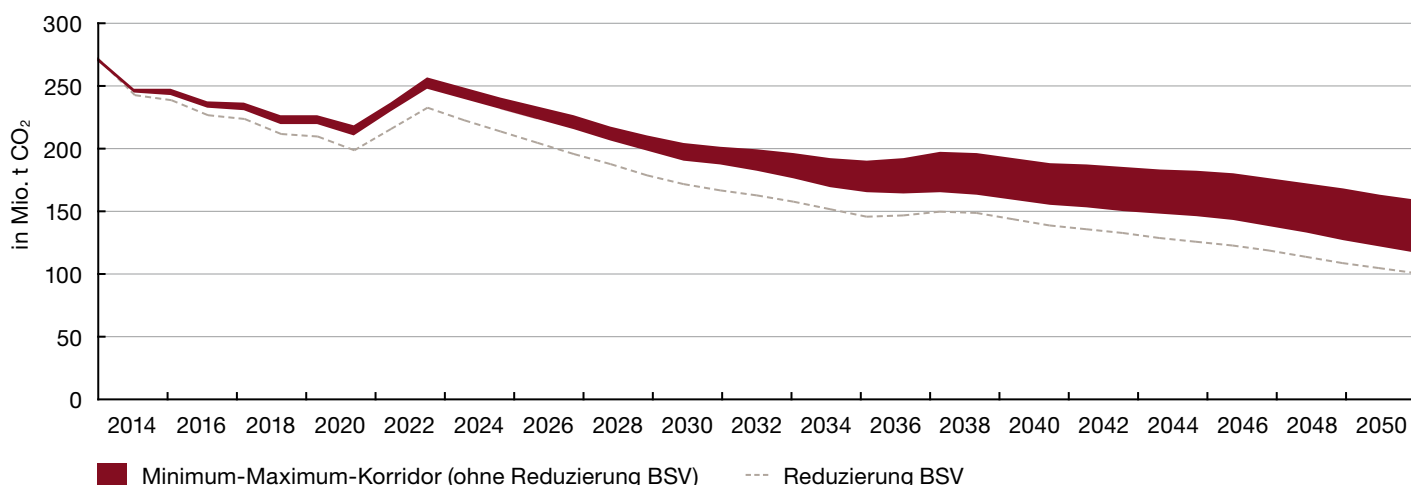
Quelle: Eigene Darstellung.

¹⁶ Aus diesem Grund sind die Darstellungen in der vorliegenden Studie zu den CO₂-Emissionen der Stromerzeugung nicht unmittelbar mit den Veröffentlichungen zum Beispiel des Umweltbundesamts oder der Agora Energiewende vergleichbar.

Lediglich bei einer deutlichen Senkung des BSV ist mit einer Annäherung an die Ziele für die CO₂-Reduktion zu rechnen. In diesem Szenario wird 2050 der Wert von rund 100 Millionen Tonnen erreicht, was einer Reduktion der Emissionen gegenüber 1990 von immerhin 72 % entspräche. Dies zeigt einerseits die Bedeutung der Energieeffizienz als wesentliche Säule der Energiewende, unterstreicht aber zugleich die Tatsache, dass es Anstrengungen in allen Bereichen des Stromsektors bedarf, um die anspruchsvollen Klimaziele zu erreichen.

Selbst eine optimistische Schätzung der Senkung des BSV reicht nicht aus, um die Klimaziele zu erreichen.

Abb. 12 Entwicklung der Höhe der CO₂-Emissionen in den verschiedenen Szenarien



Die CO₂-Emissionen der Stromerzeugung (inklusive des nicht in Deutschland verbrauchten Stroms) beliefen sich 2013 auf circa 317 Millionen Tonnen.¹⁷ Bei einer Stromexportquote von circa 5,3 % der Bruttostromerzeugung¹⁸ verringern sich die CO₂-Emissionen für den Inlands-BSV entsprechend um circa 17 Millionen Tonnen auf circa 303 Millionen Tonnen im Jahr 2013. Auch für die weiteren Berechnungen der abnehmenden CO₂-Emissionen wird stets der Inlands-BSV verwendet. Für das Jahr 2014 werden CO₂-Emissionen der Stromerzeugung in Deutschland von circa 280 Millionen Tonnen (Emissionen des inländisch verbrauchten Stroms) erwartet. Die Reduzierung der CO₂-Emissionen ist unter anderem bedingt durch die Erhöhung der Stromproduktion aus Erneuerbare-Energien-Anlagen. Eine weitere Abnahme des BSV im Jahr 2014 sowie die Reduzierung der Stromerzeugung aus Braun- und Steinkohlekraftwerken sind weitere Faktoren, die einen positiven Effekt auf die CO₂-Emissionen haben. Zusätzlich begünstigt eine leichte Verbesserung der Wirkungsgrade von Kraftwerksneubauten die Emissionsreduktion.

¹⁷ Vgl. Umweltbundesamt (2014): Climate Change 23/2014 – Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2013, S. 2 (abrufbar unter: http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/climate_change_23_2014_komplett.pdf).

¹⁸ Vgl. AGEB (2014): Bruttostromerzeugung in Deutschland von 1990 bis 2013 nach Energieträgern (abrufbar unter http://www.ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=20131220_brd_stromerzeugung1990-2013.pdf).

Im Rahmen dieser Studie wurden die nach aktuellen Erkenntnissen wahrscheinlichsten Annahmen für die Entwicklung der Brennstoffpreise und des CO₂-Ausstoßes der einzelnen Erzeugungsarten getroffen. Nicht vorhersehbare Effizienzsteigerungen oder Entwicklungen an den internationalen Brennstoffmärkten können aber dennoch einen aus heutiger Sicht nicht abschätzbaren Einfluss auf die tatsächliche Entwicklung haben.

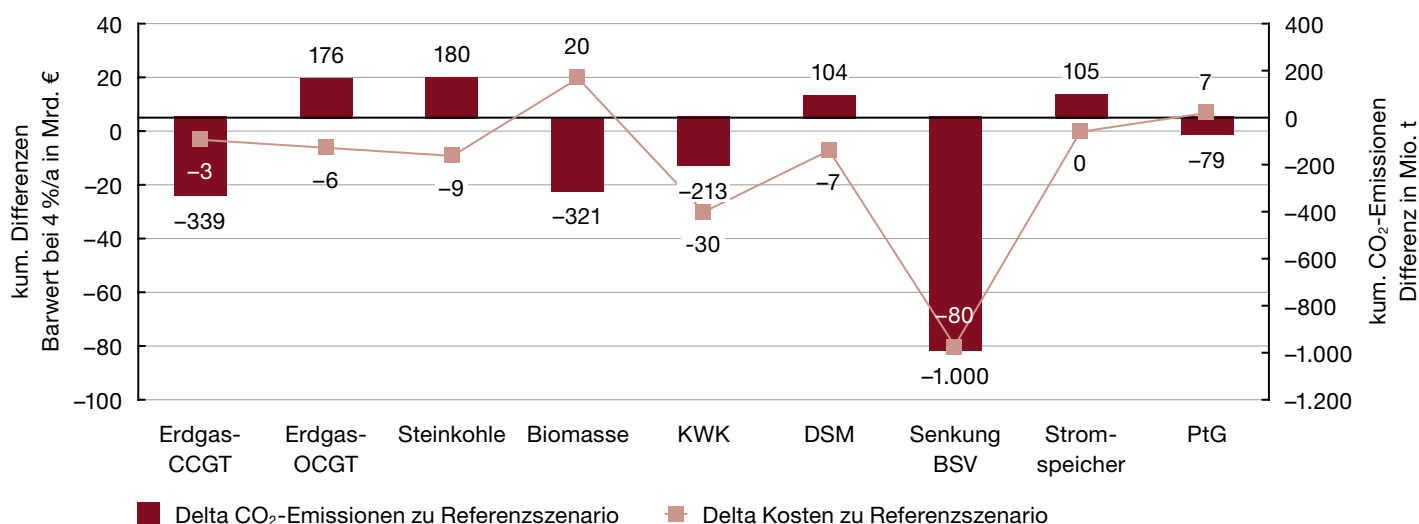
2 Szenarien und Ergebnisse

Die dargestellte Entwicklung der Umweltverträglichkeit sowie der Wirtschaftlichkeit der Stromerzeugung ist stark davon abhängig, wie der Erzeugungsmix in der Zukunft aussehen wird. Der steigende Ausbau der erneuerbaren Energien erfordert unter der Prämisse einer hohen Versorgungssicherheit eine Auseinandersetzung mit der Frage, wie die prognostizierte Kapazitätslücke gedeckt werden kann. Grund für die von uns prognostizierte Kapazitätslücke ist die Volatilität der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, welche eine Deckung der Stromnachfrage nicht zu jeder Zeit zuverlässig sicherstellen kann.

Grundsätzlich bieten sich verschiedene Optionen an, um den Bedarf an gesicherter Leistung zu decken oder aber zu reduzieren. Vor dem Hintergrund der beschriebenen Gefährdung der Versorgungssicherheit hat PwC im Rahmen des EwO eine Reihe von Szenarien untersucht, die sämtlich die benötigte gesicherte Kraftwerksleistung bereitstellen. Diese wurden bereits in Abschnitt D.2 erläutert.

Die folgende Abbildung stellt die jeweiligen Unterschiede bei den Ergebnissen der einzelnen Szenarien im Hinblick auf die kumulierten Gesamtkosten und die kumulierten CO₂-Emissionen im Zeitraum 2014 bis 2050 gegenüber dem Referenzszenario dar.

Abb. 13 Kumulierte Gesamtkosten und CO₂-Emissionen



Die Auswertungen zeigen, dass ein Großteil der Kosten durch den im EEG definierten Ausbau der erneuerbaren Energien sowie durch die Betriebs- und Brennstoffkosten des bestehenden konventionellen Kraftwerksparks bereits weitgehend festgelegt ist. Ebenso werden die CO₂-Emissionen ihrerseits maßgeblich durch den bestehenden Kraftwerkspark bestimmt. Ein genauerer Blick auf die Ergebnisse und Besonderheiten der einzelnen betrachteten Szenarien zeigt jedoch, welche Schwerpunkte bei einer weiteren Diskussion des zukünftigen Strommarktes gesetzt werden sollten.

Die Kosten und CO₂-Emissionen werden maßgeblich durch den Ausbau der erneuerbaren Energien und den bestehenden Kraftwerkspark bestimmt.

Das mit Abstand größte Potenzial in den analysierten Szenarien liegt in der Senkung des BSV und damit vor allem in der Frage der Energieeffizienz. Zusätzlich bietet die Senkung des BSV das größte Potenzial zur Reduzierung der CO₂-Emissionen: Für den unteren Rand der Prognosen zum BSV ergeben sich um rund 12% niedrigere CO₂-Emissionen im Vergleich zum Referenzszenario. Die kumulierten Gesamtkosten der Stromerzeugung liegen nominell in diesem Szenario rund 80 Milliarden Euro unter denjenigen des Referenzszenarios. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass Kosten für Energieeffizienzmaßnahmen nicht inkludiert wurden.

Dennoch wird die Frage der Energieeffizienz in der politischen Diskussion oft durch andere Themen, zum Beispiel die Ausgestaltung des Strommarktdesigns, in den Hintergrund gedrängt. Auch für Unternehmen steht das Thema nicht immer besonders im Fokus, obwohl es die Geschäftsmodelle von EVUs, Industrie und Dienstleistern nachhaltig beeinflussen kann.

Wichtig ist jedoch zu betonen, dass eine hohe Energieeffizienz im Hinblick auf die Versorgungssicherheit als langfristiger Ansatz verstanden werden sollte. Kurz- bzw. mittelfristig kann die Senkung des BSV das Aufkommen einer Kapazitätslücke nur verzögern, aber nicht völlig verhindern. Während es im Referenzszenario bereits ab 2023 zu einer Unterdeckung der gesicherten Leistung kommt, ist dies im Szenario mit niedrigem BSV erst 2029 – und ab dann auch nur in geringerem Ausmaß – der Fall. Für die Zeit ab 2030 wären jedoch auch in diesem Fall weitere Maßnahmen zur Erhöhung der gesicherten Leistung erforderlich.

Die Senkung des BSV unterstützt bereits mittelfristig Versorgungssicherheit.

Dazu werden typischerweise Investitionen in neue Kraftwerke benötigt. Die Ergebnisse der beschriebenen Szenarien erlauben konkrete Aussagen zu Kosten und CO₂-Emissionen der Leistungssicherung durch die verschiedenen Kraftwerkstypen. Da nicht mit Investitionen in neue Braunkohlekraftwerke zu rechnen ist,¹⁹ stehen im konventionellen Bereich Steinkohle sowie Erdgas (CCGT und OCGT) im Vordergrund.

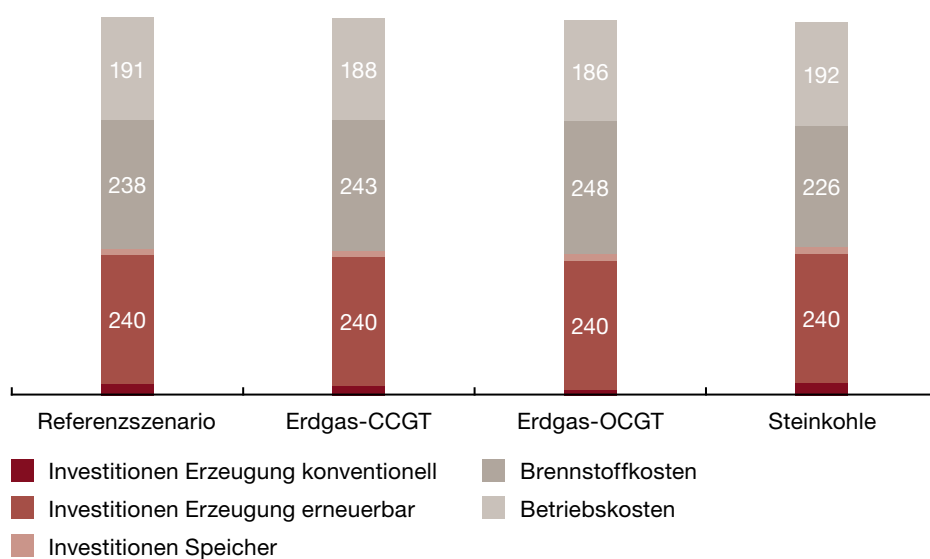
¹⁹ Der Neubau von Braunkohlekraftwerken wird aus umweltpolitischer, ökonomischer und energie-wirtschaftlicher Sicht als unwahrscheinlich eingeschätzt. Vgl. z.B. DIW Berlin (2012): Die Zukunft der Braunkohle in Deutschland im Rahmen der Energiewende, Berlin.

Die Ausgestaltung des konventionellen Kraftwerksparks hat nur geringen Einfluss.

CCGT-Anlagen verursachen durch ihren höheren Wirkungsgrad geringere CO₂-Emissionen als OCGT-Anlagen. Durch die höheren CO₂-Emissionsfaktoren der Steinkohle führen auch Steinkohlekraftwerke zu einer Erhöhung der CO₂-Emissionen. Die Untersuchungsergebnisse hinsichtlich der Kosten dieser drei Varianten weichen jedoch nur geringfügig von dem Referenzszenario ab und liegen sehr nah beieinander, wobei die Abwägung der wirtschaftlichen Vorteile der einzelnen Kraftwerkstypen stark von der Frage der zukünftigen Volllaststunden abhängt. Einen Überblick über die Zusammensetzung der Gesamtkosten gibt folgende Abbildung.

Abb. 14 Zusammensetzung der Gesamtkosten ausgewählter Szenarien

kumulierter Barwert in Mrd. € bei 4 %/a (2014–2050)



Quelle: Eigene Darstellung.

Die Investitionen in konventionelle Kraftwerke sind gering gegenüber den Gesamtkosten des Stromsektors.

Die größten Unterschiede bei den dargestellten Szenarien ergeben sich bei der absoluten Höhe der Investitionen in konventionelle Kraftwerke. Diese fallen im Vergleich zu den Gesamtkosten der Stromversorgung aber eher gering aus. So machen diese Investitionen im Referenzszenario mit rund 22 Milliarden Euro lediglich circa 3% der Gesamtkosten aus. Allerdings nimmt die Bedeutung der Investitionskosten konventioneller Kraftwerke mit zunehmender Dauer der Energiewende zu, da bei immer höheren Anteilen der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung die Zahl der Volllaststunden der Kraftwerke kontinuierlich sinkt und die Investitionskosten auf immer weniger Volllaststunden umgelegt werden müssen.

Bei den Brennstoffkosten ergeben sich insgesamt nur geringe Unterschiede, da sich hier die Bestandskraftwerke deutlich stärker auf das Ergebnis auswirken als die Brennstoffkosten für die neuen Kraftwerke.

Unabhängig davon beherrscht die Debatte über die Anforderungen an das Strommarktdesign zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit die energiepolitische Diskussion. Die Frage nach den tatsächlich benötigten Kapazitäten und Anreizen ist dabei auch zweifelsfrei berechtigt und muss zeitnah beantwortet werden (vgl. auch Abschnitt C.2). Über die Notwendigkeit der Gewährleistung einer hohen Versorgungssicherheit besteht an dieser Stelle allgemeiner Konsens. Angesichts dieses Einvernehmens gibt es neben den analysierten Bewertungskriterien Umweltverträglichkeit und Wirtschaftlichkeit noch andere für die Erhaltung der Versorgungssicherheit relevante Kriterien, wie die Flexibilität des Kraftwerksparks oder die Sicherheit der Bezugsquellen für die Lieferung der benötigten konventionellen Energieträger, die bei der weiteren Steuerung des Kraftwerksmix über entsprechende Anreizstrukturen eine wichtige Rolle spielen können.

Neben der weiteren Nutzung der klassischen konventionellen Kraftwerke stehen mit einer stärkeren Nutzung von KWK- und Biomasseanlagen noch zwei weitere diskutierte Lösungsansätze im Raum, die im Rahmen dieser Studie genauer analysiert wurden. Zur Untersuchung des KWK-Szenarios wurde ein Anstieg des KWK-Wärmebedarfs gegenüber dem Referenzszenario unterstellt. Für das Jahr 2050 erreicht der KWK-Wärmebedarf in diesem Szenario somit einen um 84 % höheren Wert als im Referenzszenario.²⁰ Insgesamt können dadurch im Stromsektor von 2014 bis 2050 Kosten in Höhe von rund 30 Milliarden Euro sowie circa 213 Millionen Tonnen CO₂-äquivalente Emissionen eingespart werden.²¹ Dies entspricht in etwa den CO₂-Emissionen eines Zweidritteljahres „Gratisstrom“ und verdeutlicht das wesentliche Potenzial, das in der Forcierung der KWK-Technologie steckt. Voraussetzung dafür ist jedoch langfristig, dass der Strom- und Wärmesektor stärker miteinander verzahnt werden. Technologisch spielen hier neben Power-to-Heat auch Flexibilitätsmaßnahmen, wie zum Beispiel Wärmespeicher, eine wichtige Rolle, um es KWK-Anlagen zu ermöglichen, sowohl im Strom- als auch im Wärmesektor bedarfsgerecht genutzt zu werden.

KWK hat großes Potenzial zur Senkung der Kosten und Emissionen, sofern Strom- und Wärmesektor stärker verzahnt werden.

Hinsichtlich der Nutzung von Biomasse zur Stromerzeugung sieht das EEG 2014 einen Bruttoausbaukorridor von 100 MW pro Jahr vor. Dies führt langfristig zu einer Reduzierung der installierten Biomassekapazitäten, da ab dem Jahr 2026 jährlich Anlagen mit einer kumulierten Leistung von über 100 MW das Ende der durchschnittlichen Nutzungsdauer erreicht haben werden. Nach unseren Prognosen könnte dies bei einer durchschnittlichen Lebensdauer der Anlagen von circa 25 Jahren sogar in eine Verringerung der installierten Leistung um circa 65 % münden.

Das neue EEG führt voraussichtlich zum Rückgang der Biomassekapazitäten.

²⁰ Datengrundlage: Prognos (2013).

²¹ Alle Kosten und Emissionen wurden bei der Berechnung zunächst dem Stromsektor zugerechnet und anschließend um eine Gutschrift für Kosten und Emissionen einer alternativen Wärmeerzeugung bereinigt.

Die Reduzierung der Biomasse mindert die Fähigkeit der erneuerbaren Energien, zur gesicherten Leistung beizutragen.

Damit wird eine der wenigen Möglichkeiten, einen substanziellen Beitrag zur gesicherten Leistung durch die bedarfsgerechte Nutzung eines erneuerbaren Energieträgers zu leisten, stark eingeschränkt. Dies führt dazu, dass Deutschland auch nach 2050 im Stromsektor stärker auf fossile Brennstoffe als Back-up der erneuerbaren Energien angewiesen sein wird. Andere Länder, wie zum Beispiel Dänemark, haben derweil bereits begonnen, Biomasse verstärkt als langfristige Back-up-Kapazität der volatil einspeisenden erneuerbaren Energien zu etablieren.

Die Überprüfung der Biomasseausbauziele ist lohnenswert.

Zur Untersuchung eines alternativen Entwicklungspfads für Biomasse wurde daher ein Nettoausbaupfad von 300 MW pro Jahr angesetzt. Die Anzahl der Volllaststunden der Biomassekraftwerke wurde dabei unter der Annahme konstant erzeugter Strommengen sukzessive reduziert, sodass Biomasse zunehmend eine Back-up-Funktion übernimmt und kein Mehrbedarf an Biomassebrennstoff gegenüber den Verbrauchsmengen von 2014 entsteht. Daraus ergeben sich einerseits Mehrkosten durch die Investitionen in die zusätzlichen Biomassekraftwerke. Diese werden zum Teil durch die geringeren benötigten konventionellen Kraftwerksinvestitionen (als alternative Back-ups) ausgeglichen. Insbesondere langfristig ergibt sich darüber hinaus eine Reduzierung der CO₂-Emissionen. Dieser Vorteil würde sich auch nach 2050, das heißt nach dem hier diskutierten Betrachtungszeitraum, weiter verstärken und die Bereitstellung gesicherter Leistung zunehmend über erneuerbare Energien ermöglichen. Vor diesem Hintergrund erachten wir eine genauere Überprüfung der aktuellen Biomasseausbauziele als lohnenswert.

Das DSM-Potenzial wird kontrovers diskutiert.

Einen weiteren oft diskutierten Ansatz zur Reduzierung der Kapazitätslücke bildet das DSM. Im Sinne der Versorgungssicherheit bietet DSM unter anderem die Möglichkeit, den Bedarf an gesicherter Leistung zu senken. Das langfristige Potenzial zur Lastabsenkung durch DSM wird mit 8 bis 14 GW jedoch in verschiedenen Studien sehr unterschiedlich entwickelt. Darüber hinaus gibt es bisher nur ein begrenztes Verständnis darüber, inwiefern dieses Potenzial tatsächlichen Lastabwurf betrifft oder lediglich eine kurzfristige Lastverschiebung darstellt. Letzteres unterstützt die Versorgungssicherheit gegebenenfalls nur eingeschränkt, da der Verbrauch typischerweise noch während des gleichen Nachfrage-Peaks nachgeholt wird. Darüber hinaus wird die tatsächliche Umsetzung des DSM-Potenzials durch Verbraucher bisher ebenfalls kontrovers diskutiert.

Ein Szenario mit der sukzessiven Entwicklung von 10 GW DSM-Potenzial bis 2050 führt zu keinen wesentlichen Vorteilen hinsichtlich der Kosten²² und CO₂-Emissionen. Als ein wesentliches Hemmnis zeigt sich dabei, dass die Entwicklung bzw. Nutzung des DSM-Potenzials laut der vorherrschenden wissenschaftlichen Meinung erst zu spät erfolgt, um einen wesentlichen Beitrag zur Vermeidung einer möglichen Kapazitätslücke zwischen 2020 und 2030 zu liefern. Daher ist der kurz- bis mittelfristige Einfluss von DSM auf die Notwendigkeit zusätzlichen Leistungszubaus eher gering, sofern das Potenzial nicht entweder nachweisbar schneller vorangetrieben oder der wirtschaftliche Nutzen kurzfristiger Lastverschiebung vergrößert und transparenter gemacht werden kann.

DSM ist kurzfristig kein wesentlicher Eckpfeiler der Versorgungssicherheit.

Ein ähnliches Bild zeichnet sich im Bereich der Stromspeicher ab. Diese umfassen einerseits die bereits bestehenden Kapazitäten, die primär im Bereich der Pumpspeicher liegen, andererseits neue Entwicklungen wie zum Beispiel Druckluftspeicher und große Batteriespeicheranwendungen. Auch hier zeigen die Ergebnisse des Szenarios mit umfangreichem Speicheraufbau keine unmittelbaren Vorteile hinsichtlich der Kosten und Emissionen. Dieses Ergebnis kommt wenig überraschend, da die wirtschaftliche Nutzung vieler Speichertechnologien bisher noch stark eingeschränkt ist. Davon abgesehen dienen die Stromspeicher letztlich nicht primär der Versorgungssicherheit im Sinne der Spitzenlastdeckung, sondern vielmehr der generellen Flexibilität zum Ausgleich des zeitlichen Versatzes von Erzeugung und Nachfrage. Damit dienen sie auch der Integration der erneuerbaren Energien sowie der Gewährleistung der Versorgungssicherheit im Hinblick auf hohe Bedarfs- und Leistungsgradienten dank ihrer schnellen Verfügbarkeiten. Diese Fähigkeiten kommen jedoch erst bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien in größerem Umfang zum Einsatz. Aus den Ergebnissen der „Roadmap Speicher“²³ ist erkennbar, dass Stromspeicher voraussichtlich frühestens ab circa 2040 verstärkt zugebaut werden müssten, während sie derzeit eher auf Demonstrationsprojekte und erste Nischenanwendungen beschränkt sind. Auf deren Basis sollen auch ihre weiteren Einsatzmöglichkeiten getestet und die Marktreife mithilfe von staatlichen Marktanzreizprogrammen vorbereitet werden. Im Fall deutlicher Kostendegressionen könnten Speicher langfristig dann auch eine wichtigere Rolle spielen.

Die Stromspeicher sind mittelfristig auf Nischenanwendungen begrenzt.

²² Kosten des DSM sowie vermiedene Kosten durch kurzfristige Optimierungen des Kraftwerksparks, die durch zeitliche Lastverschiebung erreicht werden können und nicht die Versorgungssicherheit betreffen, sind dabei nicht berücksichtigt.

²³ Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, Kassel; Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Aachen; Stiftung Umweltenergierecht, Würzburg (2014): Roadmap Speicher – Bestimmung des Speicherbedarfs in Deutschland im europäischen Kontext und Ableitung von technisch-ökonomischen sowie rechtlichen Handlungsempfehlungen für die Speicherförderung.

PtG ist kein Instrument der Stromversorgungssicherheit. Das Potenzial von PtG liegt in der sektorenübergreifenden Nutzung.

Oft wird auch PtG im Kontext der Stromspeicherung diskutiert. Die Stoßrichtung von PtG weicht dabei jedoch von derjenigen der Power-to-Power-Speicher ab. Hinsichtlich der gesicherten Leistung kann PtG keinen unmittelbaren Beitrag leisten, da hier keine direkte Rückverstromung erfolgt. Diese müsste über entsprechende Gaskraftwerke erfolgen. Allerdings könnte PtG bei breiterer Anwendung einen Beitrag zu einer zusätzlichen Bezugsquelle für den Energierohstoff Gas leisten. Dabei können die im Rahmen von PtG erzeugten Wasserstoff- oder Methanmengen auch im Wärme- und Verkehrssektor zunehmend als „grüner“ Brennstoff genutzt werden. Während das Potenzial von PtG rein stromseitig eher begrenzt ist, scheint das langfristige sektorenübergreifende Potenzial durchaus beträchtlich. Durch die zahlreichen Pilotprojekte sind in den vergangenen Jahren bereits erhebliche Fortschritte erzielt worden. Die weitere Entwicklung und zunehmende Kommerzialisierung der Technologie hängen allerdings auch maßgeblich von der weiteren Entwicklung des Wärme- und Verkehrssektors ab, zum Beispiel hinsichtlich der zunehmenden Verwendung von Wasserstoff und der Weiterentwicklung von Brennstoffzellen.

***F* Zusätzliche Maßnahmen zur Umsetzung der Energiewende**

Die betrachtete Vielzahl an Szenarien stellt nur einen Auszug der möglichen Maßnahmen zur Umsetzung der Energiewende dar. Im vorangegangenen Abschnitt haben wir unsere Berechnungsergebnisse dargestellt und bereits Schlussfolgerungen für eine optimale Kombination möglicher Maßnahmen zur künftigen Gewährleistung der Versorgungssicherheit abgeleitet. Zusammenfassend ist aber auch festzustellen, dass keine der von uns skizzierten Optionen gewährleisten kann, dass die Ziele der Energiewende im Stromsektor vollständig erreicht werden.

Zur Erreichung der Ziele der Energiewende wären aus unserer Sicht daher zusätzliche Maßnahmen zielführend, die bereits an der Nutzung des bestehenden Kraftwerksparks ansetzen und auch internationale Optimierungspotenziale berücksichtigen.

1 Emissionsärmere Energieträger bei fossilen Kraftwerken unterstützen die Energiewende

Wird der bisherige Kraftwerkspark entsprechend der Lebensdauer der Kraftwerke weitergeführt und erfolgen Neuinvestitionen lediglich, um ab 2023 auftretende Kapazitätslücken zu schließen, haben diese – wie unsere Berechnungen gezeigt haben – nur relativ geringe Auswirkungen auf die Kosten und CO₂-Emissionen des Systems. Ein Großteil der Systemkosten und der zukünftigen Emissionen ist durch den bereits bestehenden und noch Jahrzehnte im Einsatz befindlichen Kraftwerkspark festgelegt. Hier müsste somit zum Erreichen der Ziele angesetzt werden. Neben der Senkung des BSV durch Energieeffizienzmaßnahmen auf der Verbraucherseite wäre ebenfalls die Steigerung der Effizienz der Umwandlungsprozesse eine geeignete Maßnahme. Der Ansatz wäre dabei, ältere Kraftwerke aller Art mit einem sehr niedrigen Wirkungsgrad vom Netz zu nehmen, nur noch für Spitzenlasten zu nutzen oder aber technisch aufzurüsten und ansonsten Kraftwerke mit besonders hohen Wirkungsgraden zu fördern. Dabei könnte eine technologieoffene Variante gewählt werden, die sich an einem Referenzkraftwerk für den jeweiligen Energieträger orientiert. Dies würde die Wirtschaftlichkeit neuer, moderner Kraftwerke wieder deutlich steigern. Alte, ineffiziente Kraftwerke würden in diesem Fall aus dem Markt gedrängt.

Alternativ wäre denkbar, die Stromerzeugung in Richtung emissionsärmerer Energieträger wie etwa Erdgas zu verschieben. Hier sollten aber unbedingt auch strategische Aspekte, wie zum Beispiel die Zuverlässigkeit der Rohstoffbezugsquellen, mit in Betracht gezogen werden, da aus einer gewissen Einseitigkeit in der konventionellen Stromerzeugung gegebenenfalls Risiken resultieren könnten.

Die Energiewende wird nicht durch wenige Einzelmaßnahmen zu einem Erfolg, sondern kann nur mithilfe eines Bündels von aufeinander abgestimmten Maßnahmen erfolgreich gestaltet werden.

Energieeffizienz sowohl auf der Verbrauchs- wie auch auf der Umwandlungsseite ist vielversprechend.

2 Die EU-Integration des Strommarktes sowie der Ausbau der Netze sind weitere Säulen einer erfolgreichen Energiewende

Unterschiedliche Strategien und Fördermechanismen verhindern eine gesamteuropäische Energiewende.

Die Schaffung eines europäischen Strommarktes mit einheitlichen Rahmenbedingungen und ausreichenden Grenzkuppelkapazitäten kann ebenfalls zum Gelingen der Energiewende beitragen. Hierdurch wäre es möglich, Produktionsanlagen erneuerbarer Energien an möglichst günstigen Standorten zu installieren (z.B. Photovoltaikanlagen in Spanien) und den dort gewonnenen Strom europaweit zu verteilen. Jedoch sind die Voraussetzungen hierfür momentan eher negativ zu bewerten, da jedes Land in der Europäischen Union seine eigene „Energiewende“ mit sehr unterschiedlichen Mitteln verfolgt und sich die Fördersysteme stark unterscheiden. Insofern werden die jeweiligen Vorteile einzelner Länder und Regionen bisher nur suboptimal genutzt.

Ein europäischer Strommarkt würde auch helfen, die Anforderungen an die Versorgungssicherheit besser zu gewährleisten, da die Spitzenlasten normalerweise nicht in allen europäischen Ländern gleichzeitig auftreten.²⁴

Smart Grids können neue Geschäftsfelder eröffnen und die Energiewende beschleunigen.

Ein weiteres stark diskutiertes Thema sind die Stromnetze bzw. deren Ausbau. In unseren Szenarien wurde der Ausbau der Netze nicht betrachtet, sondern lediglich auf entsprechende Fachstudien verwiesen. Aufgrund der technologischen Entwicklung rund um das Thema Smart Grid kann die Bedeutung – insbesondere der Verteilnetze – zukünftig aber noch deutlich zunehmen und Geschäftsfelder für EVUs neben dem klassischen Stromverkauf erschlossen werden.

²⁴ Umstritten ist, in welchem Ausmaß ein europäischer Strommarkt tatsächlich zu einer Verbesserung der Versorgungssicherheit beitragen würde. Eine Studie von Prognos legt dar, dass Höchstlasten in einzelnen europäischen Ländern häufig gleichzeitig auftreten. Die von Connect Energy Economics in Zusammenarbeit mit Consentec, Fraunhofer ISI und r2B im Auftrag des BMWi erstellte Leitstudie Strommarkt zeigt, dass zu bestimmten Zeitpunkten Höchstlasten nicht gleichzeitig auftreten. Vgl. Prognos (2012): Bedeutung der thermischen Kraftwerke für die Energiewende, S. 22, sowie Connect Energy Economics (2014): Leitstudie Strommarkt – Arbeitspaket Optimierung des Strommarktdesigns, S. 51.

G Für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende müssen die Anstrengungen intensiviert und stärker koordiniert werden

Diese Kurzstudie Strom als Teil des EwO hat gezeigt, dass die Energiewende nach knapp vier Jahren zwar erste Teilerfolge verzeichnen kann (insbesondere beim Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern). Sie stellt zugleich aber fest, dass sich Deutschland bei vielen Zielen momentan „nicht mehr auf Kurs befindet“ und somit Anpassungen vorgenommen werden müssen.

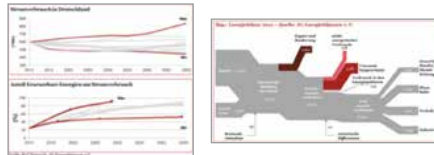
Es zeigt sich deutlich, dass die Energiewende keinesfalls ein „Selbstläufer“ ist, der nur noch verwaltet werden muss. Vielmehr müssen auf den unterschiedlichsten Ebenen aktiv Impulse gesetzt und Innovationen vorgebracht werden. Hier sind alle Akteure der Energiewirtschaft gleichermaßen betroffen. Je nach Akteur stellen sich dabei die Herausforderungen sehr unterschiedlich dar.

Tab. 2 Herausforderungen der Energiewende

Politik/ Regionen/ Städte	<ul style="list-style-type: none"> • Energiewende ganzheitlich betrachten und nicht nur einen Schwerpunkt auf den Ausbau der erneuerbaren Energien legen • geeignete Rahmenbedingungen für Energieeffizienz und bedarfsgerechten Einsatz erneuerbarer Energien schaffen • Konflikte zwischen Gesetzen lösen, Sektoren verzahnen • alle Marktakteure bei der Ausarbeitung von Energie- und Klimakonzepten einbinden • Investitionsanreize für Stromerzeuger gesicherter Leistung schaffen • nach europäischen Lösungen suchen • Attraktivität für neue Branchen erhöhen • Lösungen zur optimalen Nutzung von Bestandskraftwerken suchen
EVUs/ Stadtwerke	<ul style="list-style-type: none"> • Entwicklung neuer Geschäftsfelder • Sicherung des Umsatzes • Sicherstellung der Liquidität • Ausrichtung strategischer Investitionsentscheidungen • Lösung des Konflikts zwischen Ausschüttung und Investitionen • Bereitschaft zur Teilhabe an der regionalen Energiewende • Umsetzung von Konzepten außerhalb des Massenkundengeschäfts
Netzbetreiber	<ul style="list-style-type: none"> • Sicherstellung des (intelligenten) Netzausbaus • intensiverer Dialog mit Bürgern und Kommunen • Gewährleistung der Versorgungssicherheit bei volatiler Einspeisung • Umgang mit der erhöhten Komplexität von Abrechnungs- und Steuerungsprozessen
Industrie	<ul style="list-style-type: none"> • Sicherung der internationalen Konkurrenzfähigkeit • Gewährleistung der Versorgungssicherheit • Evaluation von DSM-Potenzialen • Entwicklung neuer Produkte • Entwicklung neuer Dienstleistungen
Haushalte	<ul style="list-style-type: none"> • bewusstes Verbrauchsverhalten • Teilnahme am Strommarkt als Prosumer

H PwC und die Energiewende

Energiewende-Outlook von PwC



Der Energiewende-Outlook ist eine ganzheitliche Analyse relevanter energiewirtschaftlicher Studien der Jahre 2011 bis 2014. Er wird kontinuierlich aktualisiert und stellt aktuelle Themen und Markterwartungen dar. Zusätzlich können mithilfe eines Modells und von Energiebilanzen die Auswirkungen verschiedener zukünftiger Entwicklungen abgebildet und ausgewertet werden.

Stadtwerke-Benchmark von PwC

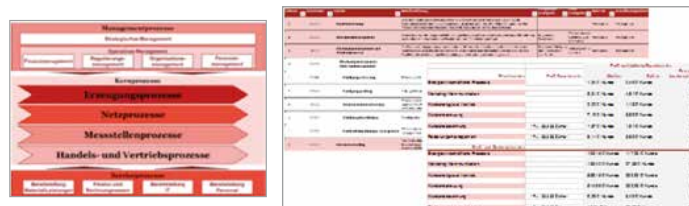


Mit dem Stadtwerke-Benchmark von PwC kann die Marktpositionierung spartenübergreifend bestimmt werden. Er erfasst alle wesentlichen Kennzahlen aus den Bereichen Rentabilität und Finanzierung von Stadtwerken in Deutschland und verknüpft diese mit umfassenden Marktinformationen.

Studien von PwC



Prozessmodell von PwC



Das Prozessmodell von PwC bildet alle Prozesse von Versorgungs-, Abfall- und Verkehrsunternehmen ab. Jeder Prozess ist präzise definiert und mit Aktivitäten, Aufgaben und Benchmarkwerten verknüpft.

Anhang

Tab. 3 Brennstoffkosten

EUR/MWh	Kernkraft	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Öl	Biomasse
2015	0,42	5,49	10,03	24,04	44,87	10,51
2016	0,43	5,58	10,17	24,16	46,47	10,69
2017	0,43	5,68	10,32	24,30	48,07	10,87
2018	0,44	5,77	10,46	24,44	49,67	11,06
2019	0,45	5,87	10,60	24,58	51,27	11,24
2020	0,46	5,97	10,75	24,72	52,86	11,43
2021	0,47	6,07	10,86	25,05	53,70	11,63
2022	0,47	6,17	10,96	25,39	54,53	11,82
2023	0,48	6,28	11,24	25,61	56,09	12,02
2024	0,49	6,38	11,39	25,93	57,26	12,22
2025	0,50	6,49	11,54	26,24	58,43	12,43
2026	0,51	6,60	11,66	26,70	59,57	12,64
2027	0,51	6,71	11,77	26,99	60,72	12,85
2028	0,52	6,82	11,88	27,29	61,86	13,07
2029	0,53	6,94	11,99	27,58	63,00	13,29
2030	0,54	7,06	12,10	27,88	64,14	13,52
2031	0,55	7,17	12,48	28,18	66,01	13,74
2032	0,56	7,30	12,62	28,49	67,11	13,97
2033	0,57	7,42	13,11	29,03	69,45	14,21
2034	0,58	7,54	13,69	29,74	67,38	14,45
2035	0,59	7,67	13,86	30,11	68,06	14,69
2036	0,60	7,80	14,02	30,48	68,74	14,94
2037	0,61	7,93	14,19	30,85	69,43	15,19
2038	0,62	8,07	14,35	31,22	70,11	15,45
2039	0,63	8,20	14,52	31,59	70,79	15,71
2040	0,64	8,34	14,68	31,96	71,48	15,98
2041	0,65	8,48	14,85	32,32	72,11	16,25
2042	0,66	8,62	15,01	32,67	72,74	16,52
2043	0,67	8,77	15,18	33,03	73,38	16,80
2044	0,68	8,92	15,35	33,39	74,01	17,08
2045	0,69	9,07	15,51	33,74	74,65	17,37
2046	0,71	9,22	15,68	34,10	75,28	17,66
2047	0,72	9,38	15,84	34,46	75,91	17,96
2048	0,73	9,54	16,01	34,81	76,55	18,27
2049	0,74	9,70	16,17	35,17	77,18	18,57
2050	0,76	9,86	16,34	35,53	77,81	18,89

Ihre Ansprechpartner

Dr. Norbert Schwieters

Tel.: +49 211 981-2153

norbert.schwieters@de.pwc.com

Dr. Volker Breisig

Tel.: +49 211 981-4428

volker.breisig@de.pwc.com

Philipp Kohlmorgen

Tel.: +49 211 981-2208

philipp.kohlmorgen@de.pwc.com

Dr. Peter Claudy

Tel.: +49 40 6378-1455

peter.claudy@de.pwc.com

Über PwC

Unsere Mandanten stehen tagtäglich vor vielfältigen Aufgaben, möchten neue Ideen umsetzen und suchen Rat. Sie erwarten, dass wir sie ganzheitlich betreuen und praxisorientierte Lösungen mit größtmöglichem Nutzen entwickeln. Deshalb setzen wir für jeden Mandanten, ob Global Player, Familienunternehmen oder kommunaler Träger, unser gesamtes Potenzial ein: Erfahrung, Branchenkenntnis, Fachwissen, Qualitätsanspruch, Innovationskraft und die Ressourcen unseres Expertennetzwerks in 157 Ländern. Besonders wichtig ist uns die vertrauensvolle Zusammenarbeit mit unseren Mandanten, denn je besser wir sie kennen und verstehen, umso gezielter können wir sie unterstützen.

PwC. 9.400 engagierte Menschen an 29 Standorten. 1,55 Mrd. Euro Gesamtleistung. Führende Wirtschaftsprüfungs- und Beratungsgesellschaft in Deutschland.

