

DIE NEUE STROMWELT

SZENARIO EINES 100% ERNEUERBAREN STROMVERSORGUNGSSYSTEMS

Eine Studie der Agentur für Erneuerbare Energien

Erstellt im Auftrag der Bundestagsfraktion Bündnis 90 / Die Grünen



AGENTUR FÜR
ERNEUERBARE
ENERGIEN
unendlich-viel-energie.de

AUTOREN

Claudia Kunz, Sven Kirrmann

Stand: März 2015

HERAUSGEGEBEN VON

Agentur für Erneuerbare Energien e.V.

Invalidenstraße 91

10115 Berlin

Tel.: 030/200535-30

Fax: 030/200535-51

E-Mail: kontakt@unendlich-viel-energie.de

IM AUFTRAG DER

Bundestagsfraktion Bündnis 90 / Die Grünen

INHALT:

1	Kurzfassung	4	4	Zukunftsszenarien zur Entwicklung der Stromversorgung in Deutschland	20
1.1	Der Kraftwerkspark der neuen Stromwelt.....	4			
1.2	Die Stromerzeugung.....	5	5	Die neue Stromwelt: das AEE-100-Prozent-EE-Strom-Szenario	22
1.3	Der Stromverbrauch	6	5.1	Entwicklung des Stromverbrauchs.....	22
1.4	Versorgungssicherheit und Flexibilitätsoptionen.....	7	5.2	Künftiger Bedarf an gesicherter Erzeugungsleistung	24
1.5	Ökonomische Betrachtung.....	8	5.3	Ausbau der Erneuerbaren Energien im Stromsektor in Deutschland	26
1.6	Ausblick und Handlungsempfehlungen	9			
2	Einleitung	13	6	Versorgungssicherheit in der neuen Stromwelt	33
2.1	Notwendigkeit der Energiewende.....	13	6.1	Analyse der Residuallast.....	33
2.2	Energie- und umweltpolitische Meilensteine und Zielsetzungen.....	14	6.2	Ausgleich von Stromüberschüssen	36
2.3	Zielsetzung, Fragestellung, Vorgehensweise	15	6.3	Speicher- und Reservekraftwerke.....	38
3	Status Quo der Stromversorgung in Deutschland	17	6.4	Stromimporte und –exporte	42
3.1	Die Entwicklung der Erneuerbaren Energien	17	6.5	Netzinfrastuktur	43
3.2	Stromverbrauch.....	18	6.6	Bereitstellung von Systemdienstleistungen	45
3.3	Fossil-nukleare Stromerzeugung.....	18	6.7	Flächenbedarf für Windenergie und Biomasse	46
3.4	Stromversorgung und Klimaschutz	19	6.8	Ökonomische Betrachtung.....	50
3.5	Versorgungssicherheit	19	7	Schlussfolgerungen und Ausblick	57
				Literatur- und Quellenverzeichnis	60

1 KURZFASSUNG

Eine vollständige Stromversorgung Deutschlands auf Basis Erneuerbarer Energien ist möglich. Sie ist ökologisch geboten, technisch machbar und letzten Endes auch ökonomisch vorteilhaft. Die Analyse vorhandener wissenschaftlicher Studien für eine Stromversorgung mit hohen Anteilen von bis zu 100 Prozent Erneuerbaren Energien zeigt, dass dafür verschiedene Zusammensetzungen eines entsprechenden Kraftwerksparks denkbar sind.

Eine aus heutiger Sicht durchaus realistische Variante eines 100-Prozent-Szenarios skizziert die vorliegende Studie im Auftrag der Bundestagsfraktion von Bündnis 90 / Die Grünen. Die in Deutschland voraussichtlich benötigte Strommenge wird hier allein aus heimischen Erzeugungskapazitäten bereitgestellt. Die Residuallastanalyse zeigt die benötigten Speicherkapazitäten und anderen Flexibilitätsoptionen auf, die sich aus dem erneuerbaren Anlagenpark der hier modellierten neuen Stromwelt ergeben. Der auf Deutschland beschränkte Blick stellt dabei extrem hohe Anforderungen hinsichtlich des Ausgleichs von fluktuierender Erzeugung und Last und somit an die Gewährleistung von Versorgungssicherheit. Angesichts des zusammenwachsenden europäischen Binnenmarkts wäre es realistischer, eine stärkere Vernetzung mit den Nachbarmärkten zugrunde zu legen. Dadurch lässt sich das Ziel einer vollständig erneuerbaren Versorgung voraussichtlich schneller und kostengünstiger erreichen. Das Augenmerk liegt hier jedoch auf der prinzipiellen Realisierbarkeit eines nationalen 100%-Szenarios.

1.1 DER KRAFTWERKSPARK DER NEUEN STROMWELT

Das mit Abstand größte und am kostengünstigsten erschließbare Potenzial zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien entfällt auf Sonne und Wind. Windenergie- und Photovoltaikanlagen bilden daher die Hauptsäulen des künftigen Stromversorgungssystems in Deutschland.

Die Photovoltaik wird aufgrund weiterer Kostenreduktionen bei gleichzeitig steigenden Strompreisen immer attraktiver, so dass der Anlagenzubau trotz der wegfallenden EEG-Förderung auf hohem Niveau fortgesetzt wird. Die Verfügbarkeit von geeigneten Flächen setzt hier praktisch keine Grenzen.

Die Windenergie entwickelt sich technisch weiter und wird noch effizienter. Auf dem Weg zu einer 100-Prozent-Versorgung steht sukzessive die vollständige Erneuerung des bisherigen Anlagenparks an. Das Repowering erfolgt durch eine neue Genera-

tion von Windenergieanlagen mit einer durchschnittlichen Leistung von vier Megawatt (MW). Die Anzahl von Windenergieanlagen in der neuen Stromwelt bleibt daher auf dem aktuellen Niveau. Zwar liegt der Schwerpunkt der Windenergienutzung weiterhin im Norden, Anlagen werden jedoch auch zunehmend in den südlichen Bundesländern gebaut und leisten dort relevante Beiträge zur Stromerzeugung. Der Flächenbedarf für die Windenergie liegt im bundesweiten Durchschnitt bei etwa 1,5 Prozent der Landesfläche. Windstarke und eher landwirtschaftlich geprägten Länder stellen dabei mehr Flächen für die Windenergie zur Verfügung als windschwache und dicht besiedelte. In den südlichen Bundesländern bleibt die Flächennutzung unter einem Prozent. Nur ein Bruchteil dieser Fläche entfällt auf Fundamente und Zuwege und wird somit voll- oder teilversiegelt. Der größte Teil des kalkulierten Flächenbedarfs besteht

aus Abstandsflächen zwischen den einzelnen Anlagen bzw. von den Windparks zu anderen Objekten und bleibt für Zwecke wie Land- und Forstwirtschaft nutzbar.

Wasserkraft, Geothermie und Bioenergie ergänzen die fluktuierende Stromerzeugung von Wind und Sonne. Bioenergieanlagen werden zu diesem Zweck stark flexibilisiert, so dass sich die installierte Leistung gegenüber dem Niveau von 2014 insgesamt mehr als verdoppelt, ohne dass die erzeugte Strommenge und damit der Biomassebedarf wachsen würden. Dies hat zur Folge, dass der Flächenbedarf für die Stromerzeugung aus Biomasse langfristig auf dem heutigen Niveau verharret bzw. wegen effizienterer Anbaumethoden und höherer Wirkungsgrade sogar zurückgehen kann. Die darüber hinaus bestehenden Biomassepotenziale können für den Wärme- und Verkehrssektor gehoben werden.

Ergänzt wird der Kraftwerkspark durch Stromspeicher und flexible Gaskraftwerke. Letztere werden im Zielsystem mit Gas betrieben, das überwiegend aus überschüssigem Wind- und Solarstrom gewonnen wird (EE-Wasserstoff, EE-Methan, Power-to-Gas). Speichertechnologien stellen die unabdingbaren Partner für eine sichere Stromversorgung bei sehr hohen Anteilen der fluktuierenden Energieträger Sonne und Wind dar. Aufgrund des sehr begrenzten Ausbaupotenzials wächst die Leistung der technisch etablierten Pumpspeicherkraftwerke in der neuen Stromwelt nur

maßvoll. Darüber hinaus stehen mit Blockheizkraftwerken, GuD-Kraftwerken und Gasturbinen flexible und zuverlässige Erzeugungskapazitäten bereit. Sie können schon in der Transformationsphase für eine klimafreundlichere Stromerzeugung sorgen, wenn statt Kohle verstärkt Erdgas zur Ergänzung der Erneuerbaren Energien zum Einsatz kommt. Mit der Zeit werden die Gaskraftwerke dann zunehmend mit EE-Methan betrieben. Da heute schon ein Gaskraftwerkspark mit einer Nettoleistung von rund 28 Gigawatt (GW) existiert, muss die Leistung für die hier skizzierte neue Stromwelt nur minimal ausgebaut werden. Ein zusätzlicher Bedarf an Erdgas ist damit auch in der Übergangszeit nicht verbunden, denn es geht vor allem um Spitzenlastkraftwerke, die nur mit einer geringen Auslastung betrieben werden und deren Brennstoff zunehmend durch EE-Methan ersetzt wird.

Installierte Leistung zur Stromerzeugung in Deutschland im AEE-Szenario „Neue Stromwelt“

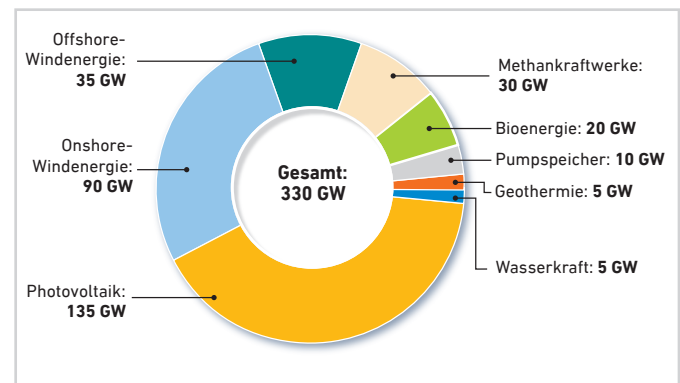


Abb.1 Quelle: eigene Darstellung

1.2 DIE STROMERZEUGUNG

Die installierte Leistung zur Stromerzeugung ist im Kraftwerkspark der beschriebenen neuen Stromwelt mit insgesamt 330 Gigawatt (GW) etwa 75 Prozent höher als heute. Da der Betrieb der Anlagen viel flexibler ist und sich nach Sonneneinstrahlung und Windaufkommen richtet, bleibt die erzeugte Strommenge

jedoch etwa auf dem Niveau der letzten zehn Jahre (siehe Abb.2).

Ein anderer Umfang und andere Zusammensetzungen des Kraftwerksparks wie auch der Stromerzeugung sind denkbar. Sie können sich zum Beispiel durch eine abweichende Entwicklung des Strombe-

darfs, durch technische Weiterentwicklungen und Kostensenkungen bei einzelnen Erzeugungstechnologien, die Erschließung heute noch nicht absehbarer Ausbaupotenziale oder die Bevorzugung bestimmter Technologien aus anderen Gründen ergeben. Auch die weitere Vernetzung des europäischen Stromverbunds und damit des internationalen Stromaustauschs sind von Bedeutung.

Wie eine möglichst optimale Zusammensetzung des Kraftwerksparks und der sonstigen Infrastruktur für eine 100-Prozent EE-Versorgung aussieht, muss letztlich im Zeitverlauf und in einem transparenten, demokratischen Prozess ermittelt werden. Dabei sind ständig neue technische Entwicklungen und prakti-

sche Erfahrungen zu berücksichtigen, denn es gibt weltweit bisher kein Beispiel für eine vollständig auf Erneuerbaren Energien basierende Stromversorgung mit einem hohen Anteil von Wind- und Solarenergie in einem stark industrialisierten Land wie Deutschland.

Bruttostromerzeugung in Deutschland im AEE-Szenario „Neue Stromwelt“

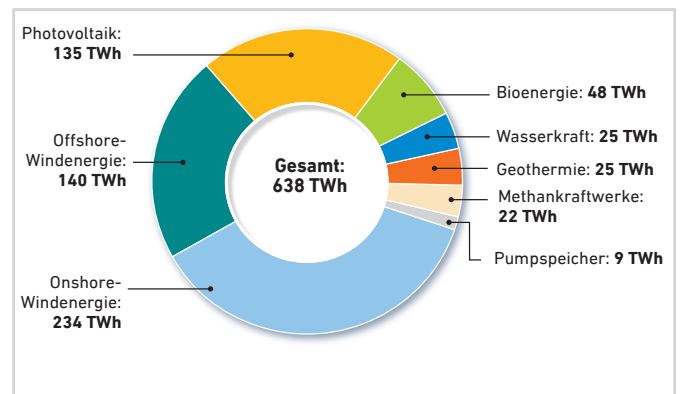


Abb.2 Quelle: eigene Darstellung

1.3 DER STROMVERBRAUCH

Hohe Anteile Erneuerbarer Energien und die Verdrängung umweltschädlicher Kraftwerke lassen sich umso leichter bzw. schneller erreichen, je geringer der Stromverbrauch ausfällt. Stärkere Anstrengungen zur Steigerung der Energieeffizienz sind daher sinnvoll und politisch anzureizen.

Allerdings darf der Stromsektor nicht isoliert betrachtet werden. Vielmehr ist der Umstieg auf Erneuerbare Energien aus Gründen des Klimaschutzes und der Versorgungssicherheit auch in den Bereichen Wärme und Verkehr notwendig. Dies hat ein Wachstum der Elektromobilität und vermehrten Stromeinsatz zur Wärme- und Kälteversorgung zur Folge. Auch um die fluktuierende Erzeugung aus Wind und Sonne bestmöglich auszunutzen, ist der vermehrte Einsatz von elektrischem Strom für die Wärmeversorgung und den Verkehr geboten. Hohe Anteile fluktuierender Erneuerbarer Energien erfordern in Zukunft einen Zubau von Stromspeichern. Daraus ergibt sich wiederum aufgrund von Umwandlungsverlusten ein höherer Strombedarf.

Vor diesem Hintergrund nehmen wir an, dass Effizienzgewinne im Bereich der bisherigen Stromanwendungen durch neue Verbraucher wie Wärmepumpen, Elektromobilität sowie Speicherverluste ungefähr kompensiert werden. **Für ein 100-Prozent-Szenario ist somit ein Bruttostrombedarf von rund 600 TWh pro Jahr abzudecken.**

Bruttostromverbrauch in Deutschland im AEE-Szenario „Neue Stromwelt“

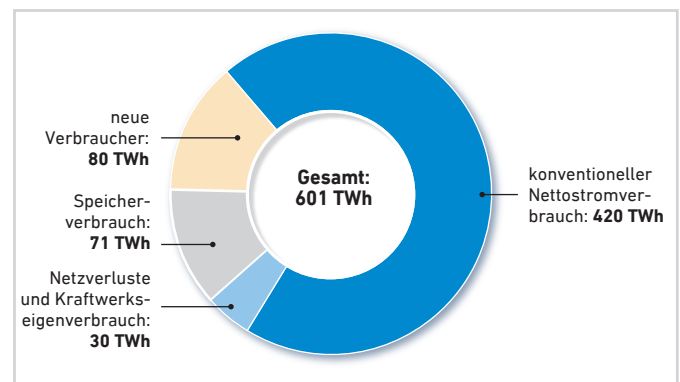


Abb.3 Quelle: eigene Darstellung

1.4 VERSORGUNGSSICHERHEIT UND FLEXIBILITÄTSOPTIONEN

Bei der Modellierung der neuen Stromwelt ist die Gewährleistung der Versorgungssicherheit berücksichtigt worden. Die Größe und Zusammensetzung des skizzierten Kraftwerksparks garantieren die Deckung des Strombedarfs und die Bereitstellung der notwendigen Systemdienstleistungen selbst unter den geschilderten konservativen Annahmen im Hinblick auf den Stromverbrauch.

Im Szenario sinkt die zur Deckung des Stromverbrauchs in der Stunde mit der höchsten Nachfrage des Jahres notwendige Erzeugungskapazität (Jahreshöchstlast) ohne gezielte Maßnahmen zur Lastreduktion oder Lastverschiebung (Demand-Side-Management) geringfügig von 81 auf 75 Gigawatt. Der Wert ergibt sich durch die Annahme, dass sich die Höchstlast zunächst etwa proportional zum Stromverbrauch (ohne Speicher) entwickelt.

Bei wachsenden Anteilen der fluktuierenden Erzeugung aus Wind und Sonne gewinnt die Anpassung des Stromverbrauchs an das momentane Angebot jedoch an Bedeutung. Dies geschieht durch die gezielte zeitliche Verschiebung, Verringerung oder Erhöhung der Last. Verschiebbare Lasten lassen sich etwa bei Kühlhäusern, industrieller Produktion, Wärmepumpen und dem Laden von Elektroautos erschließen. Solche Maßnahmen sind volkswirtschaftlich wesentlich kostengünstiger als für kurzzeitige Lastspitzen zusätzliche Speicher- und Erzeugungskapazitäten vorzuhalten. Sie würden nur an wenigen Stunden im Jahr zum Einsatz kommen, da sie nur benötigt werden, wenn weiträumig ungünstige Wetterverhältnisse mit einem besonders hohen Verbrauch zusammentreffen.

Im Engpassfall kann Demand-Side-Management substantiell zur Versorgungssicherheit beitragen bzw. im umgekehrten Fall, nämlich bei Überschüssen aus Wind- und Sonnenenergie, die Abregelung von Anla-

gen vermeiden. Sowohl für die Absenkung als auch für die Erhöhung der Nachfrage gibt es relevante Potenziale. Auf Basis aktueller Studien legen wir für die hier beschriebene neue Stromwelt 15 Gigawatt verschiebbare Lasten durch die vorübergehende Abschaltung von Verbrauchern zugrunde, die die zuvor definierte Jahreshöchstlast von 75 GW verringern. Inklusive Berücksichtigung einer Sicherheitsreserve von 5 GW betrachten wir für das 100-Prozent-Szenario also eine gesicherte Erzeugungsleistung von 65 Gigawatt als erforderlich, die durch den skizzierten Kraftwerkspark auch abgedeckt wird.

Flexibilitätsoptionen und ihr Einsatz auf der Zeitschiene

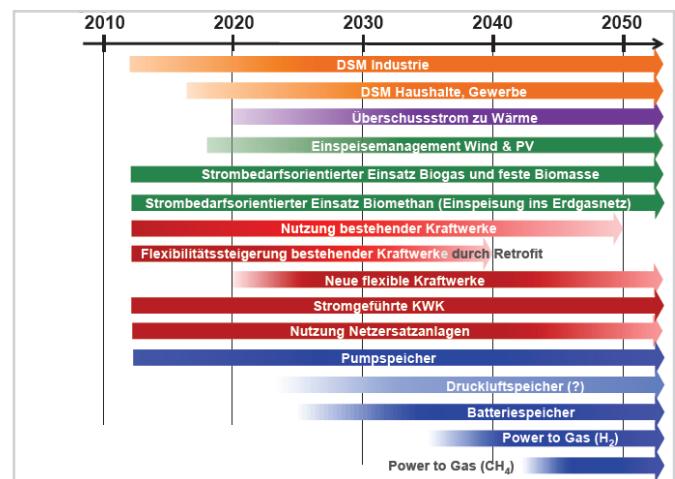


Abb.4 Quelle: BEE/BET 2013

Durch das fluktuierende Aufkommen von Wind- und Solarstrom entsteht gegenüber dem Strombedarf ein rechnerischer Überschuss von etwa 37 TWh/a, der im vorliegenden Szenario nicht zu jedem Zeitpunkt direkt verwendet werden kann. Als Ausgleichsoptionen für die entstehenden Überschüsse sind jedoch der Export ins Ausland, ein noch stärkerer Speicherausbau oder vermehrte Anwendungen im Wärme- und Verkehrssektor denkbar. Die Abregelung von Windenergie- und Photovoltaikanlagen sollte hingegen nur vorgenommen werden, wenn alle anderen potenziellen Verwendungsmöglichkeiten aus gesamtwirtschaftlicher Sicht unrentabel sind. Abregelungen aufgrund von

Netzengpässen, wie sie heute zeitweilig vorkommen, werden in der hier dargestellten neuen Stromwelt durch einen angemessenen Netzausbau weitgehend Geschichte sein.

Um die Lastverschiebungspotenziale zu erschließen, müssen allerdings die Rahmenbedingungen im

1.5 ÖKONOMISCHE BETRACHTUNG

Unter den gegenwärtigen Marktbedingungen leidet die Wirtschaftlichkeit der Erneuerbaren Energien darunter, dass insbesondere die Braunkohle sehr billig ist. Hauptursache ist der drastische Verfall der CO₂-Preise im Rahmen des europäischen Emissionshandels. Zudem ist der Preis für Kraftwerkssteinkohle in jüngster Zeit wieder gesunken. Kohle ist weltweit noch in einem so großen Umfang vorhanden, dass hier vermutlich nicht so schnell substantielle Engpässe mit deutlich steigenden Preisen eintreten werden. Wie schnell und in welchem Umfang die Erneuerbaren Energien sich gegenüber einem fossilen Vergleichssystem bezahlt machen, hängt daher stark von der Entwicklung der CO₂-Preise bzw. der Internalisierung weiterer externer Kosten und daher von politischen Maßnahmen ab.

Wenn die Rahmenbedingungen so bleiben wie heute, wird ein zunehmend auf Erneuerbaren Energien beruhendes Stromsystem für den Endverbraucher voraussichtlich auf absehbare Zeit nicht billiger als ein fossiles Vergleichssystem. Auch wenn die Stromgestehungskosten der meisten Erneuerbaren Energien sinken und die der fossilen Energieträger steigen, entstehen zunächst Mehrkosten, die sich auf der Stromrechnung niederschlagen. Das liegt vor allem am Aufwand für die insgesamt hohe installierte Kraftwerksleistung bei relativ geringen Volllaststunden, am Netzaus- und -umbau, Erzeugungs- und Lastmanagement und dem Speicherbedarf.

Strommarkt geändert werden und der Markt künftig entsprechende Signale senden. Diskutiert wird hier zum Beispiel die Einführung von Kapazitätsmechanismen. Auf jeden Fall sollten auch die Endverbraucher Preisspitzen bei Angebotsengpässen bzw. sehr niedrige Preise bei Überschüssen spüren und nutzen können.

Anders stellt sich die Situation bei einer stärkeren Verzahnung des Stromsektors mit dem Wärme- und Verkehrssektor dar. Wenn die immer kostengünstigere Stromerzeugung aus Wind und Sonne für diese Bereiche nutzbar gemacht wird, lassen sich hier auch für den Verbraucher große Einsparungen erzielen, denn auch wenn der jüngste Trend in eine andere Richtung weist, sind die Preise für Erdöl und -gas in den letzten Jahren insgesamt erheblich gestiegen. Aufgrund der Importabhängigkeit von nur wenigen Lieferländern und der Knappheit dieser Ressourcen bzw. ihrer immer aufwändigeren Förderung ist ein weiterer Preisanstieg sehr wahrscheinlich, auch wenn es zwischendurch Phasen niedrigerer Preise gibt. Da diese Brennstoffe im deutschen Stromsektor jedoch nur eine untergeordnete Rolle spielen, sind die Öl- und Gaspreise hier auch nicht der direkte Maßstab für die Wirtschaftlichkeit der Erneuerbaren Energien.

Entwicklung der Importpreise für fossile Brennstoffe

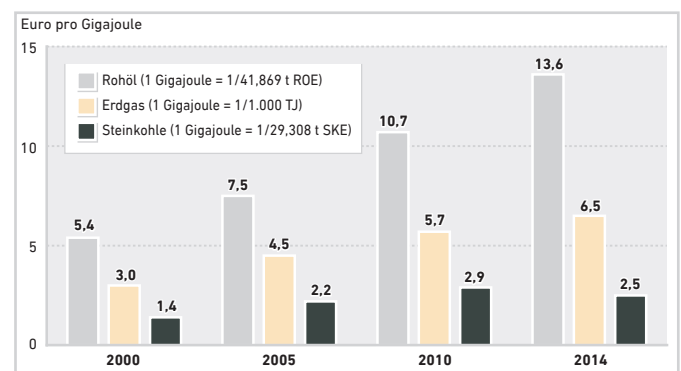


Abb.5 Quellen: BMWi 2014 / BAFA 2015a, 2015b, 2015c / eigene Berechnungen

Volkswirtschaftlich ist der Umbau der Stromversorgung jedoch von Vorteil, denn er vermeidet enorme externe Kosten wie etwa Gesundheits-, Umwelt- und Klimaschäden. Die auf der Rechnung sichtbare Kosten-Nutzen-Betrachtung der Erneuerbaren Energien im Stromsektor hängt jedoch im Wesentlichen davon ab, wie stark die Kohleverstromung mit Kosten für den Ausstoß von Treibhausgasen belegt wird. Klimaschutzenszenarien, die eine ambitionierte Klimapolitik unterstellen, rechnen perspektivisch mit mindestens 80 bis 100 Euro pro Tonne CO₂.

Die politische Verteuerung der fossilen Energieversorgung würde dabei lediglich für eine Internalisierung bislang externer Effekte sorgen, denn die Kosten von Umwelt- und Klimaschäden stellen eine starke Belastung für die Volkswirtschaft dar. Zudem hat die Umstellung auf ein rein erneuerbares Energiesystem weitere, allerdings schwer quantifizierbare volkswirtschaftliche Nutzeneffekte, wie die mit einer verstärkten Unabhängigkeit von Energieimporten verbundene erhöhte Versorgungssicherheit sowie eine verstärkte lokale und regionale Wertschöpfung.

Langfristig gibt es keine Alternative zu einer erneuerbaren Vollversorgung, denn unser bisheriges Stromversorgungssystem ist alles andere als nachhaltig. Es widerspricht allen Elementen des energiepolitischen

Zieldreiecks: Die Risiken und Altlasten der Atomenergie sowie der Ausstoß an Treibhausgasen stehen im Widerspruch zur angestrebten Umweltverträglichkeit und bedeuten erhebliche finanzielle Risiken für künftige Generationen. Die Nutzung begrenzter Ressourcen wie Gas, Kohle und Uran sowie die Abhängigkeit von Brennstoffimporten stellen auf Dauer die Versorgungssicherheit in Frage. Auch, wenn der Umstieg auf Erneuerbare Energien heute für den Einzelnen noch teuer und unwirtschaftlich erscheint, ist er für die Volkswirtschaft insgesamt sinnvoll. Berechnungen zufolge lassen sich durch die Energiewende langfristig dreistellige Milliardenbeträge einsparen. Die Erneuerbaren auszubremsen, wäre daher ökonomisch kontraproduktiv.

Umweltkosten der einzelnen Energieträger zur Stromerzeugung in Deutschland

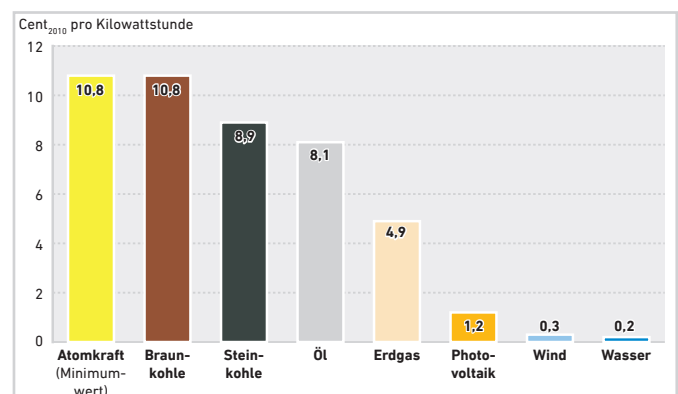


Abb.6 Quelle: FÖS 2013

1.6 AUSBLICK UND HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN

Die vorliegende Studie skizziert auf Grundlage konservativer Annahmen zur Entwicklung des Stromverbrauchs, der Last und der europäischen Vernetzung ein Stromversorgungssystem mit 100 Prozent Erneuerbaren Energien. Die Ausführungen zeigen, dass das skizzierte Szenario sowohl von den Potenzialen der verschiedenen Energieträger und Technologien her möglich, als auch ökonomisch sinnvoll ist. Das gilt

insbesondere bei einer verstärkten Verknüpfung von Strom-, Wärme- und Verkehrssektor.

Das Ziel einer rein erneuerbaren Strom- bzw. Energieversorgung kann durch positive Entwicklungen wie etwa eine stärkere europäische Integration des (erneuerbaren) Stromsystems oder durch heute noch nicht absehbare Technologiesprünge schneller beziehungsweise kostengünstiger erreicht werden. Die Realisierung einer nachhaltigen neuen Stromwelt

ist aber in keinem Fall ein Selbstläufer, sondern muss durch entsprechende politische Rahmensetzungen begleitet und befördert werden.

Dazu gehört mehr als „nur“ der weitere Ausbau Erneuerbarer Energien, der wiederum auch nicht von alleine läuft. Vielmehr müssen die richtigen Weichen für einen kompletten Wandel des Versorgungssystems gestellt und die fluktuierenden Energieträger Wind und Sonne ins Zentrum der Versorgung gestellt werden. Flexibilität wird zum Schlüssel einer zukunftsfähigen Versorgung und muss durch den ergänzenden Kraftwerkspark, durch Speicher, Netzausbau und flexible Lasten zur Verfügung gestellt werden.

Für die weitergehende Integration Erneuerbarer Energien ist zuvorderst die Flexibilisierung des bestehenden Kraftwerksparks nötig. Insbesondere die Ablösung konventioneller Grundlastkraftwerke würde weiteren Platz für die Erneuerbaren Energien

schaffen und das Auftreten von Stromüberschüssen vermeiden. Heute kommt es in der Regel aus netztechnischen Gründen, vereinzelt aber auch schon bei negativen Marktpreisen dazu, dass Erneuerbare Energien abgeregelt werden, auch wenn sie noch lange keine 100 Prozent der Last decken. Der Abbau bestehender Überkapazitäten im System würde helfen, negative Strompreise zu vermeiden und die Börsenstrompreise insgesamt anzuheben. Das würde wiederum die EEG-Umlage senken und den Betrieb der für die Energiewende notwendigen Gas- und Speicherkraftwerke wieder rentabler machen.

Gleichzeitig muss die Systemverantwortung der Erneuerbaren gestärkt werden, etwa durch die Einbeziehung in den Regelenergiemarkt. Im Verbund mit flexiblen Erzeugungsanlagen oder Speichern können Erneuerbare Energien als virtuelle Kraftwerke auch gesicherte Leistung bereitstellen. Darüber hinaus ist ein angemessener Netzausbau erforderlich, um

Das intelligente Stromnetz

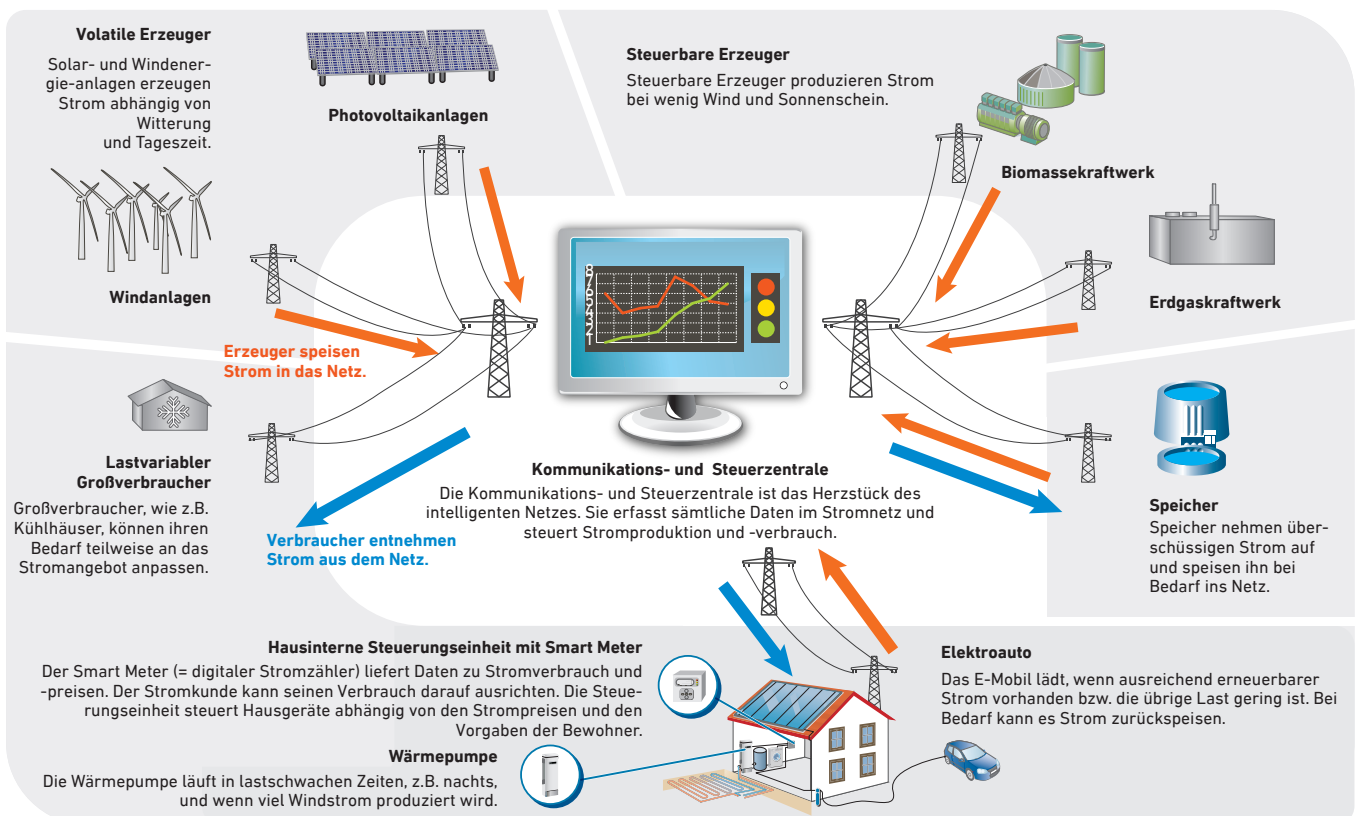


Abb.7 Quelle: eigene Darstellung

sowohl den großräumigen Ausgleich der EE-Stromerzeugung als auch der Verbraucherlasten zu ermöglichen. Sichergestellt werden muss der Transport der im Norden erzeugten Windstrommengen nach Westen und Süden und die effiziente Erschließung von Lastmanagement-Potenzialen an den Stromverbrauchsschwerpunkten. Der Netzentwicklungsplan bietet hier einen sinnvollen Orientierungsrahmen, welcher kontinuierlich weiterentwickelt werden muss und nur mit Unterstützung der Entscheidungsträger auch Akzeptanz in der Bevölkerung finden kann.

Der Speicherausbau ist hingegen in den nächsten Jahren noch nicht das entscheidende Puzzlestück zum Gelingen der Energiewende. Erst mittel- bis langfristig werden große Speicherkapazitäten benötigt, um den Ausbau fluktuierender Erneuerbarer Energien weiter vorantreiben zu können. Nichtsdestotrotz kann der Einsatz von Batterien für die Frequenz- und Spannungshaltung in Verteilnetzen schon heute und in naher Zukunft sinnvoll sein und sollte regulatorisch unterstützt werden. Durch die Entwicklungen bei der Elektromobilität und der Photovoltaik ist eine rasche, marktgetriebene Weiterentwicklung von Batteriespeichern zu erwarten. Diese kann durch entsprechende Rahmenbedingungen und gezielte Forschungsvorhaben unterstützt werden. Mittelfristig wird ein maßvoller Zubau an Pumpspeicherkapazitäten benötigt. Hierzu ist vor allem die Schaffung der Akzeptanz für die geplanten Projekte sowie die Ermöglichung entsprechender Geschäftsmodelle notwendig. Hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit könnten wiederum der Abbau von Überkapazitäten bei Grundlastkraftwerken und die Verteuerung von Treibhausgasemissionen hilfreich sein. Langzeitspeicher wie das im Rahmen dieser Studie berücksichtigte Power-to-Gas-Verfahren werden erst bei sehr hohen Anteilen Erneuerbarer Energien gebraucht, also selbst bei ambitionierten Ausbaupfaden erst in den 2030er Jahren. Nichtsdestotrotz sind bereits heute Forschungs- und Entwick-

lungsanstrengungen nötig, um die entsprechende Technologiereife rechtzeitig zu erreichen.

Neben der Flexibilisierung des Gesamtsystems sind Effizienzsteigerungen bei Stromanwendungen ein entscheidender Baustein für ein Versorgungssystem auf Basis von 100 Prozent Erneuerbaren Energien. Eine Verringerung des Stromverbrauchs und vor allem die Reduktion der maximalen Residuallast im System ermöglichen eine kleinere Dimensionierung des Kraftwerksparks aus Erneuerbaren Energien und Speichern. Eine effiziente Energienutzung macht das Zielsystem daher kostengünstiger und leichter erreichbar. Außer über ordnungsrechtliche Vorgaben zur Energieeffizienz kann dies zum Beispiel über lastvariable Tarife erreicht werden, die insbesondere dazu beitragen, die Stromnachfrage zu flexibilisieren.

Fazit ist, die Energiewende wird nicht von alleine gelingen. Eine erfolgreiche Transformation der Energieversorgung auf Erneuerbare Energien ist auf die richtigen politischen Weichenstellungen angewiesen. Eine ambitionierte Energiewende hin zu 100 Prozent Ökostrom wäre selbst in einem Zeitraum von etwa 20 Jahren technisch umsetzbar. Das bisherige auf fossile und nukleare Großkraftwerke ausgerichtete Energiesystem muss dazu zielgerichtet umgebaut und angepasst werden an hohe Anteile fluktuierender erneuerbarer Energiequellen. Sonne und Wind im Zentrum unserer Energieversorgung – das ist ein grundsätzlicher Paradigmenwechsel und stellt entsprechende Herausforderungen. Eine vollständig erneuerbare Stromversorgung erfordert, dass sich alle übrigen Elemente im Versorgungssystem, der Strommarkt, die Verbraucher und die politischen Rahmenbedingungen, an die dominierende Rolle der Stromerzeugung aus Wind und Sonne anpassen. Zudem muss die Energieeffizienz noch eine wesentlich stärkere Rolle spielen als bisher, denn jede Kilowattstunde, die nicht erzeugt werden muss,

ist unter ökologischen und ökonomischen Gesichtspunkten am günstigsten. Das ist eine große, aber lösbare und im Hinblick auf das energiepolitische Zieldreieck aus Versorgungssicherheit, Umweltschutz und Wirtschaftlichkeit erstrebenswerte technische, gesellschaftliche, politische und ökonomische Herausforderung.

2 EINLEITUNG

2.1 NOTWENDIGKEIT DER ENERGIEWENDE

Die Energiewende ist das bestimmende Element der deutschen Energiepolitik und eines der wichtigsten innenpolitischen Projekte für unsere und zukünftige Generationen. Die grundlegende Transformation des bisherigen Versorgungssystems hat zum Ziel, Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit der deutschen Energieerzeugung zu maximieren. Dies erfordert eine drastische Senkung der Treibhausgasemissionen sowie die Abkehr von der Atomenergie, deren weiter wachsendes Atom-müllproblem künftigen Generationen nicht zumutbar ist und deren Risiken nicht erst seit der Katastrophe von Fukushima in Politik und Gesellschaft als zu hoch eingeschätzt werden. Kernelemente der Energiewende sind dabei die effizientere Verwendung von Energie im Strom-, Wärme und Verkehrssektor bei gleichzeitigem Ersatz fossiler und nuklearer Brennstoffe durch Erneuerbare Energien.

Neben den grundlegenden Treibern Klimaschutz und Atomausstieg können mit der Energiewende und dem Umstieg auf Erneuerbare Energien aber noch eine Reihe weiterer Ziele erreicht werden, die die Sinnhaftigkeit der Energiewende unterstreichen und gesamtgesellschaftliche Vorteile bringen: So sorgt die Minimierung des Verbrauchs fossiler Ressourcen nicht nur für Klimaschutz, sondern gleichzeitig für mehr Unabhängigkeit von Energieimporten bzw. von knapper werdenden Rohstoffen wie Kohle, Öl und Erdgas insgesamt. Dies hat eine Erhöhung der heimischen Versorgungssicherheit und die zunehmende Befreiung von steigenden Brennstoffkosten zur Folge. Ein erneuerbares System spart der deutschen Volkswirtschaft so mittelfristig erhebliche Kosten; bei Einbeziehung externer Kosten hat die Energieversorgung

mit erneuerbaren Quellen sogar schon heute eine positive Bilanz.

Zwar kostet der notwendige Umbau des Versorgungssystems Geld. Die entstehenden Kosten sind jedoch Investitionen in eine zukunftsfähige Infrastruktur und kommen Deutschland langfristig zu Gute. Das bisherige fossil-nukleare System war mit sehr hohen Anfangskosten verbunden und verursacht heute wie in Zukunft noch erhebliche Kosten. Beispielsweise ist bei der Steinkohle von „Ewigkeitskosten“ für Bergbaufolgeschäden die Rede, bei der Atomenergie fließen umfangreiche Steuermittel in den Abriss von Anlagen und die noch immer nicht gelöste Frage der Endlagerung. Auch ein Festhalten am fossil-nuklearen Versorgungssystem würde angesichts des Alters des bestehenden Kraftwerksparks und der Stromnetze umfangreiche Ersatzinvestitionen nötig machen. Mit der Energiewende werden diese Gelder in ein nachhaltiges und zukunftsfähiges Versorgungssystem geleitet. Zudem verbleiben sie auch weitgehend im Inland und sorgen in den Regionen für Wertschöpfung, innovative Unternehmen und Arbeitsplätze. Insbesondere in wirtschaftsschwächeren Regionen sind durch die Erneuerbaren Energien neue Industriebetriebe entstanden und etablierte Branchen wie der Maschinenbau und die Elektrotechnik haben neue Absatzmärkte gewonnen.

Neben den wirtschaftlichen Vorteilen und den Klimaschutzaspekten hat der Einsatz Erneuerbarer Energien weitere Umweltvorteile. So entfällt der bei der Kohlestromerzeugung übliche Ausstoß von Quecksilber und anderen Schwermetallen. Auch das Abbaggern ganzer Landschaften zur Gewinnung der Braunkohle kann bei Nutzung der Erneuerbaren Ener-

giequellen beendet werden. Im Verkehrsbereich kann durch den Umstieg auf Elektromobilität nicht nur die Abgas-, sondern auch die Lärmbelastung in Städten deutlich reduziert werden.

Neben den messbaren Auswirkungen auf Umwelt und Wirtschaft erfordert auch die Haltung der Bevölkerung einen klaren Wendekurs in der Energiepolitik: Die Bürger Deutschlands befürworten schon seit Jahren mit klarer Mehrheit den engagierten Ausbau

Erneuerbarer Energien. Die Befragten sind dafür mehrheitlich auch bereit, finanzielle Mehrbelastungen auf sich zu nehmen. Auch das Engagement vieler Bürger, die Solarenergieanlagen auf ihren Haus- und Garagendächern installieren, Erneuerbare-Energien-Projekte mitfinanzieren oder in Genossenschaften selbst realisieren, zeugen von dieser Haltung. Atom- und zunehmend auch Kohleenergie werden dagegen kritisch gesehen und von der Politik eine progressive Rolle beim Klimaschutz erwartet.

2.2 ENERGIE- UND UMWELTPOLITISCHE MEILENSTEINE UND ZIELSETZUNGEN

Mit den aktuellen Energiewende-Zielen greift die Politik diese in der Gesellschaft weit verbreitete Haltung auf. Allerdings wurde der Transformationsprozess nicht erst mit den Energiewende-Beschlüssen von 2011 eingeleitet, sondern hatte schon eine längere Vorgeschichte. So wurde bereits im Jahr 1990 das Stromeinspeisegesetz verabschiedet, das die Förderung Erneuerbarer Energien etablierte. Dieses wurde im Jahre 2000 durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) abgelöst, welches die bereits etablierte Abnahmepflicht für Strom aus erneuerbaren Quellen übernahm und mit technologiespezifischen und verlässlichen Festvergütungen kombinierte, was spätestens ab Mitte der 2000er Jahre zu einem dynamischen Wachstum der Erneuerbaren Energien in Deutschland führte. Ebenfalls im Jahr 2000 wurde das Marktanreizprogramm (MAP) etabliert, das bis heute die Wärmeerzeugung aus Erneuerbaren Energien fördert. Aber nicht nur eine klimafreundliche Energieversorgung durch Erneuerbare Energien wurde zu Anfang des Jahrtausends in die Wege geleitet, auch der Ausstieg aus der Atomenergie wurde mit dem ebenfalls im Jahr 2000 abgeschlossenen und 2002 mit der Novellierung des Atomgesetzes in Kraft getretenen Atomkonsens zwischen Bundesregierung und Atomkraftwerksbetreibern in die Wege geleitet.

Die Berücksichtigung von Klimaschutzaspekten bei der Energieversorgung begründete sich in den internationalen Umwelt- und Klimakonferenzen von Rio im Jahr 1992 sowie von Kyoto 1997. Hier einigte sich eine Vielzahl von Staaten mit dem Kyoto-Protokoll erstmals verbindlich auf Reduktionsziele für den Treibhausgasausstoß. Im internationalen Schnitt sollten die Emissionen um 5,2 Prozent bis 2012 gegenüber dem Basisjahr 1990 gesenkt werden, wobei sich die EU (damals noch die EU-15) zu einer Reduktion von acht Prozent und Deutschland von 21 Prozent verpflichtet hatten.

International konnte sich die Staatengemeinschaft bislang noch auf kein Nachfolgeabkommen für das ausgelaufene Kyoto-Protokoll einigen. Auch ohne eine internationale Lösung haben sich viele Staaten trotzdem zu weitergehenden nationalen Klimaschutzzielen verpflichtet. Die EU will nach dem Anfang März 2015 gefassten Beschluss der Umweltminister ihre Treibhausgasemissionen bis 2030 um mindestens 40 Prozent senken. Langfristig ist das sogenannte 2-Grad Ziel, also eine Begrenzung der globalen durchschnittlichen Erderwärmung auf maximal zwei Grad Celsius über dem vorindustriellen Wert für die internationale Energie- und Klimapolitik ausschlaggebend.

Die grundlegenden Leitlinien der deutschen Energiepolitik existieren damit schon länger. Darüber hinaus wurde mit den nach der Atomkatastrophe von Fukushima verabschiedeten und als Energiewende-Beschlüsse bekannt gewordenen Gesetzen vom Juni 2011 der Atomausstieg endgültig besiegelt und das Abschalten der letzten Atomkraftwerke für das Jahr 2022 terminiert. Dieser Beschluss folgte allerdings auf eine kurz zuvor gewährte Laufzeitverlängerung für die deutschen Atomkraftwerke, welche mit diesem Gesetzespaket wieder kassiert wurde. Das Abschalten der letzten deutschen Atomkraftwerke ist nun für 2022 terminiert. Gleichzeitig haben die Energiewende-Beschlüsse bzw. das ihnen vorausgegangene Energiekonzept von 2010 und das bereits 2007 verabschiedete Integrierte Energie- und Klimapakett (IEKP) auch langfristige Ziele zur Treibhausgasreduktion verankert. Demnach sollen bis zur

Mitte des Jahrhunderts 80 bis 95 Prozent weniger klimawirksame Gase ausgestoßen werden. Dazu soll die Energieeffizienz deutlich steigen und bis 2050 nur noch die Hälfte des Primärenergieverbrauchs von 2008 anfallen. Der verbleibende Energiebedarf soll vorrangig aus erneuerbaren Quellen gedeckt werden, Erneuerbare Energien sollen bis 2020 18 Prozent des Bruttoendenergieverbrauchs decken, bis 2050 soll ein Anteil von 60 Prozent erreicht sein. Eine Schlüsselrolle kommt dabei dem Stromsektor zu, in welchem ein regenerativer Anteil von mindestens 80 Prozent angestrebt wird. Die im August 2014 in Kraft getretene Novellierung des EEG führt dabei neue Zwischenziele ein. Demnach sollen die Erneuerbaren Energien bis 2025 einen Anteil am Stromverbrauch von 40 bis 45 Prozent und bis 2035 einen Anteil von 55 bis 60 Prozent erreichen.

2.3 ZIELSETZUNG, FRAGESTELLUNG, VORGEHENSWEISE

Die beschriebenen Ziele der Bundesregierung bilden eine Grundlage für den weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien. Allerdings begrenzt der aktuell gültige EEG-Zielkorridor die Ausbaugeschwindigkeit Erneuerbarer Energien und ist nicht für die Erreichung einer 100-Prozent-Versorgung in absehbarer Zeit ausgelegt. Insbesondere im Stromsektor sind angesichts des bisherigen raschen Wachstums bei der Nutzung Erneuerbarer Energien wie auch der rasanten Fortentwicklung der technischen Lösungen weitergehende Ziele wie etwa das hier beschriebene Szenario bei entsprechenden politischen Weichenstellungen möglich und realisierbar. Verschiedene Experten warnen angesichts der im EEG angelegten Ausbaugeschwindigkeit vor einer Verfehlung der Energie- und Klimaziele und weisen insbesondere auf den dringenden Handlungsbedarf in den Sektoren Wärme und Verkehr hin. Für eine möglichst

weitgehende Treibhausgasreduktion und angesichts knapper werdender fossiler Brennstoffe, die zudem für viele stoffliche Nutzungen unverzichtbar sind, wäre eine ambitioniertere Zielstellung bei der Nutzung Erneuerbarer Energien daher sinnvoll. Mehrere Studien verschiedener verschiedener Institute und Organisationen von UBA über die Fraunhofer-Institute IWES und ISE, den Forschungsverbund Erneuerbare Energien bis hin zu Greenpeace und SRU haben den Weg zu einer erneuerbaren Vollversorgung bereits beschrieben und als realisierbar bewertet.

Ziel des vorliegenden Berichts ist die Beschreibung eines möglichen 100-Prozent-Erneuerbare-Energien-Szenarios im Stromsektor, der titelgebenden neuen Stromwelt. Dabei wird auf die prinzipielle technische Machbarkeit eingegangen und erläutert, wie ein solches Stromversorgungssystem hinsichtlich des Strommixes und des Kraftwerksparks aussehen

könnte. Auch der Flächenbedarf und die volkswirtschaftlichen Kosten des entwickelten Szenarios werden abgeschätzt und beschrieben.

Um ein solches Szenario erarbeiten zu können, müssen Festlegungen hinsichtlich systemischer Rahmenbedingungen wie zum Beispiel der Höhe des Stromverbrauchs, dem Stromaustausch mit dem europäischen Ausland und der Entwicklung von Energiespeichern getroffen werden. Die genauen Annahmen sind in den jeweiligen Kapiteln des Hauptteils erläutert. Prinzipiell sollen hinsichtlich der Rahmenbedingungen realistische, aber eher konservative Abschätzungen vorgenommen werden, die die Machbarkeit des hier erarbeiteten Szenarios noch einmal unterstreichen – denkbar wären jedoch auch deutlich günstigere Entwicklungspfade bei den jeweiligen Rahmenbedingungen, die eine rein erneuerbare Stromwelt noch leichter bzw. kostengünstiger erreichbar machen würden.

Der vorliegende Bericht nimmt dabei keine eigene modellgestützte Simulation des skizzierten Stromversorgungssystems vor. Stattdessen werden in einer Metaanalyse bisherige Forschungsergebnisse zusammengeführt und gegeneinander abgeschätzt, so dass ein konsistentes Bild der möglichen Energiezukunft entsteht. Die hier beschriebene Welt wird allerdings nicht von alleine entstehen – selbst wenn eine rein regenerative Energieversorgung technisch machbar und ökonomisch sinnvoll ist, sind politische Rahmenbedingungen unerlässlich, welche die Verwirklichung des beschriebenen Pfades ermöglichen und befördern. Es werden auch keine genauen Jahreszahlen angegeben, da die Entwicklungsdynamik sehr vom Engagement der Politik und der Akzeptanz der Bevölkerung abhängt. Nichtsdestotrotz wird versucht, Zwischenschritte anzugeben und wesentliche Empfehlungen für eine Verwirklichung des beschriebenen Szenarios auszusprechen.

3 STATUS QUO DER STROMVERSORGUNG IN DEUTSCHLAND

3.1 DIE ENTWICKLUNG DER ERNEUERBAREN ENERGIEN

Die in der Einleitung beschriebenen Maßnahmen zur Förderung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien, also das Stromeinspeisegesetz und das EEG, haben ein dynamisches Wachstum vor allem bei der Wind-, Solar- und der Bioenergie ermöglicht. Die installierte Leistung und die Stromerzeugung konnten sich dadurch vervielfachen.

Installierte Leistung zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland

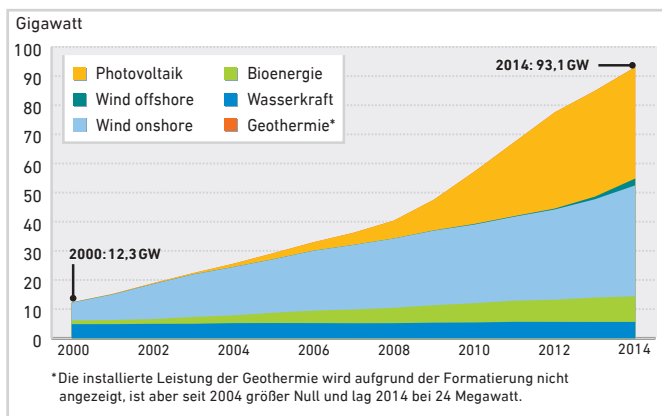


Abb.8 Quelle: BMWi / AGEE-Stat 2015

Installierte Leistung in GW	2000	2005	2010	2014
Windenergie an Land	6,1	18,4	27,0	38,1
Windenergie auf See	0	0	0,2	2,3
Photovoltaik	0,1	2,1	17,9	38,2
Bioenergie	1,3	3,5	6,6	8,8
Wasserkraft	4,8	5,2	5,4	5,6
Geothermie*	0	0	0	0
Summe	12,3	29,2	57,1	93,1

* Die Leistung wird aufgrund der Formatierung nicht angezeigt, ist aber seit 2004 größer Null. 2014: 24 MW

Tab.1 Installierte Leistung zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland in Gigawatt (GW); Quelle: BMWi/ AGEE-Stat 2015

Beruhete der Beitrag der Erneuerbaren Energien in den 1990er Jahren noch vorrangig auf der Wasserkraft, liefern heute vor allem Wind-, Solar- und Bioenergie die großen Strommengen. Die Stromerzeugung aus

Wasserkraft ist hingegen in den letzten dreizehn Jahren relativ stabil geblieben – mit Schwankungen in Abhängigkeit von den Niederschlagsmengen im jeweiligen Jahr. Die Nutzung der Tiefengeothermie zur Stromerzeugung steckt noch in den Anfängen, ihr Beitrag liegt nach wie vor weit unter einer Terawattstunde pro Jahr.

Stromerzeugung in TWh	2000	2005	2010	2014
Windenergie an Land	9,5	27,2	37,8	56,0
Photovoltaik	0,1	1,3	11,7	34,9
Bioenergie	4,7	14,4	34,3	49,1
Wasserkraft	21,7	19,6	21	20,5
Geothermie	0	0	0	0,1
Summe	36	62,5	104,8	160,6

Tab.2 Entwicklung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland in Terawattstunden (TWh); Quelle: BMWi/ AGEE-Stat 2015

Im Jahr 2014 deckten die Erneuerbaren Energien fast 28 Prozent des gesamten deutschen Stromverbrauchs und waren damit erstmals der wichtigste Energieträger im deutschen Strommix. Der Anteil ist dreimal so hoch wie zehn Jahre zuvor bzw. siebenmal so hoch wie 1990.

2000	2002	2004	2006	2008	2010	2011	2012	2013	2014
6,2	7,7	9,3	11,6	15,1	17,0	20,4	23,7	25,4	27,8

Tab.3 Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch in Prozent; Quelle: BMWi / AGEE-Stat 2015

3.2 STROMVERBRAUCH

Wie hoch der Deckungsbeitrag der Erneuerbaren Energien zur Stromversorgung insgesamt ist, hängt neben der Einspeisung auch von der Entwicklung des Stromverbrauchs ab. Der Bruttostromverbrauch in Deutschland umfasst den Strombezug aller Verbraucher inklusive des Eigenbedarfs der Kraftwerke, der Transport- und Speicherverluste und hat sich zwischen 1990 und 2014 um etwa sechs Prozent erhöht.

Zwar hat es einige Effizienzgewinne bei der Nutzung elektrisch betriebener Geräte und auch bei den Wirkungsgraden von Kraftwerken gegeben, diese sind bisher jedoch durch gegenläufige Entwicklungen wie die Zunahme des Stromverbrauchs in Folge von Wirtschaftswachstum oder neue Verbraucher wie die Anwendungen der Informations- und

Kommunikationstechnologien weitgehend kompensiert worden. Nach Höchstverbräuchen in den Jahren 2006 bis 2008 ist seit der Wirtschaftskrise 2009 ein leichter Rückgang des Stromverbrauchs in Deutschland zu verzeichnen.

	2000	2005	2010	2011	2012	2013
Nettostromverbrauch	501,4	534,2	540,6	535,2	534,0	527,9
Kraftwerkseigenverbrauch	38,1	39,8	38,1	36,2	37,1	37,2
Netzverluste und sonstiges	34,1	30,5	27,9	27,7	27,5	26,9
Pumpstromverbrauch	6	9,5	8,6	7,8	8,1	7,8
Bruttostromverbrauch	579,6	614,1	615,3	606,8	606,7	599,8

Tab.4 Höhe und Zusammensetzung des Bruttostromverbrauchs in Deutschland in TWh; Quelle: AG Energiebilanzen 2014a

3.3 FOSSIL-NUKLEARE STROMERZEUGUNG

Die Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparkes seit Anfang des Jahrtausends ist vor allem geprägt durch den beschlossenen Ausstieg aus der Atomenergie bzw. die nach dem Unglück von Fukushima im Frühjahr 2011 erfolgten Stilllegungen. Die Leistung der Atomkraftwerke hat sich dadurch beinahe halbiert, ohne dass die Versorgungssicherheit gefährdet war. Weiter erkennbare Trends sind eine Zunahme der besonders klimaschädlichen Braunkohlekapazitäten, ein Wachstum bei den Gaskraftwerken sowie ein Rückgang der Leistung von Ölkraftwerken.

Der Bestand an konventionellen Erzeugungskapazitäten ist also trotz der Stilllegung mehrerer Atomkraftwerke und zeitgleich zum dynamischen Wachstum der Erneuerbaren Energien relativ stabil bei rund 100 Gigawatt geblieben. Insgesamt ist der Kraftwerkspark deutlich gewachsen. Dadurch gibt es einige Überkapazitäten und die Versorgungssicherheit ist weiterhin sehr hoch.

Installierte Leistung in GW	2000	2005	2010	2013
Steinkohle (einschl. Mischfeuerung)	32,3	29,4	30,2	29,2
Gase	22,3	20,6	23,8	26,7
Braunkohle	21,8	22,0	22,7	23,1
Kernenergie	23,6	21,4	21,5	12,1
Öl	7,5	5,5	5,9	2,9
Summe fossil-nukleare Kapazitäten	107,5	98,9	104,1	94,0
Erneuerbare Energien	12,3	29,2	57,1	85,0
Sonstige	5,5	8,8	9,6	9,9
Gesamter Kraftwerkspark	125,3	136,9	170,8	188,9

Tab.5 Installierte Kraftwerksleistung (brutto) in Deutschland in Gigawatt (GW); Quellen: MWi 2014, BMWi / AGEE-Stat 2015

Stromerzeugung in TWh	2000	2005	2010	2014
Erzeugung fossil-nuklearer Kapazitäten	540,6	560,1	528,3	453,4
Erzeugung aus Erneuerbaren Energien	36,0	62,5	104,8	160,6
Summe Bruttostromerzeugung	576,6	622,6	633,0	614,0
Stromaustauschsaldo	+3,1	-8,5	-17,7	-35,5

Tab.6 Bruttostromerzeugung in Deutschland und Stromaustauschsaldo in TWh; Quelle: BMWi 2014, BMWi / AGEE-Stat 2015; BDEW 2015

Die Stromerzeugung aus fossil-nuklearen Energieträgern ist zwar zurückgegangen, allerdings bisher nicht in gleichem Maße, wie die Erzeugung aus Erneuerba-

ren zugenommen hat. Daher exportiert Deutschland immer mehr Strom ins Ausland.

3.4 STROMVERSORGUNG UND KLIMASCHUTZ

Über 40 Prozent des gesamten energiebedingten Kohlendioxidausstoßes in Deutschland stammt aus der Stromerzeugung. Die Entwicklungen hier sind entsprechend wichtig für das Erreichen der nationalen Klimaschutzziele und der aktuelle Trend ist bedenklich. Zwar konnte der Ausstoß an Treibhausgasen gegenüber den 1990er Jahren erheblich gesenkt werden, was jedoch zu großen Teilen auf den Einmaleffekt des Zusammenbruchs der DDR-Industrie zurückzuführen ist. In jüngerer Zeit ist trotz des erfolgreichen Ausbaus der Erneuerbaren Energien ein Wiederanstieg zu verzeichnen.

Der alarmierende aktuelle Trend beim Treibhausgasausstoß ist darauf zurückzuführen, dass die besonders klimaschädliche Stromerzeugung aus

Braunkohle seit 2010 wieder deutlich zugenommen hat und seit 2012 so hoch ist wie noch nie seit 1990. Ein Rückgang ist vor allem bei den Strommengen aus Atom- und Gaskraftwerken zu verzeichnen.

	2000	2005	2010	2013
CO ₂ -Ausstoß der Stromerzeugung in Mio. t	319	324	305	317

Tab.7 CO₂-Ausstoß der Stromerzeugung; Quelle: Umweltbundesamt 2014b

Stromerzeugung in TWh	2000	2005	2010	2014
Braunkohle	148,3	154,1	145,9	155,8
Steinkohle	143,1	134,1	117,0	109,0
Atomenergie	169,6	163	140,6	97,1
Erdgas	49,2	72,7	89,3	58,3

Tab.8 Stromerzeugung aus Kohle, Erdgas und Kernenergie in TWh; Quelle: AG Energiebilanzen 2014b; BDEW 2015

3.5 VERSORGUNGSSICHERHEIT

Der Stromverbrauch verläuft nicht gleichmäßig, sondern weist bestimmte, je nach Tages- und Jahreszeit typische Lastprofile auf. Grob gesagt ist die Last im Winter höher als im Sommer, an Wochentagen höher als an den Wochenenden und Feiertagen, in der Nacht deutlich niedriger als tagsüber. Für die Stabilität des Stromnetzes und damit die Versorgungssicherheit ist es jedoch unerlässlich, dass Stromerzeugung und Nachfrage zu jedem Zeitpunkt in Einklang stehen. Auch zum Zeitpunkt der jährlichen Verbrauchsspitzen müssen ausreichende Erzeugungskapazitäten sicher zur Verfügung stehen, damit das Gleichgewicht jederzeit gewährleistet ist und es nicht zu Stromausfällen kommt.

Die Sicherheit der Stromversorgung wird mit Hilfe sogenannter Leistungsbilanzen bewertet, die eine

Übersicht über den Strombedarf und die Deckungsbeiträge der verschiedenen Erzeugungskapazitäten zum Zeitpunkt der höchsten gleichzeitig auftretenden Last (Jahreshöchstlast) liefert. Demnach lag die höchste zeitgleiche Last in allen vier deutschen Regelzonen im Jahr 2013 bei 79,8 GW¹. Die tatsächlich verfügbare Leistung lag laut Übertragungsnetzbetreibern bei 116,3 GW. Unter Einbeziehung von Lastreduktionsmöglichkeiten in Höhe von 0,8 GW stand noch eine verbleibende Leistung von 37,3 GW zur Verfügung. Diese hätte zum Beispiel bei schlechteren Wetterbedingungen, höheren Nachfrageschwankungen oder unerwarteten Kraftwerksausfällen noch hätte eingesetzt werden können. Die Versorgungssicherheit gilt damit als sehr hoch.

1 50Hertz/Amprion/Tennet/Transnet BW 2014, S.33

4 ZUKUNFTSSZENARIEN ZUR ENTWICKLUNG DER STROMVERSORGUNG IN DEUTSCHLAND

Der Begriff „Energiewende“ bedeutet unter anderem eine schrittweise konsequente Abkehr von der fossil-nuklearen Stromerzeugung. Wir verstehen darunter, dass die Erneuerbaren Energien nach und nach die vollständige Stromversorgung übernehmen sollen.

Die Frage, ob eine ausschließliche Stromversorgung auf Basis Erneuerbarer Energien in Deutschland, in Europa oder gar weltweit möglich ist, stellt sich hinsichtlich der mobilisierbaren erneuerbaren Primärenergiepotenziale heutzutage nicht mehr. Dazu liegen mittlerweile umfangreiche Forschungsergebnisse und detaillierte Szenarien bzw. Modellrechnungen vor. Sie haben gezeigt, dass vor allem die Ausbaupotenziale für Windenergie und Photovoltaik so groß sind, dass der künftige Strombedarf ohne weiteres gedeckt werden kann. Der Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) kommt zu dem Schluss, dass eine vollständig regenerative Stromversorgung der Region Europa-Nordafrika nur die Ausnutzung von zwei Prozent der vorhandenen erneuerbaren Primärenergiepotenziale erfordert².

Welche Versorgungsstruktur mit welchen erneuerbaren Energiequellen bzw. Technologien wo und in welchem Umfang genutzt werden sollte, darüber gibt es allerdings unterschiedliche Auffassungen. Eine diskutierte Variante sieht vor, dass Deutschland seinen Strombedarf künftig zu einem gewichtigen Teil durch Nettostromimporte decken soll. Der hierzulande rechnerisch benötigte Strom würde dabei vorrangig an den Standorten mit den besten meteorologischen Bedingungen für Solar- und Windenergie in Europa und Nordafrika erzeugt und dann zu den

Verbrauchszentren transportiert. Das Gegenteil eines solchen zentralen Szenarios ist eine sehr dezentrale Versorgungsstruktur, die auf eine vollständige Selbstversorgung Deutschlands setzt. Beide Extreme lassen sich technisch realisieren, wobei sie jeweils spezifische Vor- und Nachteile bzw. Unwägbarkeiten mit sich bringen. So kommt ein Szenario mit einem hohen internationalen Stromaustausch und Nettoimporten mit deutlich weniger Stromspeicherkapazitäten aus als ein weitgehend autarkes regeneratives Stromversorgungsszenario. Auf der anderen Seite stellt die Errichtung der für diese Strategie notwendigen großen Erzeugungsanlagen im Ausland und der grenzüberschreitenden Netzinfrastruktur eine komplexe technologische, finanzielle und politisch-administrative Herausforderung³ dar, deren Lösbarkeit aus heutiger Sicht noch nicht sicher abzusehen ist.

In jedem Fall bestehen allein in Deutschland genügend Ausbaupotenziale, um ausreichend Strom zu produzieren für eine vollständig erneuerbare Versorgung. Für die Windenergie an Land veranschlagen die Fraunhofer-Institute IWES und ISE zum Beispiel ein nationales Potenzial von etwa 200 GW und für Offshore-Windenergieanlagen ca. 85 GW⁴. Die für die Solarenergie nutzbare Gesamtfläche ohne Freiflächen wird in der gleichen Studie mit ca. 2.845 Quadratkilometern beziffert, was einer installierbaren elektrischen Leistung von Photovoltaikanlagen von ca. 400 GW entspricht.

Interessant wird die Frage nach einer rein erneuerbaren Stromversorgung vielmehr dadurch, dass es sich bei Wind- und Solarenergie um fluktuierende,

² SRU 2011, S.10

³ Vgl. UBA/Wuppertal Institut 2014, S.5f.

⁴ Fraunhofer ISE 2012, S. 14f

also nicht stetig verfügbare Energiequellen handelt. Diese Eigenschaft macht sich bereits bei den heute erreichten Wind- und Solarkapazitäten bemerkbar und spielt für die weitere Entwicklung unseres Stromsystems eine strukturbestimmende Rolle. Gleichzeitig schwankt auch die Stromnachfrage (=Last) abhängig von der Jahreszeit, dem Wochentag und der Tageszeit. In Deutschland liegt die Verbraucherlast in der Regel zwischen 35 und 80 Gigawatt. Um auch bei wachsenden Anteilen fluktuierender Erneuerbarer Energien die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, muss die Herausforderung bewältigt werden, Erzeugung und Last jederzeit in Einklang zu bringen und den Strom an den Orten des Verbrauchs zur Verfügung zu haben.

In Abhängigkeit von der Höhe des künftigen Stromverbrauchs, den Lastverläufen und der Erschließung von Flexibilitätsoptionen, also den Ausgleichsmöglichkeiten für die schwankende Erzeugung aus Wind und Sonne, gibt es verschiedene Möglichkeiten, wie sich der Kraftwerkspark für eine Stromversorgung allein auf Basis Erneuerbarer Energien zusammensetzen kann.

Hierzu sind bereits verschiedene Zielszenarien entwickelt und auch mit Hilfe von Simulationen von Last und Erzeugung auf Basis realer Wetterdaten geprüft worden. Im Folgenden wird auf Basis einer Metaanalyse verschiedener Energieszenarien ein mögliches 100-Prozent-Szenario herausgearbeitet und beschrieben.

5 DIE NEUE STROMWELT: DAS AEE-100-PROZENT-EE-STROM-SZENARIO

5.1 ENTWICKLUNG DES STROMVERBRAUCHS

Hohe Anteile Erneuerbarer Energien sind umso leichter bzw. schneller erreichbar, je geringer der Stromverbrauch ausfällt. Klimaschädliche Stromerzeuger können entsprechend schneller aus dem Markt gedrängt werden. Auch unter Kostengesichtspunkten bedeutet jede nicht benötigte Kilowattstunde eine Einsparung. Stärkere Anstrengungen zur Steigerung der Energieeffizienz sind daher sinnvoll und politisch anzureizen.

Zur Frage, wie hoch der Bruttostromverbrauch in Zukunft tatsächlich ausfallen wird, gibt es sehr unterschiedliche Einschätzungen. Politisches Ziel entsprechend dem Energiekonzept der Bundesregierung von 2010 ist eine Reduktion des Stromverbrauchs bis zum Jahr 2020 um 10 Prozent und bis zum Jahr 2050 um 25 Prozent gegenüber dem Niveau von 2008. Bezogen auf

den Bruttostromverbrauch wäre das eine langfristige Reduktion von 618 TWh auf rund 464 TWh pro Jahr. Wie verschiedene Studien zeigen, sind solche Reduktionspotenziale grundsätzlich vorhanden⁵.

Allerdings gibt es auch gegenläufige Entwicklungen und Trends. Unter dem Gesichtspunkt des Klimaschutzes, aber auch aus technischer Sicht, darf der Stromsektor nicht isoliert betrachtet werden. Eine

Szenarien zur möglichen Entwicklung des Bruttostromverbrauchs in Deutschland

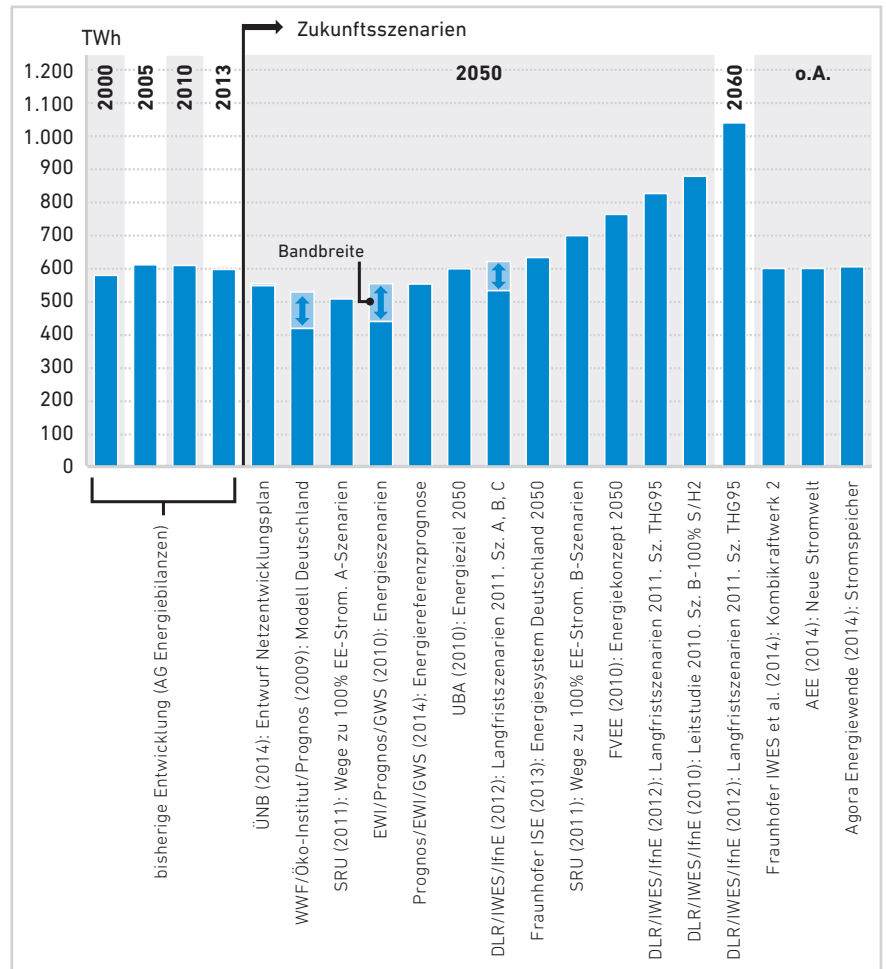


Abb.9 Quelle: eigene Darstellung

Energiewende ist vielmehr auch in den Bereichen Wärme und Verkehr notwendig. Energieszenarien, die sehr ehrgeizige Klimaschutzziele verfolgen, berücksichtigen daher ein deutliches Wachstum der Elektromobilität und einen Anstieg des Stromverbrauchs in der Wärmeversorgung zum Betrieb von Wärmepumpen und zur Nutzung von Power-to-Heat. Um die fluktuierende Erzeugung aus Wind und Sonne bestmöglich auszunutzen und klimaschädliche fossile Energieträ-

5 Siehe z.B. DLR/IWES/IfnE 2012; WWF/Öko-Institut/Prognos 2009; UBA 2010; UBA/Öko-Institut 2014

ger im Wärme- und Verkehrssektor zu ersetzen, ist dieser Trend zur Zunahme des Stromverbrauchs in den anderen Sektoren sogar unvermeidlich. Auch die für sehr hohe Anteile Erneuerbarer Energien notwendigen Stromspeicher und Umwandlungsverfahren (wie z.B. Elektrolyse) werden perspektivisch aufgrund der unvermeidlichen Umwandlungsverluste zu einem Anstieg des Stromverbrauchs beitragen.

Abb.9 zeigt die hohe Bandbreite hinsichtlich des unterstellten Bruttostromverbrauchs in verschiedenen Studien. Die Klimaschutz-Szenarien mit den höchsten Stromverbräuchen⁶ berücksichtigen eine weitgehend vollständige Energieversorgung auf Basis Erneuerbarer Energien auch im Wärme- und Verkehrssektor. Abgesehen von der direkten Stromnutzung zum Beispiel in Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen wird hier auch viel erneuerbarer Strom für die Erzeugung, von Wasserstoff bzw. EE-Methan eingesetzt (Power-to-Gas-Verfahren), welches dann wieder als Brennstoff in verschiedenen Sektoren genutzt werden kann.

Die vorliegende Studie beschäftigt sich dagegen vorrangig mit der Perspektive einer 100 Prozent erneuerbaren Versorgung im Strombereich. Wir treffen daher zwar grobe Abschätzungen zu Speicherverlusten sowie dem Strombedarf neuer Verbraucher wie Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen, erörtern jedoch nicht alle Anwendungsmöglichkeiten von Strom in den Bereichen Wärme und Verkehr. Vor diesem Hintergrund nehmen wir an, dass Effizienzgewinne im Bereich der bisherigen Stromanwendungen ungefähr kompensiert werden und für ein 100-Prozent-Szenario **ein Bruttostrombedarf von rund 600 TWh pro Jahr abzudecken ist.**

Die folgende Tabelle zeigt die Zusammensetzung des Bruttostromverbrauchs im Jahr 2013 und im hier entwickelten 100-Prozent-Szenario im Vergleich:

Stromverbrauch in Deutschland in TWh	2013	AEE-100%-Szenario
Nettostromverbrauch heutiger Anwendungen	527,9	420
Neue Verbraucher (Wärmepumpen, Elektromobilität)	0	80
Netzverluste und Kraftwerkseigenverbrauch	64,1	30
Speicherverbrauch (Pumpspeicher, Batterien, Power-to-Gas)	7,8	71
Bruttostromverbrauch	599,8	601

Tab.9 Zusammensetzung des Stromverbrauchs in Deutschland in TWh 2013 und im AEE-100%-Szenario; Quelle: AGE 2014a, eigene Berechnungen

Es wird deutlich, dass wir sehr konservative Annahmen treffen hinsichtlich der Erschließung von Effizienzpotenzialen. So legen wir für den Nettostromverbrauch heutiger Anwendungen in Haushalten, Gewerbe und Industrie lediglich eine Effizienzsteigerung von 20 Prozent zugrunde und addieren den Verbrauch neuer Anwendungen in den Bereichen Wärme und Verkehr hinzu. Eine mögliche Verfehlung aktueller energiepolitischer Zielsetzungen zur Steigerung der Energieeffizienz ziehen wir also in Betracht. Ziel dieser Vorgehensweise ist es zu zeigen, dass selbst unter pessimistischen Annahmen für den Stromverbrauch eine 100-Prozent-Versorgung mit Erneuerbaren Energien möglich ist.

Nichtsdestotrotz halten wir es für geboten, die Anstrengungen zur Steigerung der Energieeffizienz zu erhöhen und den Energiebedarf so weit wie möglich zu senken. Die hierfür notwendige Erschließung von Potenzialen zur Reduktion des Stromverbrauchs ist jedoch kein Selbstläufer, sondern braucht entsprechende ordnungspolitische Rahmenbedingungen und Anreize.

5.2 KÜNFTIGER BEDARF AN GESICHERTER ERZEUGUNGSLEISTUNG

Wie hoch der künftige Bedarf an Erzeugungsleistung eingeschätzt wird, hängt von verschiedenen Annahmen und auch politischen Prämissen ab. In Energieszenarien und der aktuellen Debatte um die Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen wird dies bisher jedoch nur wenig thematisiert. Meist wird das bisherige Lastprofil für die Zukunft fortgeschrieben und (teilweise stillschweigend) angenommen, dass diese Last zuzüglich einer Sicherheitsreserve jederzeit zu 100 Prozent durch nationale Erzeugungskapazitäten abgedeckt sein muss.

Nur wenige Studien beschäftigen sich bisher detaillierter damit, wie sich die Entwicklung des Stromverbrauchs bzw. die Möglichkeiten und Bereitschaft der Verbraucher, ihre Lasten teilweise zu verschieben, auf den Bedarf an gesicherter Erzeugungsleistung auswirken. Die Höhe der jederzeit sicher bereitzustellenden Erzeugungsleistung wird in Zukunft jedoch ein maßgeblicher Kostenfaktor für das Energiesystem sein. Aufgrund der schwankenden Verfügbarkeit von Strom aus Wind und Sonne müssen ergänzende Speicher- und Erzeugungskapazitäten bereit gehalten werden, die letztlich nur wenige Stunden im Jahr eingesetzt werden. Gebraucht werden diese Kapazitäten nur, wenn ungünstige Wetterverhältnisse mit einem besonders hohen Verbrauch zusammentreffen

und keine Lastverschiebung möglich ist bzw. keine zusätzlichen Speicher zur Verfügung stehen.

Für das hier zu erstellende 100-Prozent-Szenario wird angenommen, dass **die Jahreshöchstlast ohne Berücksichtigung von Demand-Side-Management in Deutschland geringfügig auf 75 Gigawatt sinkt.**

Wenn man davon ausgeht, dass sich die Jahreshöchstlast proportional zum Verbrauch der „klassischen“ Stromverbraucher entwickelt, ergibt sich rechnerisch nur ein Wert von 66 GW. Das würde allerdings voraussetzen, dass neue Verbraucher wie Elektrofahrzeuge, Klimatisierung, Wärmepumpen und Speicher ausschließlich „intelligent“ eingesetzt werden, so dass sie grundsätzlich nicht zur Erhöhung der (Residual-)Lastspitzen beitragen. Im Sinne einer vorsichtigen Herangehensweise gehen wir jedoch davon aus, dass das nicht durchgängig der Fall sein wird und setzen die Jahreshöchstlast mit 75 GW an. Das entspricht dem Wert, den die Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen ihres Sensitivitätsszenarios für einen Nettostromverbrauch von 476,5 TWh im Jahr 2023 anlegen⁷.

Der Zeitpunkt und die Höhe der Jahreshöchstlast gelten zunächst als Maßstab für die erforderliche Kraftwerksleistung. Das bisherige Paradigma lautet, dass sich die Erzeugung jederzeit an die Nachfrage anzupassen hat. Der umgekehrte Weg, dass sich auch die Stromnachfrage zum Beispiel durch eine zeitliche Verlagerung bestimmter Anwendungen an die Verfügbarkeit der Kraftwerke anpassen kann, ist noch relativ neu.

Bei wachsenden Anteilen der dargebotsabhängigen Stromerzeugung aus Wind und Sonne gewinnt die gezielte zeitliche Verschiebung oder Verringerung des Stromverbrauchs bzw. der Last jedoch an Bedeutung. Solche Maßnahmen sind volkswirtschaftlich wesent-

Bruttostromverbrauch in Deutschland im AEE-Szenario „Neue Stromwelt“

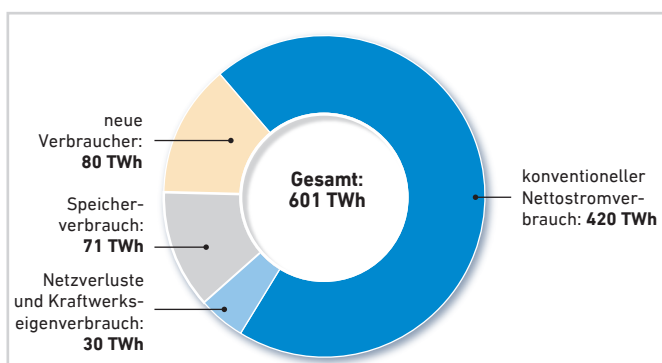


Abb.10 Quelle: Eigene Darstellung

⁷ ÜNB 2013b, S.5

lich kostengünstiger als für kurzzeitige Lastspitzen zusätzliche Erzeugungsleistung vorzuhalten⁸, die nur an wenigen Stunden im Jahr abgerufen würde.

Bislang werden Möglichkeiten zur Lastverlagerung nur sehr eingeschränkt genutzt, da Anreize dafür weitgehend fehlen. Aufgrund von Überkapazitäten gibt es praktisch keine Preisspitzen im Strommarkt mehr und die Tarife sowohl für industrielle, gewerbliche als auch private Stromverbraucher senden keine Signale hinsichtlich Stromüberschüssen oder -engpässen. Im Gegenteil: Gerade industrielle Verbraucher haben durch die Gestaltung der Netzentgelte vor allem den Anreiz, möglichst kontinuierlich die gleiche Last abzufragen.

Die gezielte Lastverschiebung kann jedoch im Engpassfall substantiell zur Versorgungssicherheit beitragen bzw. im umgekehrten Fall, nämlich bei Überschüssen aus Wind- und Sonnenenergie, die Abregelung von Anlagen vermeiden helfen. In diesen Situationen kann die Last gezielt gesteigert werden und deutlich höher ausfallen als die oben genannten 75 GW. Im Szenario „Kombikraftwerk 2“ des Fraunhofer IWES liegt der Stromverbrauch beispielsweise meist zwischen 30 und 90 GW⁹, d.h. die Flexibilität der Nachfrage ist deutlich höher als heute (ca. 35-80 GW).

Es gibt sowohl für die Absenkung als auch für die Erhöhung der Nachfrage relevante Potenziale, für deren Erschließung allerdings finanzielle Anreize notwendig sind. So müssen in Knappheitssituationen Preisspitzen dafür sorgen, dass Verbraucher Lasten nach Möglichkeit auf Zeiten mit einem ausreichenden Sonnen- und Windenergieangebot verlagern. Wenn

die gezielte Ab- oder Zuschaltung von Lasten mit den Netzbetreibern vereinbart und entsprechend gesteuert wird, kann der Umfang der vorzuhaltenden gesicherten Erzeugungsleistung entsprechend reduziert werden.

Auf Basis einer aktuellen Studie von frontier economics (2014) im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums legen wir für das die hier skizzierte neue Stromwelt 15 Gigawatt verschiebbare Lasten zugrunde. Das entspricht dem als konservative Schätzung bezeichneten Wert für abrufbare Potenziale bis zum Jahr 2035¹⁰. Auch der Verband der Elektrotechnik (VDE) sieht sehr hohe Lastmanagementpotenziale. Für das Jahr 2010 schätzt die Organisation ein technisches Potenzial von 8,5 GW, das über einen Tag genutzt werden könne, perspektivisch könne das theoretisch vorhandene Lastverschiebungspotenzial von 25 GW sogar noch verdoppelt werden¹¹. Um diese Potenziale zu erschließen, müssen allerdings die Rahmenbedingungen im Strom- und Regelenergiemarkt geändert werden und der Markt künftig entsprechende Signale senden. Das heißt auch, dass Endverbraucher Preisspitzen bei Angebotsengpässen bzw. sehr niedrige Preise bei Überschüssen spüren und nutzen können müssen.

Inklusive Berücksichtigung eines Aufschlags von 5 GW als Sicherheitsreserve betrachten wir für das 100-Prozent-Szenario also **eine gesicherte Erzeugungsleistung von 65 Gigawatt¹² als erforderlich**, die durch erneuerbare Stromerzeugungskapazitäten oder Speicherkraftwerke abzudecken ist¹³.

⁸ Vgl. z.B. Deutscher Bundestag 2012, S.5

⁹ Fraunhofer IWES 2014, S.49

¹⁰ Frontier Economics 2014, S. 93

¹¹ VDE 2012, S.18

¹² Jahreshöchstlast 75 GW + Sicherheitsreserve 5 GW – Lastmanagementpotenzial 15 GW = 65 GW

¹³ Das gilt unter der Voraussetzung, dass die Last jederzeit durch nationale Kapazitäten gedeckt sein soll. Denkbar wäre natürlich auch, dass der Wert dadurch weiter reduziert wird, indem die Last über den europäischen Stromverbund abgesichert wird.

5.3 AUSBAU DER ERNEUERBAREN ENERGIEN IM STROMSEKTOR IN DEUTSCHLAND

Auf Basis der bisherigen Entwicklung der Erneuerbaren Energien sowie der Analyse bestehender wissenschaftlicher Szenarien skizzieren wir den folgenden erneuerbaren Kraftwerkspark als eine mögliche Variante, die Stromversorgung in Deutschland vollständig aus erneuerbaren Energiequellen zu decken. Die dargestellten Werte für die installierte Leistung ergeben sich ausgehend von einem Bruttostrombedarf von rund 600 TWh, möglichen Ausbaupfaden für die einzelnen Technologien sowie Abschätzungen zur Entwicklung der Volllaststunden.

Installierte Leistung in GW	2014	AEE-100%-Szenario
Windenergie an Land	38,1	90
Windenergie auf See	2,3	35
Photovoltaik	38,2	135
Bioenergie	8,8	20
Wasserkraft (Laufwasser)	4,4	5,2
Geothermie	0	5
Summe	93,1	290

Tab.10 Installierte Leistung zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland in Gigawatt (GW) 2014 und im AEE-100-Prozent-EE-Szenario; Quelle: BMWi / AGEE-Stat 2015, eigene Berechnungen

Notwendiger Zubau Erneuerbarer Energien

Neben der Beschreibung der prinzipiellen Rahmenbedingungen der neuen Stromwelt bleibt die Frage, wie schnell ein solches Ziel erreicht werden könnte. Dieser Bericht trifft dazu keine Festlegung, zeigt aber dennoch auf, welchen durchschnittlichen jährlichen Zubau an Leistung es bräuchte, um die Eckdaten des Modells zu erreichen. Dazu werden unterschiedliche Pfade aufgezeigt, die eine Realisierung des Szenarios in 20, 30 oder 40 Jahren ermöglichen. Die dazu notwendigen durchschnittlichen (Netto-)Ausbauzahlen finden sich im Vergleich mit dem Ausbau der letzten 10 Jahre sowie der neu installierten Leistungen des Jahres 2014 in folgender Tabelle.

Ein wesentliches Merkmal des skizzierten Kraftwerksparkes ist der Schwerpunkt auf fluktuierenden Erneuerbaren Energien. Windenergie- und Photovoltaikanlagen stellen mit insgesamt 260 Gigawatt installierter Leistung die tragende Säule des künftigen Stromsystems dar. Aufgrund ihrer hohen Ausbaupotenziale und ihrer verhältnismäßig geringen Kosten liefern sie etwa 80 Prozent des benötigten Stroms.

Alle anderen Kraftwerks- und Speicherkapazitäten sind nach heutigem Stand der Erkenntnisse in ihren nachhaltig erschließbaren Ausbaupotenzialen begrenzt, haben relativ hohe Stromgestehungskosten und/oder weisen noch eine hohe Unsicherheit hinsichtlich ihrer technologischen Entwicklung und damit ihrer in absehbarer Zeit erschließbaren Ausbaupotenziale auf. Die weitere Erschließung und Erforschung dieser Technologien ist gleichwohl unerlässlich für den Ausgleich bzw. die Absicherung und Ergänzung der fluktuierenden Kapazitäten.

	Durchschnittlicher Zubau je Jahr 2005-2014 (MW)	Zubau 2014 (MW)	Notwendiger jährlicher Netto-Zubau in MW zur Szenarioerreichung in		
			20 J.	30 J.	40 J.
Wind an Land	2150	4.359	2.594	1.730	1.297
Wind auf See	234	1.437	1.633	1.089	817
Photovoltaik	3713	1.900	4.838	3.226	2.419
Bioenergie	616	414	561	374	280
Wasserkraft	41	5	40	27	20
Geothermie	2,4	0	249	166	124

Tab.11 Vergleich von bisherigem und notwendigem Ausbau der installierten Leistung Erneuerbarer Energien zur Erreichung des skizzierten 100-Prozent-Szenarios in Megawatt (MW). Quellen: BMWi/ AGEE-Stat 2015, eigene Berechnungen

Die meisten dieser Zubauraten sind nach heutiger Einschätzung selbst in der ambitioniertesten Variante prinzipiell erreichbar, bei einigen Technologien gibt es jedoch noch Fragezeichen. Gerade bei den schon länger genutzten Technologien Onshore-Wind, Photovoltaik und Bioenergie gäbe es sogar noch Spielraum nach oben, der eventuelle Entwicklungsrückstände der anderen Technologien ausgleichen könnte. Genau-

ere Einschätzungen zu den einzelnen Energieträgern folgen in den nächsten Absätzen. Trotz der prinzipiellen Machbarkeit der skizzierten Entwicklungspfade und der für die Zukunft erwarteten technischen Verbesserungen ist schon heute ein entschlossenes Handeln nötig, um die Potenziale zu heben und die Technologieentwicklung voranzutreiben.

Windenergie an Land (Onshore)

Langfristig rechnen wir für eine vollständig erneuerbare Stromversorgung mit mehr als einer Verdoppelung der installierten Leistung im Vergleich zu dem Ende 2014 erreichten Niveau. Der starke Ausbau wird durch die vorhandenen großen und sehr kostengünstig zu erschließenden Potenzialen begünstigt. Mit aktuell 5,2 bis 11 Cent pro Kilowattstunde (ct/kWh)¹⁴ bzw. langfristig etwa 5 bis 6 ct/kWh sind die Stromgestehungskosten verhältnismäßig niedrig. Dass wir die laut Fraunhofer IWES bestehenden Potenziale von 200 GW im vorliegenden Szenario nicht einmal zur Hälfte ausschöpfen, liegt vor allem an der Konzentration auf den Energiebedarf im Stromsektor. Inwiefern die Windenergie an Land auch noch größere Beiträge zum Energiebedarf im Wärme- und Verkehrssektor leisten kann, bleibt hier unberücksichtigt.

Zudem orientieren wir uns an anderen aktuellen und nach unserer Einschätzung realistischen Szenarien. Demnach rechnen die Bundesnetzagentur und die Übertragungsnetzbetreiber in ihrem Trendszenario für den Netzentwicklungsplan 2014 für das Jahr 2034 mit 68 GW installierter Onshore-Windleistung. Dabei beschreibt das Szenario B des Netzentwicklungsplans keine ambitionierte Entwicklung, sondern stellt den von diesen Akteuren als wahrscheinlich betrachteten

Ausbaupfad dar. Das Szenario C des Netzentwicklungsplans 2014 projiziert bei einem ambitionierteren Ausbau der Erneuerbaren Energien sogar schon für das Jahr 2024 eine installierte Leistung der Windenergie an Land in Höhe von 87 GW onshore. Die 90 GW in unserem Szenario entsprechen in der Größenordnung auch den Werten, die Agora Energiewende bis 2033 als erstrebenswert betrachtet (89 GW¹⁵) sowie der Simulation des 100-Prozent-Szenarios im Kombikraftwerk 2 des Fraunhofer IWES (87 GW)¹⁶.

Wesentlich höhere Werte für die installierte Leistung der Windenergie an Land finden sich in zwei aktuellen Studien des Fraunhofer ISE¹⁷ (120 bis 200 GW). In der Untersuchung aus dem Jahr 2013 fließen allerdings auch 230 TWh Strom in den Wärme- und Verkehrssektor. Die Windenergie deckt hier also nicht nur hohe Anteile des klassischen Strombedarfs ab, sondern leistet auch einen erheblichen Beitrag zur Deckung des Wärme- und Mobilitätsbedarfs.

Die unterstellte Gesamtleistung ist also selbst in einem ambitionierten Zeitraum von 20 Jahren erreichbar. Ein kontinuierlicher jährlicher Zubau an Windenergieleistung in etwa auf dem Niveau des Jahres 2013 würde dazu ausreichen, der Nettoaus-

¹⁴ IE Leipzig 2014, S.92

¹⁵ Agora Energiewende 2013, S.28

¹⁶ Fraunhofer IWES 2014, S.31

¹⁷ Fraunhofer ISE 2012, S. 16; Fraunhofer ISE 2013a, S.23

bau des Jahres 2014 lag sogar um mehr als das Anderthalbfache über dem notwendigen Zubau für die ambitionierte Zielerreichung. Allerdings muss hier beachtet werden, dass viele gute Standorte, insbesondere im Norden Deutschlands, schon genutzt werden. Künftig wird es daher darum gehen, im Norden vor allem ein effizientes Repowering, also der Ersatz alter Anlagen durch neue, leistungsstärkere Turbinen, zu realisieren. Die dabei abgebaute Leistung muss wieder zusätzlich zugebaut werden. Zudem müssten verstärkt Windstandorte im Süden Deutschlands erschlossen werden. Wie eine Flächenverteilung auf

die Bundesländer aussehen könnte, ist in Kapitel 6.7 (Seite 46) skizziert

Durch den Ersatz sämtlicher alten Anlagen bis zur Realisierung der beschriebenen neuen Stromwelt, die weitere Verbesserung und Optimierung der Anlagentechnik sowie den immer geringeren Anteil des unterjährigen Zubaus an der insgesamt installierten Leistung wird die Volllaststundenzahl der Windenergie erheblich steigen. Für die hier beschriebene neue Stromwelt rechnen wir mit durchschnittlich 2.600 Volllaststunden im Jahr. Eine eventuell notwendige Abregelung von Stromüberschüssen würde diesen Wert etwas reduzieren.

Windenergie auf See (Offshore)

Die Erfahrungen mit der Nutzung der Windenergie auf dem Meer (Offshore-Wind) sind im Vergleich zur Nutzung an Land noch sehr gering. Wie hoch das Potenzial in Deutschland insgesamt ist, wird unterschiedlich eingeschätzt. Noch größere Unterschiede gibt es hinsichtlich der Frage, inwieweit das vorhandene Potenzial aus ökologischen oder ökonomischen Erwägungen ausgeschöpft werden sollte. Die von uns analysierten Studien weisen so insgesamt eine Bandbreite von 9 GW¹⁸ bis 85 GW¹⁹ installierter Offshore-Windleistung aus.

Mit den in unserer neuen Stromwelt genannten 35 GW bewegen wir uns oberhalb dessen, was die aktuelle Energiereferenzprognose für das Bundeswirtschaftsministerium als derzeitigen Trend sieht (21 GW bis 2050), aber deutlich unterhalb der 45 GW, die das UBA in seiner 100-Prozent-Studie „Energieziel 2050“ aus dem Jahr 2010 zugrunde legt, oder der 73 GW, die der SRU in seinen Vollversorgungsszenarien aus dem Jahr 2011 ansetzt²⁰. Mit den anvisierten 35 GW

Offshore-Wind liegen wir auch unterhalb der Annahmen der Kombikraftwerk 2-Studie (40 GW). Hintergrund ist eine eher vorsichtige Einschätzung der Offshore-Technologie aufgrund noch vieler offener Fragen hinsichtlich der Kostenentwicklung, der technischen Umsetzung und Einbindung solcher großen verbrauchsfernen Erzeugungskapazitäten. Auch hinsichtlich der Naturverträglichkeit von Windenergie auf See gibt es Faktoren, die einen noch stärkeren Ausbau bremsen könnten. Angesichts immer besserer Windenergieanlagen für eine dezentrale Nutzung an Binnenlandstandorten kann auch die Notwendigkeit derart hoher installierter Leistungen hinterfragt werden. Sollte sich mit der Zeit zeigen, dass die Vorteile der Offshore-Windenergie in Form der wesentlich höheren Volllaststunden gegenüber der Windenergie an Land ihre Nachteile in Form höherer Investitions- und Betriebskosten sowie der Verbrauchserferne doch deutlich überwiegen, besteht hier also durchaus noch Spielraum für höhere Kapazitäten. Angesichts der

¹⁸ Agora Energiewende 2013, S.4, bezogen auf das Jahr 2033

¹⁹ Fraunhofer ISE 2012, S.16

²⁰ UBA 2010, S.95; Prognos/EWI/GWS 2014, S.223; SRU 2011, S.112, 116, 128

bisher installierten Leistung von rund zwei Gigawatt und der erst kurzen Laufzeit der bestehenden Anlagen lässt sich das aber noch schwer prognostizieren.

Diese Unsicherheiten erschweren auch Abschätzungen zum Entwicklungspfad der Offshore-Windenergie. Gemessen am bisherigen Ausbau in den letzten zehn Jahren ist eine erhebliche Beschleunigung der Neuanlageninstallationen auf hoher See notwendig, um die modellierten Zahlen zu erreichen. Allerdings ist die Offshore-Branche noch sehr jung und kam erst in den vergangenen Jahren richtig in Gang. Das sieht man auch am jährlichen Zubau, der sich von 2013 auf 2014 um den Faktor 2,5 erhöht hat. Die jüngst

erreichte Ausbaugeschwindigkeit wäre schon höher, als für das Erreichen des Szenarioziels in 30 oder 40 Jahren notwendig. Lediglich für eine Zielerreichung bereits in 20 Jahren müsste das Ausbautempo noch etwas gesteigert werden. Aufgrund der beginnenden Ausbaudynamik sind durchaus weitere Entwicklungssprünge denkbar.

Mit unserer Annahme von jährlich 4.000 Volllaststunden bewegen wir uns im Rahmen anderer Studien (z.B. SRU 2011), bzw. der bisherigen Erfahrungen mit Deutschlands erstem Offshore-Windpark Alpha Ventus²¹.

Photovoltaik

Die Nutzung der Photovoltaik hat zwischen 2009 und 2012 eine sehr dynamische Entwicklung genommen, die sich allerdings aufgrund der massiven Förderkürzungen 2013 und insbesondere 2014 deutlich abgeschwächt hat. Nichtsdestotrotz haben sowohl der Ausbau der installierten Leistung in Deutschland als auch die erzielten Kostensenkungen sogar Experten überrascht. Laut EEG-Erfahrungsbericht 2014 lagen die Stromgestehungskosten im Frühjahr 2014 je nach Anlagentyp bei 9,6 bis 16,5 ct/kWh²². Perspektivisch rechnet das Fraunhofer ISE mit 5,5 bis 9,4 ct/kWh²³. Angesichts der im Prinzip vorhandenen Flächenpotenziale für 400 GW Photovoltaik-Leistung und der zunehmenden Attraktivität der Photovoltaik für den Eigenverbrauch, also der direkten Nutzung des Solarstroms am Erzeugungsort anstatt der Einspeisung ins Stromnetz, nehmen wir eine installierte Leistung in unserem 100-Prozent-Szenario von 135

GW an. Dieser Wert liegt etwas über der installierten PV-Leistung im Szenario Ib des SRU 2011 sowie der Angabe in dem vom UBA 2010 entwickelten 100-Prozent-Modell²⁴. Eine Photovoltaik-Leistung von 135 GW liegt auf dem Niveau der Kombikraftwerk 2-Studie²⁵ und unter den Leistungen, die Studien des Fraunhofer ISE²⁶ zugrundelegen - dort allerdings wiederum mit dem Ziel, erhebliche Strommengen für Wärme und Verkehr zu generieren.

Die Realisierung dieser Leistungszahlen wäre technisch mindestens im mittleren Szenario problemlos machbar, wie die hohen Zubauzahlen vergangener Jahre und auch von 2013 zeigen. Dabei muss man allerdings auf die überdurchschnittlich hohen Zuwächse zwischen 2009 und 2012 hinweisen. Seit 2013 ist jedoch eine deutliche Verunsicherung im Markt zu konstatieren, die zu einem Rückgang der Neuinstallationen geführt hat. Im Jahr 2014 betrug

²¹ Alpha Ventus 2014

²² ZSW et al. 2014, S.29

²³ Fraunhofer ISE 2013b, S.2f

²⁴ SRU 2011, S.112 (109,6 GW) / UBA 2010, S.95 (120 GW)

²⁵ Fraunhofer IWES et al. 2014, S.31 (133,7 GW)

²⁶ Fraunhofer ISE 2012, S. 16 (252 GW); Fraunhofer ISE 2013a, S.23 (147 GW)

die neu installierte Leistung nur noch 1,9 GW und hat damit den Zielkorridor der Bundesregierung von 2,4 bis 2,6 GW deutlich unterschritten. Insbesondere zur Erreichung des ambitionierten Szenarios, aber auch zur Konsolidierung der PV-Entwicklung insgesamt sind stabile Rahmenbedingungen vonnöten, die Investitionen in Photovoltaikanlagen weiterhin rentabel machen. Der aktuell im EEG 2014 angelegte Ausbaupfad von durchschnittlich 2,5 GW Zuwachs pro Jahr würde zudem nur das langfristige Szenario ermöglichen. Bei ambitionierteren Zielen bzw. Umsetzungszeiträumen müsste der jährliche Solarleistungszubau also erhöht werden. Damit einhergehen würden Investitionen in die weitere technologische Entwicklung von Batteriespeichern. Technischer Fortschritt und

Kostensenkungen bei den unterschiedlichen Arten von Batterien sind unabdingbar für die Perspektive einer 100-Prozent-Versorgung. Zudem können Weiterentwicklungen bei Solarsystemen, also Photovoltaikanlagen in Verbindung mit Batteriespeichern, zusätzliche Geschäftsmodelle für die Vermarktung von erneuerbarem Strom auch außerhalb des EEG ermöglichen.

Hinsichtlich der Volllaststunden gehen wir von einer sukzessiven Steigerung aus, die auf der abnehmenden Bedeutung des jeweils unterjährigen Anlagenzubaues beruht, der technologischen Weiterentwicklung zu höheren Wirkungsgraden und der perspektivischen Erneuerung des derzeitigen Anlagenbestands.

Bioenergie

Die in unserer neuen Stromwelt unterstellte installierte Gesamtleistung von Biomasse-Anlagen in Höhe von 20 GW erscheint im Vergleich zu den 8,8 GW Ende 2014 zunächst als starker Zubau, insbesondere vor dem Hintergrund der kritischen Debatten um die ökologische Nachhaltigkeit der Bioenergie in Deutschland. Der Anstieg der installierten Leistung ist jedoch nicht mit einer proportionalen Zunahme der Stromerzeugung aus Biomasse verbunden. Während der bis 2013 vorhandene Anlagenbestand in der Regel auf eine hohe Auslastung ausgelegt war, wird sich die Stromerzeugung aus Bioenergie zukünftig stark flexibilisieren und eine wichtige Backup-Funktion für die fluktuierenden Erneuerbaren übernehmen. Schon der Leistungszubau beim Biogas im Jahr 2014 war größtenteils durch Anlagenflexibilisierungen getrieben. Wegen der geringen Volllaststundenzahl fällt der Beitrag der Bioenergieanlagen zur Stromerzeugung im AEE-100-Prozent-Szenario sogar etwas geringer aus als im Jahr 2014. Es entsteht somit auf Dauer keine zusätzliche Nachfrage nach Biomasse im Stromsektor. Die Biomasse wird vielmehr bedarfsgerecht in größeren Erzeugungskapazitäten eingesetzt.

Bei Bedarf könnten die darüber hinaus vorhandenen, nachhaltig nutzbaren Biomasse-Potenziale auch noch zur Absicherung der Stromversorgung eingesetzt werden. Ansonsten kann das Biomassepotenzial für die Substitution fossiler Energieträger im Wärme- und Verkehrssektor eingesetzt werden. Die starke Flexibilisierung des Biomasse-Kraftwerksparks ist möglich, da der heutige Anlagenbestand im Laufe des von uns betrachteten langfristigen Zeitraums komplett erneuert werden muss. Neben einer Erhöhung der Erzeugungskapazitäten, z.B. durch den Zubau weiterer BHKW-Module, werden zur Flexibilisierung insbesondere Gas- und Wärmespeicher zugebaut. Potenziell höhere Wirkungsgrade bei der Stromerzeugung können wiederum den Bedarf an Biomasse reduzieren. Allerdings werden die Stromgestehungskosten von Bioenergieanlagen voraussichtlich nicht sinken, da die Anlagen modular aufgebaut und nur mit einer geringen Auslastung betrieben werden.

Je nachdem, wie sich die Überschüsse aus Sonnen- und Windenergie entwickeln, können die mit Biogas oder Biomethan betriebenen Kraftwerke

perspektivisch auch mit synthetisch hergestelltem Wasserstoff oder Methan gespeist werden, das aus überschüssigem Wind- oder Solarstrom hergestellt wird (Power-to-Gas-Verfahren).

Für die Betrachtung der möglichen Entwicklungspfade der Bioenergie wird zwischen Biogas-BHKW und anderen Biomassekraftwerken unterschieden. Die Leistung von Letzteren wird dabei für eine zu 100 Prozent erneuerbare Versorgung nur leicht von knapp 5 GW auf etwa 6 GW erhöht und flexibilisiert. Möglich ist das im Zuge der ohnehin im Betrachtungszeitraum anstehenden Runderneuerung des Kraftwerksparks. Das größere Leistungswachstum ist bei Biogas-BHKW möglich und nötig, deren Leistung sich durch Flexibilisierung von heute etwa 4 GW auf dann 14 GW mehr als verdreifachen kann. Die Flexibilisierung bestehender Standorte geht dabei üblicherweise mit einer Verdreifachung der Leistung einher. Der Zubau der installierten Leistung von Biogas-BHKW besteht also vor allem in einer Steigerung der Stromerzeugungsleistung an den bestehenden Anlagenstandorten. Neuanlagen an zusätzlichen Standorten werden nur noch in geringem Maße errichtet. Mit einer Zunahme der Bioenergieleistung in einer Größenordnung der langjährigen Durchschnittswerte wäre die angestrebte Gesamtleistung sogar innerhalb von etwa

20 Jahren zu erreichen. Allerdings liegt die 2014 neu zugebaute Bioenergie-Leistung bereits unter diesem Durchschnittswert, das aktuelle Zubautempo würde das Erreichen des Szenarioziels in 30 oder 40 Jahren ermöglichen. Der im EEG 2014 definierte Zubau von 100 MW jährlich ist dagegen deutlich zu gering. Selbst die Realisierung des Szenarios in einem Zeitraum von 40 Jahren würde das Dreifache dieser jährlichen Zubaurate erfordern. Die aktuelle Beschränkung der Zubauleistung sollte daher deutlich gelockert und stattdessen Maßnahmen gestärkt werden, die die Flexibilisierung und damit die Reduzierung der Volllaststundenzahl der Biogas-BHKW fördern.

Die Flexibilisierung der Stromerzeugung aus Biogas erfordert neben der Leistungserhöhung und der stromgeführten Fahrweise der einzelnen Anlagen auch größere Speicher für das produzierte Biogas und für die in den BHKW erzeugte Wärme. Trotz noch bestehender Kostensenkungspotenziale bei der Anlagentechnik und steigender Wirkungsgrade bedeutet das, dass Strom aus Biogas nicht billiger werden wird. Vielmehr wird er eine wertvolle Ergänzung der fluktuierenden Erneuerbaren Energien darstellen und erheblich zur Versorgungssicherheit und Wertschöpfung in ländlichen Regionen beitragen.

Wasserkraft

Die Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) gibt für Ende 2014 eine installierte Leistung der Wasserkraft von 5,6 GW an. Darin sind rund 1,2 GW enthalten, die auf den natürlichen Zufluss in Pumpspeicherkraftwerke entfallen. Da wir die Pumpspeicher separat betrachten, rechnen wir lediglich mit 4,4 GW Leistung von Laufwasserkraftwerken. Aufgrund der geografischen Bedingungen in Deutschland bestehen prinzipiell nur begrenzte Ausbaumöglichkeiten bei der Wasserkraft in Deutschland. Nichtsdestotrotz bieten der Ersatz von Altkraftwer-

ken, die Reaktivierung von Anlagen sowie der Neubau an bestehenden Querverbauungen ein gewisses Ausbaupotenzial. Für unser Szenario rechnen wir insgesamt mit einer geringfügigen Erhöhung der Laufwasserkraftleistung auf gut 5 GW. Wie viele Megawatt Ausbaupotenzial tatsächlich noch vorhanden sind, erörtern wir nicht näher, da sich die Größenordnung dadurch nicht wesentlich ändern würde. Selbst für eine Realisierung des zeitlich ambitioniertesten Entwicklungspfades entspräche der dafür notwendige jährliche Zugewinn an installierter Leistung dem

Trend der vergangenen zehn Jahre. Mit einer relevanten Leistungserhöhung ist hingegen bei den Pumpspeicherkraftwerken zu rechnen, die als Ausgleich für die fluktuierenden Erneuerbaren Energien und die Stabilität des Stromsystems eine wichtige Rolle

Geothermie

Trotz sehr hoher theoretischer und technischer Potenziale²⁷ ist die Stromerzeugung aus Geothermie in Deutschland bislang noch kaum entwickelt. Ende 2014 waren wie schon im Vorjahr 24 Megawatt elektrischer Leistung in Betrieb, es kam kein neues Geothermiekraftwerk hinzu. Der Erfolg beim weiteren Ausbau ist vor allem eine Frage der Kosten und der technischen Fortschritte bei der Erschließung der Tiefengeothermie. Die Unsicherheiten sind hier noch sehr groß. Wie andere ambitionierte Szenarien auch, rechnen wir für das 100-Prozent-Szenario langfristig mit einer geothermischen Stromerzeugungsleistung von ca. 5 GW. Sollten sich hier doch noch deutliche technische Fortschritte und Kostensenkungen abzeichnen, wäre auch eine höhere Leistung denkbar. Auf jeden Fall würde die Realisierung der im Szenario vorgesehenen Geothermie-Leistung in allen dargestellten Zeitpfaden eine deutliche Beschleunigung der bisherigen Entwicklung erfordern. Bisher ist nur ein Bruchteil des Zubaus erreicht worden, der für die Realisierung des hier skizzierten 100-Prozent-Szenarios erforderlich wäre. Die Förderung von Forschung und Entwicklung sowie von einzelnen Projekten zur Nutzung der Geothermie wird eine entscheidende Rolle spielen. Unabhängig davon, ob der Geothermie im Bereich der Stromerzeugung der Durchbruch gelingt, wird ihr für die Energiewende im Wärmesektor in jedem Fall eine hohe Bedeutung zukommen.

Obwohl die Geothermie eine klassische Grundlasttechnologie ist, rechnen wir nur mit 5.000 Volllaststunden, da wir davon ausgehen, dass der Betrieb

haben. Auch wenn diese sich ebenfalls der Kraft des Wassers bedienen, sind Pumpspeicherkraftwerke keine Wasserkraftwerke, sondern Stromspeicher, die im Kapitel „Speicher“ behandelt werden.

sich auch hier nach dem Bedarf des Stromsystems richtet und überschüssige Erdwärme in den Wärmesektor geleitet wird.

Auf Basis dieser Erläuterungen ergeben sich die in den nachfolgenden Tabellen aufgeführten Volllaststunden und Strommengen.

	Durchschnittliche Volllaststunden (jährl. Stromerzeugung / inst. Leistung am Jahresende)	
	2014	100%-Szenario
Windenergie an Land	1.863 (2.430 bei den von 2012 bis 2014 zugebauten Anlagen)	2.600
Windenergie auf See	keine aussagekräftige Angabe möglich wegen sehr starker Verzerrung durch unterjährigen Rekordzubau	4.000
Photovoltaik	914	1.000
Bioenergie	5.585	2.400
Wasserkraft	3.664 (inkl. natürlichem Zufluss Pumpspeicher)	4.800 (nur Laufwasser)
Geothermie	4.583	5.000

Tab.12 Durchschnittliche rechnerische Volllaststunden von Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland im jeweiligen Kalenderjahr; Quelle: eigene Berechnungen

Stromerzeugung in Mrd. kWh	2014	AEE-100%-Szenario
Windenergie an Land	54,7	234
Windenergie auf See	1,3	140
Photovoltaik	34,9	135
Bioenergie	49,1	48
Wasserkraft	20,5	25
Geothermie	0,1	25
Summe	160,6	607

Tab.13 Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland in Milliarden Kilowattstunden im Jahr 2014 und im AEE-100-Prozent-Szenario; Quellen: BMWi/AGEE-Stat 2015

27 220 TWh/a laut SRU 2011, S.97

6 VERSORGUNGSSICHERHEIT IN DER NEUEN STROMWELT

Wie bereits dargestellt, ist es für die Versorgungssicherheit wichtig, dass Stromerzeugung und -verbrauch jederzeit in Einklang gebracht werden. Angesichts zunehmenden Erzeugungskapazitäten auf Basis von Wind- und Sonnenenergie stellt diese Aufgabe eine Herausforderung dar, da die Erzeugung starken Schwankungen unterliegt.

Die Erschließung und der gezielte Einsatz von Flexibilitätsoptionen, d.h. Möglichkeiten zur flexiblen Steuerung, werden damit zur zentralen Aufgabe für das künftige Stromsystem. Zu den Flexibilitätsoptionen zählen:

- die Steuerung der Nachfrage (Demand-Side-Management),
- die Flexibilisierung der Erzeugung (technische Nachrüstung zur Flexibilisierung bestehender Kraftwerke, Neubau von Kraftwerken, die besser steuerbar sind und Abbau von Grund-

lastkraftwerken, Vernetzung von bestehenden und neuen Erneuerbare-Energien-Anlagen zu Kombikraftwerken)

- die Erweiterung von Speicherkapazitäten und -kraftwerken sowie
- Stromimport und -export.

Der Ausbau der Stromnetze ist dabei notwendig, um die verschiedenen Flexibilitätsoptionen nutzen zu können. Beispielsweise muss der im Norden erzeugte Windstrom zu den Standorten der Pumpspeicherkraftwerke im Süden oder zu den flexiblen industriellen Lasten im Westen und Süden gelangen. Zudem ist der Netzausbau erforderlich, um überregionale bzw. auch internationale Ausgleichseffekte bei Erzeugung und Last optimal nutzen zu können.

6.1 ANALYSE DER RESIDUALLAST

Die Residuallast beschreibt die Last, die nach Abzug der Erzeugung aus Erneuerbaren Energien verbleibt. Eine Herausforderung sind vor allem die Extremsituationen, die im Stromsystem auftreten können, d.h. die Zeitpunkte mit besonders hoher oder geringer Einspeisung aus fluktuierenden Erneuerbaren Energien und deren möglichem Zusammentreffen mit einer besonders niedrigen oder hohen Last. Daraus ergeben sich die Werte für die minimale und maximale Residuallast.

Ist die Residuallast positiv, besteht noch Strombedarf, der durch andere Erzeugungskapazitäten wie etwa Stromspeicher oder Reservekraftwerke und/oder

eine Reduktion der Stromnachfrage abgedeckt werden muss. Reserveraftwerke sind solche Kapazitäten, die nur für Zeiten bereitgehalten werden, in denen eine hohe, nicht verschiebbare Last auf eine minimale Einspeisung von Wind und Sonne trifft. Ist die Residuallast hingegen negativ, übersteigt das aktuelle Stromangebot die normalerweise bestehende Stromnachfrage. In dieser Situation können zum Beispiel Stromspeicher gefüllt und die Stromnachfrage in der Industrie erhöht werden. Auch die Nutzung von Strom zur Wärmeerzeugung (Power-to-Heat) ist möglich. Im Extremfall müssen Wind- und Solarstromanlagen vorübergehend abgeregelt werden. Zu dieser

Situation kommt es bei einem optimal ausgebauten Stromnetz jedoch erst, wenn die Leistung und Spei-

cherkapazitäten von Stromspeichern und anderen Flexibilitätsoptionen ausgereizt sind.

Maximale Residuallast

Für die jederzeitige Deckung der Höchstlast wird ein vorhandener Kraftwerkspark hinsichtlich seiner gesicherten Leistung analysiert. Dieser Begriff meint den Anteil der installierten Kraftwerksleistung, welcher stochastisch gesichert zu jedem Zeitpunkt zur Verfügung steht und so einen garantierten Beitrag zur Lastdeckung beitragen kann. Dieser Anteil ist immer kleiner als die gesamte installierte Leistung, da hier die Nichtverfügbarkeit durch Wartungen oder Ausfälle bzw. bei fluktuierenden Erneuerbaren Energien auch durch meteorologische Gegebenheiten berücksichtigt werden muss. Die Annahmen zur gesicherten Leistung hinsichtlich der unterschiedlichen Erneuerbare-Energien-Technologien variieren in den von uns analysierten Studien stark. Steuerbare erneuerbare Erzeugungskapazitäten wie Bioenergieanlagen oder Geothermiekraftwerke haben grundsätzlich eine sehr hohe Verfügbarkeit. Sie können somit einen hohen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten und sind deshalb essenziell im System. Die fluktuierende Windenergie kann zumindest zu einem kleinen Prozentsatz zur Versorgungssicherheit beitragen und die residuale Höchstlast senken. Positiv wirken sich diesbezüglich die Erhöhung der Volllaststundenzahlen durch zunehmende Nabenhöhen aus, die verstärkte Installation von Schwachwindanlagen, welche auch bei schlechten Windverhältnissen Leistung erbringen, die dezentrale Verteilung über ein großes Gebiet mit unterschiedlichen Wetterverhältnissen und die zunehmende Nutzung der Windenergie auf See, wo der Wind wesentlich stetiger weht.

Da die im Jahresverlauf höchsten Lasten regelmäßig an kalten Winterabenden auftreten, kann die Photovoltaik hier keinen Beitrag zur gesicherten Leistung

erbringen. Die folgende Tabelle zeigt die Bandbreiten der Angaben in den von uns untersuchten Studien sowie unsere Annahmen für das vorliegende Szenario:

	Bandbreite der gesicherten Leistung der EE in verschiedenen Studien (%)	Annahme im AEE-100%-Szenario (%)	Gesicherte Leistung im AEE-100%-Szenario (GW)
Windenergie	0-13,2%	8%	10,0 GW
Photovoltaik	0-4,7%	0%	0 GW
Bioenergie	50-88%	80%	16,0 GW
Wasserkraft	25-51%	40%	2,1 GW
Geothermie	90%	90%	4,5 GW
Summe	---	---	32,6 GW

Tab.14 Leistungskredit der Erneuerbaren Energien in Deutschland nach verschiedenen Studien und im AEE-100-Prozent-Szenario; Quellen: AEE 2013, eigene Berechnungen

In dem von uns betrachteten Szenario stellen die Erneuerbaren Energien demnach auch bei ungünstigen Wetterverhältnissen rund 33 Gigawatt Erzeugungsleistung bereit. Die höchsten perspektivisch zu erwartenden Lasten ohne Demand-Side-Management haben wir im Kapitel „Stromverbrauch“ mit 75 GW beziffert. Unter Einbezug einer Sicherheitsreserve von fünf Gigawatt ergibt sich also eine gesichert abzudeckende **maximale Residuallast** von 47 Gigawatt.

Nach Abzug der für den Fall von Angebotsengpässen gesichert zur Verfügung stehenden 15 Gigawatt Lastmanagement-Potenzial (s.o.) ermitteln wir so einen **Bedarf an zusätzlicher gesicherter Erzeugungsleistung in Höhe von 32 Gigawatt**. Wenn die Versorgungssicherheit ausschließlich mit nationalen Kraftwerkskapazitäten gewährleistet werden soll, muss dieser Bedarf durch Reservekraftwerke bzw. Stromspeicher abgesichert werden.

Der Ansatz der rein nationalen Lastdeckung widerspricht eigentlich der Idee des europäischen Strombinnenmarktes und führt systematisch zur Überschätzung des Bedarfs an teuren Reservekraftwerken bzw. zur Installation von Überkapazitäten. Er ist aber geeignet, die technische Machbarkeit einer autarken, zu 100 Prozent auf Erneuerbaren Energien beruhenden Stromversorgung aufzuzeigen und soll

daher auch weiter skizziert werden. Unabhängig von der Frage möglicher Stromimporte sollte politisch auf eine Minimierung der maximalen Residuallast und auf eine Flexibilisierung der Stromnachfrage hingearbeitet werden. Denn ebenso wie jede nicht verbrauchte Kilowattstunde, spart auch jedes Megawatt an nicht benötigter Leistung kostenintensive Reservekapazität und macht so das Gesamtsystem wirtschaftlicher.

Minimale Residuallast

Die Höhe der insgesamt installierten Erzeugungslleistung Erneuerbarer Energien in der beschriebenen neuen Stromwelt steigt im Zeitverlauf auf 290 Gigawatt, davon entfallen 260 GW auf fluktuierende erneuerbare Energieträger. Zum Vergleich: Der gesamte deutsche Kraftwerkspark hatte 2013 eine installierte Leistung von rund 190 GW. Bei einer durchschnittlichen Last von ca. 35 bis 75 GW kommt es daher zu Situationen mit erheblichen Angebotsüberschüssen.

Heute gibt es allerdings noch keine solchen Überschüsse aus Sonnen- und Windenergie im Stromsystem. Die höchsten Einspeisewerte von Wind und Sonne treten nie gleichzeitig, sondern zeitversetzt auf. Zudem ist die Last zu Zeiten der Stromeinspeisung aus Photovoltaikanlagen (Mittagszeit) stets relativ hoch. So kommt es, dass Erneuerbare Energien selbst in sonnen- und windreichen Stunden bisher noch nie mehr als etwa 75 Prozent des Verbrauchs gedeckt haben. Hohe Stromexporte und negative Strompreise infolge von Überkapazitäten sind bislang ausschließlich auf die mangelnde Flexibilität des nuklear-fossilen Kraftwerksparks zurückzuführen. Diese führt dazu, dass die minimale Einspeisung aus konventionellen Kraftwerken selbst bei negativen Börsenstrompreisen noch immer bei etwa 20 GW liegt²⁸.

In einzelnen Stunden entstehen jedoch ohne Anpassungsmaßnahmen bereits ab etwa 2020 Überschüsse. Bis ca. 2030 sind das bei einem gut ausgebauten Stromnetz jedoch im Wesentlichen Leistungsüberschüsse von geringer Dauer, aber keine relevanten Energieüberschüsse. Das bedeutet, dass selbst bei kurzzeitigen Abregelungen von Wind- und Solaranlagen kaum Strom verloren gehen würde.

In einem 100-Prozent-Szenario wie dem hier beschriebenen belaufen sich die zu erwartenden **minimalen Residuallasten** auf schätzungsweise **bis zu -100 Gigawatt**²⁹. Dieser negative Wert beschreibt den Umfang von Erzeugungskapazitäten, deren Erzeugungslleistung zeitweise auf keine Nachfrage trifft. Es fehlen damit während weniger Stunden im Jahr Verbraucher mit einer Nachfragelast von bis zu 100 GW. Dabei handelt es sich um Überschüsse vor dem Einsatz von Lastmanagementmaßnahmen und dem Auffüllen von Speichern. Wie bei der Verringerung der Residuallast bei Angebotsengpässen, können also auch bei Angebotsüberschüssen intelligente und hochflexible Systemkomponenten helfen, ein Leistungsüberangebot möglichst umfassend zu nutzen und so das Gesamtsystem effizienter zu machen. Das umfangreiche Abregeln von Windenergie- und Photovoltaikanlagen, d.h. ein Verschütten von erneuerbarem Strom, lässt sich somit vermeiden.

²⁸ Agora Energiewende / Energy Brainpool 2014, S.2

²⁹ UBA 2010, S.85

Erzeugungs- und Lastverlauf

Die Erzeugungsspitzen der Photovoltaik entfallen immer auf die Mittagszeit und vor allem auf die Sommermonate. Bei steigenden PV-Kapazitäten (135 GW im AEE-100-Prozent-Szenario) sinkt daher sukzessive die mittägliche Residuallast und es wird künftig regelmäßig zu Überschüssen kommen. Vorhandene Pumpspeicher- und Batteriekapazitäten werden daher in Zukunft immer in den Mittagsstunden geladen, um den absehbaren Rückgang der Solarstromerzeugung am Abend auszugleichen. Hier zeigt sich der Wandel des Stromsystems besonders deutlich. Vor dem starken Zubau von Photovoltaik-Erzeugungskapazitäten war Strom immer in den Mittagsstunden bei hoher Nachfrage besonders knapp und teuer. Pumpspeicher wurden nachts mit dem Strom aus fossil-nuklearen Grundlastkraftwerken geladen und speisten mittags

zu Spitzenlastzeiten ein. Künftig richtet sich der Zyklus von Einspeicherung und Erzeugung nach dem Takt von Wind und Sonne. Angebotsknappheiten entfallen nun in der Regel auf die frühen Morgen- und die Abendstunden, wenn die Stromnachfrage grundsätzlich hoch und die Photovoltaikeinspeisung niedrig bis nicht vorhanden ist.

Ein hohes Windaufkommen tritt vor allem im Winterhalbjahr auf. Saisonal betrachtet ergänzen sich die Windenergie und die Photovoltaik daher sehr gut. Davon abgesehen unterliegt die Windenergie keinen absehbaren typischen tages- und jahreszeitabhängigen Regelmäßigkeiten wie das bei der Sonnenenergie der Fall ist, sondern schwankt ausschließlich entsprechend der meteorologischen Gegebenheiten.

6.2 AUSGLEICH VON STROMÜBERSCHÜSSEN

Zunächst einmal ist es auch im Fall von Angebotsüberschüssen die effizienteste Lösung, die Stromnachfrage anzupassen, den Verbrauch also gezielt zu erhöhen. Dies kann zum Beispiel durch die kurzfristige Steigerung industrieller Produktionsprozesse, durch Strom-Wärme-Anwendungen (Power-to-Heat) oder durch das Laden der im System vorhandenen Stromspeicher geschehen. Strom, der bei starkem Windaufkommen bzw. intensiver Sonneneinstrahlung gar nicht mehr anders verwendet und auch nicht exportiert werden kann, darf nicht erzeugt werden. Das heißt, erneuerbare Stromerzeugungsanlagen müssen abgeregelt werden. Aus ökologischen und ökonomischen Gründen sollte die abzuregelnde Strommenge auf ein Mindestmaß beschränkt werden. Eine vernünftige Lösung bestünde darin, den umweltfreundlichen und kostengünstigen Strom aus Sonne

und Wind einerseits weder unnötig häufig abzuregeln, andererseits die Stromnetze und Speicher aber auch nicht für die Aufnahme der letzten Kilowattstunde übermäßig stark auszubauen. Das optimale Gleichgewicht zwischen den verschiedenen Flexibilitätsoptionen hängt dabei von mehreren Faktoren ab. Dazu gehören unter anderem die tatsächliche Entwicklung des zukünftigen Kraftwerksparks, die Kosten der verschiedenen Flexibilitätsoptionen und die Qualität der Solar- und Windprognosen.

Bei einer Beschränkung auf den Stromsektor kommt es etwa im „Kombikraftwerk 2“-Szenario in Zeiten mit einer sehr hohen Einspeisung aus Erneuerbaren Energien in Höhe von rund 120 GW zu Abregelungen von 70 GW³⁰. Die meisten Überschüsse entstehen hierbei im Winter und es werden vor allem Offshore-Windenergie-Anlagen abgeregelt³¹. Insgesamt han-

³⁰ Fraunhofer IWES 2014, S.50

³¹ Fraunhofer IWES 2014, S. 49

delt es sich um eine nicht genutzte Strommenge von 58,5 TWh³². In der von uns beschriebenen neuen Stromwelt legen wir fünf Gigawatt weniger Offshore-Windleistung zugrunde, weshalb mit etwas geringeren Überschüssen zu rechnen ist. Das Grundproblem der zeitweiligen Überschüsse bleibt jedoch bestehen.

Abhilfe schaffen kann hier eine stärkere Verknüpfung des Stromsystems mit dem Wärme- und dem Verkehrssektor. Dadurch lassen sich weitere Flexibilitätsoptionen erschließen. Das UBA rechnet in seinem 100-Prozent-Szenario zum Beispiel mit einem Stromverbrauch von Elektrofahrzeugen in Höhe von 50 TWh und der Wärmepumpen in Höhe von 40 TWh³³. Dadurch und aufgrund einer stark ausgebauten Elektrolyse- und Methanisierungsleistung zur Umwandlung von Stromüberschüssen in synthetische Gase in Höhe von 44 GW (zum Vergleich: 13 GW im Kombikraftwerk 2) kommt es dort lediglich zu jährlichen Überschüssen von 1,2 TWh.

Weiterhin können andernfalls abgeregelte Stromüberschüsse zum Beispiel zur elektrischen Beheizung von saisonalen Wärmespeichern (Power-to-Heat) genutzt werden und die gespeicherte Wärme bei Bedarf über Wärmenetze zur Verfügung gestellt werden. BET Aachen nennt hier ein Potenzial von 10 GW³⁴.

Zur Erreichung der Klimaziele in der Wärmeversorgung und im Verkehr ist die stärkere Verknüpfung

mit dem Stromsektor sogar unerlässlich, da die Einsatzmöglichkeiten von Solarthermie, Erd- und Umweltwärme sowie Bioenergieträgern begrenzt sind. Gleichzeitig sinkt der Wärmebedarf nur leicht, da die Sanierungsrate im Gebäudebereich zu niedrig liegt und stärkere Effizienzsteigerungen in der Industrie ausbleiben. Um dennoch einen höheren Anteil erneuerbarer Wärme zu erreichen, ist eine zusätzliche Nutzung von erneuerbaren Stromüberschüssen sinnvoll. Insbesondere im Straßenverkehrssektor ist die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern besonders groß, weshalb eine Verkehrsverlagerung auf den elektrischen Schienenverkehr sowie Elektrofahrzeuge einen entscheidenden Beitrag zur Reduktion von Treibhausgasemissionen leisten kann. Der Strom kann direkt eingesetzt werden bei der Elektromobilität und zur Wärmeerzeugung oder indirekt, indem er zunächst in Wasserstoff und gegebenenfalls weitere chemische Energieträger umgewandelt wird.

Die Optionen zur Verwendung von Strom in Wärme und Verkehr werden in unserer Studie nicht im Einzelnen betrachtet, bieten aber weiteres Flexibilisierung- und Kostenoptimierungspotenzial. Dieses sollte also sowohl für das Stromversorgungssystem als auch für die anderen Energiesektoren unbedingt gehoben werden.

6.3 SPEICHER- UND RESERVEKRAFTWERKE

Im Stromsystem der Zukunft gibt es einen Bedarf an Speichern für unterschiedliche Zwecke, wofür verschiedene Technologien in Frage kommen: Kurzzeitspeicher wie Batterien und Pumpspeicher dienen zur Überbrückung von stunden- bis maximal tageweisen

Leistungsdefiziten. Sie spielen auch eine Rolle für die Stabilisierung des Stromsystems angesichts der steilen Erzeugungsgradienten, also dem schnellen Leistungsanstieg und -abfall gemäß der meteorologischen Gegebenheiten. Langzeitspeicher (Druckluft-

³² Fraunhofer IWES 2014, S.31

³³ UBA 2010, S.97

³⁴ BEE/BET 2013, S.9

speicher sowie aus erneuerbarem Strom gewonnene chemische Energieträger) werden perspektivisch zur Überbrückung von Zeiten mit geringer Erzeugung der fluktuierenden regenerativen Energien über mehrere Tage bis Wochen benötigt.

In welchem Ausmaß welche Speichertechnologie zum Einsatz kommen wird, hängt vor allem von ihrer Kostenentwicklung und der Notwendigkeit im Gesamtsystem ab. Im Gesamtsystem sind zur Flexibilisierung kurzfristig der nationale und europäische Netzausbau, das Lastmanagement und die Flexibilisierung fossil-nuklearer Kraftwerkskapazitäten die günstigeren Optionen. Starke grenzüberschreitende Stromübertragungskapazitäten ermöglichen dabei eine effiziente Nutzung von überregionalen und internationalen Ausgleichseffekten bei Erzeugung und Verbrauch sowie von Flexibilitätsoptionen wie bestehenden Speicherkapazitäten (z.B. skandinavischer Pumpspeicherkraftwerke). Kurzfristig ist der Bedarf an Speichern für die Aufnahme und Abgabe von Energiemengen sehr gering, der weitere Ausbau Erneuerbarer Energien ist also nicht vom Bau weiterer Pumpspeicherkraftwerke oder der Installation großer Batterieparks abhängig. Allerdings können neue Speicher, insbesondere Batterien, heute schon eine wichtige Rolle für die Stabilisierung des Systems übernehmen und bei der Erbringung von Systemdienstleistungen wie Regelenergie ihre Vorteile ausspielen.

Perspektivisch, also in Systemen mit über 50 Prozent, insbesondere jedoch ab Anteilen von 70 bis 80 Prozent Erneuerbaren Energien sind allerdings zusätzliche Stromspeicher notwendig, damit zeitweilige Stromüberschüsse in Zeiten knappen Angebots verlagert werden können. Für einzelne Erzeugungsspitzen aus Wind und Sonne wird es dagegen auch in Zukunft günstiger sein, den Strom in Wärme umzuwandeln (Power-to-heat) oder die Anlagen im Zweifelsfall abzuregeln.

In welchem Ausmaß welche Speicher oder Reservekraftwerke eingesetzt werden, wird also von ihrem Konkurrenzverhältnis untereinander und zu anderen Flexibilitätsoptionen im Gesamtsystem abhängen. Für unser nationales 100-Prozent-Szenario muss zur Deckung der maximalen Residuallast nach unserer Berechnung zusätzlich zu den Erneuerbaren Energien und dem Lastmanagementpotenzial noch eine gesicherte Erzeugungsleistung von rund 32 Gigawatt bereitgestellt werden. Für diese Funktion sind vor allem Pumpspeicher und Gaskraftwerke mit den angeschlossenen Kavernen und Gasnetzen relevant, da nur diese Systeme über die notwendigen Speicherkapazitäten verfügen, um für mehrere Stunden und Tage „Dunkelflaute“ eine entsprechende Leistung bereitzustellen.

	Erzeugungsleistung (GW)	Gesicherte Leistung (GW)	Stromerzeugung (TWh)	Einspeicherleistung (GW)	Stromverbrauch (TWh)
Pumpspeicher	10	9	8,8	10	11
Gaskraftwerke (BHKW, GuD, Gasturbinen) (ohne Biogas / Biomethan)	30	24	21,6	-	-
Elektrolyse / Methanisierungsanlagen	-	-	-	20	60
Summe	40	33	30,4	30	71

Tab.15 Überblick über Stromverbrauch und –erzeugung von Stromspeichern und Reservekraftwerken in der neuen Stromwelt; Quelle: eigene Berechnungen

Pumpspeicherkraftwerke

Die in Deutschland installierte Leistung von Pumpspeicherkraftwerken liegt aktuell bei ca. 6,7 GW. Mit Berücksichtigung der ausschließlich das deutsche Versorgungssystem bedienenden Anlagen im grenznahen Österreich und Luxemburg steht sogar eine Pumpspeicherleistung von 9,2 GW mit einer Speicherkapazität von ca. 40 Gigawattstunden (GWh) zur Verfügung. Einige Anlagen befinden sich in der Planung und die geografischen Gegebenheiten gelten trotz aller Restriktionen als noch nicht vollständig ausgeschöpft, wobei das national realisierbare Ausbaupotenzial je nach Studie unterschiedlich eingeschätzt wird. Für das 100-Prozent-Szenario legen wir inklusive der zu erwartenden Modernisierung bestehender Anlagen eine verfügbare Leistung von rund 10 GW zugrunde³⁵. Im Sinne einer konservativen Herangehensweise stellt dies die untere Bandbreite der Möglichkeiten dar³⁶.

In Relation zu den erneuerbaren Erzeugungskapazitäten ist das zwar ein relativ geringer Leistungszuwachs, jedoch sind die Ausbaupotenziale angesichts der geografischen Bedingungen in Deutschland, der notwendigen Eingriffe in Natur und Landschaft sowie der damit verbundenen Akzeptanzprobleme mit Restriktionen verbunden. Neben der Modernisierung bestehender Anlagen wird für die Energiewende

im Allgemeinen und die hier beschriebene neue Stromwelt im Speziellen jedoch auch der Neubau Pumpspeicherprojekten benötigt. Unter Berücksichtigung der nur auf deutschem Boden stehenden Pumpspeicherleistung von knapp 7 GW wäre also eine Erhöhung der Pumpspeicherleistung von etwas mehr als 3 GW erforderlich, was bei angenommenen Projektgrößen zwischen 300 MW und maximal 1,5 GW zwei bis acht Anlagen entspräche – ohne Berücksichtigung der Modernisierung bestehender Pumpspeicherkraftwerke und der Anlagen im Ausland. Im Vergleich zu anderen Speicheroptionen sind Pumpspeicherkraftwerke eine relativ kostengünstige und etablierte Technologie. Ein klares Bekenntnis der Politik sowie ein konstruktiver Dialog mit der Bevölkerung vor Ort wären nötig, um bei solchen Planungen die notwendige Akzeptanz zu schaffen. Abgesehen davon leidet jedoch auch die Wirtschaftlichkeit von Pumpspeichern unter den aktuellen Bedingungen im Strommarkt. Die aufgrund von Überkapazitäten im Kraftwerkspark stark gesunkenen Spitzenlastpreise gefährden Neuinvestitionen. Finanzielle Anreize, die zu einer größeren Differenz zwischen den Kosten für den Pumpstromverbrauch und den Erlösen aus der Stromerzeugung führen, könnten hier neue Perspektiven schaffen.

Methankraftwerke und Power-to-X-Anlagen

Sollen größere Strommengen über einen längeren Zeitraum gespeichert werden, ist dies in Form von chemischen Energieträgern wie Wasserstoff, Methan (Power-to-Gas) oder synthetischem Kraftstoff (Power-to-Liquid) möglich. Das ist für die Überbrückung längerer Windflauten in einem vollständig erneuerbaren Stromsystem nach dem momentanen Stand der

Wissenschaft und Technik die einzige Option. Mittels Elektrolyse kann Strom aus Sonnen- und Windenergie zunächst in Wasserstoff und gegebenenfalls in einem weiteren Schritt in Methan oder andere Produkte (Power-to-X) umgewandelt und für die Rückverstromung in Situationen mit Angebotsengpässen gespeichert werden.

³⁵ Vgl. Fraunhofer ISE 2013, S.16

³⁶ Fraunhofer IWES 2014: 12,6 GW Erzeugungslleistung, 11,1 GW Pumpleistung; BET/BEE (2013): 10 GW Leistung bei 78 GWh Kapazität bis 2020

Die Methanisierung und Rückverstromung in Gaskraftwerken ist allerdings ein verlustreicher und damit teurer Prozess. Der Wirkungsgrad der gesamten Kette wird auf gerade einmal etwa 36 Prozent beziffert. Die analysierten Studien weisen jedoch darauf hin, dass die hierfür notwendigen Anlagen für den Stromsektor erst bei hohen Anteilen Erneuerbarer Energien jenseits von 70 bis 80 Prozent erforderlich sind. Die Rückverstromung in Gaskraftwerken ist dann erforderlich, um auch längere Zeiten mit Windflaute im Winter zu überbrücken. Nach DLR/IWES/IfnE³⁷ kommen Langzeitspeicher erst nach 2030 zum Einsatz, wenn hohe Stromüberschüsse aus Erneuerbaren Energien auftreten. Nichtsdestotrotz müssen schon heute verstärkte Forschungsanstrengungen unternommen werden, um die Verfügbarkeit der Technologie auch bei einem schnellen Ausbau der Erneuerbaren Energien rechtzeitig zu gewährleisten.

Die Elektrolyse bzw. Methanisierung findet dabei möglichst nahe am Entstehungsort der Stromüberschüsse statt, also schwerpunktmäßig im Norden, wodurch das Stromnetz entlastet wird. Das entstandene Gas kann in Erdgasleitungen und Gasspeichern gespeichert und in Gaskraftwerken oder Biogas BHKW direkt in der Nähe von verbrauchsstarken Regionen wieder verstromt werden. Attraktiv an dem Power-to-Gas-Konzept ist vor allem, dass die dafür notwendige Infrastruktur in Form von Gaskraftwerken, Gasleitungen und Gasspeichern prinzipiell vorhanden ist und nicht erst neu geschaffen werden muss und dass das einmal erzeugte Gas in verschiedenen Anwendungen als Brennstoff genutzt werden kann. So kann das aus Stromüberschüssen erzeugte Methan zum Beispiel auch im Verkehrssektor in Fahrzeugen mit Gasmotor genutzt werden und dort Erdöl ersetzen. Hier könnte

am frühesten die Schwelle zur Wirtschaftlichkeit überschritten werden.

Die von uns analysierten Studien rechnen mit einer Anlagenleistung zur Erzeugung von synthetischem Wasserstoff oder Methan aus Stromüberschüssen (Power-to-Gas) zwischen 0³⁸ und 88 GW³⁹. Die sehr hohen Leistungen sind allerdings auf Szenarien beschränkt, in denen die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien auch einen erheblichen Teil der Versorgung des Wärme- und Verkehrssektors übernimmt. Hier finden sich auch entsprechend hohe Stromerzeugungskapazitäten auf Basis von Wind und Sonne. Da wir uns in unserem Szenario auf den Stromsektor fokussieren und wesentlich geringere Beiträge fluktuierender Erneuerbare Energien im System angenommen haben, definieren wir eine Power-to-Gas-Leistung von 20 GW. Prinzipiell sind nach oben keine Grenzen gesetzt - es ist vor allem eine Frage der Kosten, wie viel von den zeitweilig auftretenden Stromüberschüssen auf diesem Weg gespeichert werden soll oder inwieweit Windenergie- und Photovoltaikanlagen abgeregelt und damit Strommengen verworfen werden.

Unter der Voraussetzung, dass zur Methanisierung ausschließlich anderweitig nicht verwertbare Stromüberschüsse genutzt und für diesen Strom lediglich Kosten von etwa 2 ct/kWh anfallen, halten DLR/IWES/IfnE langfristig Gestehungskosten für EE-Wasserstoff von 6 bis 8 ct/kWh und für EE-Methan von 10 bis 12 ct/kWh für möglich⁴⁰.

Die Rückverstromung kann in GuD-Anlagen, Blockheizkraftwerken und Gasturbinen erfolgen. Bereits im heutigen Kraftwerkspark existieren Gaskraftwerke mit einer installierten Leistung von rund 26 GW. Künf-

³⁷ DLR/IWES/IfnE 2012, S.25

³⁸ SRU 2011

³⁹ Fraunhofer ISE 2013, S.16

⁴⁰ DLR/IWES/IfnE 2012, S.95f

tig können diese Kraftwerke statt mit fossilem Erdgas mit synthetischem Methan befeuert werden, das aus überschüssigem Wind- und Solarstrom produziert wird. Auch Biomethan kann in diesen Anlagen genutzt werden. Geringfügige Wasserstoffbeimischungen sind ebenso möglich. Nach unseren Berechnungen zum Bedarf an gesicherter Erzeugungsleistung ergibt sich eine installierte Leistung von insgesamt 30 GW an Gaskraftwerken. Der Wert liegt damit nur geringfügig über dem des heutigen Kraftwerksparks, was durch den gleichzeitigen Entfall von Kohle- und Atomkraftwerken eine deutliche Reduktion von konventioneller Kraftwerksleistung bedeutet. Hieran zeigen sich die hohe Bedeutung der anderen Einflussfaktoren im Gesamtsystem, insbesondere der Entwicklung des Stromverbrauchs, des Lastverlaufs, der Flexibilisierung der steuerbaren Erneuerbaren Energien und der Übernahme von Systemdienstleistungen durch die Erneuerbaren.

Die aktuell zunehmende Außerbetriebnahme von Erdgaskraftwerken zeigt, dass die derzeit mangelnde Wirtschaftlichkeit dieser Kapazitäten aufgrund der niedrigen Börsenstrompreise und fehlenden Preis-

spitzen bedenklich ist. Ursache sind die aktuellen Überkapazitäten insbesondere unflexibler Kohlekraftwerke. Damit sich mit Gaskraftwerken wieder Geld verdienen lässt, ist es unabdingbar, alte und unflexible Kraftwerke aus dem Markt zu drängen. Dies könnte beispielsweise über eine deutliche Verteuerung des CO₂-Ausstoßes geschehen, was sich gleichzeitig positiv auf die Differenzkosten der Erneuerbaren Energien und das Geschäftsmodell der Pumpspeicherkraftwerke auswirken würde.

Als reine Reserveraftwerke, die nur für Zeiten bereitgehalten werden, in denen eine hohe, nicht verschiebbare Last auf eine minimale Einspeisung von Wind und Sonne trifft, können Gasturbinen dienen. Sie haben zwar hohe Stromgestehungskosten, sollen aber ohnehin nur für wenige Stunden im Jahr eingesetzt werden⁴¹. Vorteile sind eine sehr flexible Steuerbarkeit und geringe Investitionskosten. Studien rechnen mit 35 bis 70 Millionen Euro pro Gigawatt und Jahr, die für die Bereithaltung dieser Kapazitäten notwendig sind⁴². Auch vergleichsweise geringe Investitionen werden jedoch nur getätigt, wenn Preissignale einen Bedarf dafür anzeigen.

Druckluftspeicher

Heute gibt es erst zwei Druckluftspeicher weltweit, davon eine Anlage in Huntorf in Norddeutschland. Der heutige Beitrag zur Stromerzeugung ist mit einer installierten Leistung von 0,3 GW sehr gering. Unter den uns bekannten Energieszenarien kalkuliert nur der SRU (2011) mit sehr hohen Beiträgen durch Druckluftspeicher an Stelle von synthetischem Wasserstoff bzw. EE-Methan. In allen anderen Studien fällt der Beitrag der Druckluftspeicher sehr gering aus. Angesichts der großen Unsicherheiten bei der weiteren Entwicklung kalkulieren wir Kapazitäten von Druck-

luftspeichern im vorliegenden 100-Prozent-Szenario nicht separat ein. Bei entsprechenden technologischen Durchbrüchen ist es jedoch möglich, dass sie einen Teil der von uns kalkulierten Power-to-Gas- und Gaskraftwerkskapazitäten oder andere Flexibilitätsoptionen ersetzen. Das würde die technische Umsetzung einer 100-Prozent-Versorgung möglicherweise vereinfachen und die Kosten senken, ist aber unerheblich für das Funktionieren des Gesamtsystems.

⁴¹ Agora Energiewende 2012, S.17 verweist darauf, dass ca. 20 GW Erzeugungsleistung für weniger als 200 Stunden im Jahr benötigt wird.

⁴² Agora Energiewende 2012, S.17; TAB 2012, S.114

Batterien

Trotz gegenwärtig noch hoher Investitionskosten und unabhängig von der Frage, ob es volkswirtschaftlich effizient ist, wird es sich bei steigenden Strompreisen für Endverbraucher betriebswirtschaftlich lohnen, mit Hilfe von Batterien den Eigenverbrauch von Strom ihrer Photovoltaikanlagen zu optimieren anstatt den Solarstrom ausschließlich in das Stromsystem einzuspeisen. Die beginnende Massenproduktion von Batterien für Solarspeicher als auch für Elektrofahrzeuge lassen in den kommenden Jahren und Jahrzehnten deutliche Kostensenkungen erwarten. Daher stellt die heute noch relativ teure Speicheroption voraussichtlich eine in Zukunft wichtige Komponente im Stromsystem dar.

Die Bedeutung von Batterien wird dabei im kurzfristigen lokalen und regionalen Ausgleich von Last- und Erzeugungsschwankungen liegen. Je nach Anwendungszweck stehen zum Beispiel stationäre Großbatterien, beispielsweise Redox-Flow-Batterien, oder kleinere Batterien für die dezentrale Versorgung mit Photovoltaikanlagen zur Verfügung. Unter der Voraussetzung einer bidirektionalen Einbindung

der Fahrzeugbatterien in das Stromnetz, was also auch eine Rückspeisung aus den Elektrofahrzeugen zulassen würde, können auch diese mobilen Speicher einen wichtigen Stellenwert bekommen. Denn die große Mehrheit der Fahrzeuge steht den weit überwiegenden Teil des Tages und könnte in dieser Zeit an das Stromnetz angeschlossen sein. Zwar ist ihre Speicherkapazität minimal und der Strom wird im Wesentlichen zum Fahren genutzt, aber die Anschlussleistung ist schon bei Erreichen des Ausbausziels der Bundesregierung von einer Millionen Elektroautos bis 2020 in der Summe hoch.

In unserer neuen Stromwelt betrachten wir Batterien aufgrund ihrer geringen Speicherkapazität als Stromverbraucher, die einen wesentlichen Beitrag zur Flexibilisierung des Systems in Form von Lastmanagement leisten. Wir kalkulieren sie daher nicht bei den Speicherkapazitäten mit ein, sondern nur beim Stromverbrauch und den flexiblen Lasten. Nichtsdestotrotz können Batterien perspektivisch auch eine Stütze bei der Erbringung von Systemdienstleistungen sein und so die Versorgungssicherheit stärken.

6.4 STROMIMPORTE UND –EXPORTE

Je größer das betrachtete geografische Gebiet ist, desto höher sind die direkten Ausgleichseffekte bei Erzeugung und Last. Die Erzeugungsschwankungen der Erneuerbaren Energien sinken, da sich die Wetterbedingungen mit zunehmender regionaler Ausweitung verstetigen. Das erhöht den Beitrag der fluktuierenden Erneuerbaren Energien zur gesicherten Leistung (Leistungskredit). Da die Last auch nicht immer überall gleich hoch ist, ergeben sich auch auf der Nachfrageseite Ausgleichseffekte, je größer das betrachtete Gebiet ist.

Insofern ist es von großem Vorteil, dass das deutsche Stromversorgungssystem nicht von den europäischen Nachbarn abgekoppelt ist. Der ständige Austausch von Strommengen auch über die Landesgrenzen hinaus ist Tagesgeschäft und förderlich für Stabilität und Effizienz des Versorgungssystems. Im Jahr 2014 wurden rund 74 TWh Strom ex- und 39 TWh importiert⁴³. So wie auch schon heute Im- und Exporte von Strom ein natürlicher und notwendiger Bestandteil des Versorgungssystems sind, soll auch in Zukunft ein Austausch mit den Nachbarländern stattfinden.

43 AG Energiebilanzen 2014a, S.30

Da dieser Bericht allerdings die Möglichkeit einer rein erneuerbaren Stromversorgung in Deutschland erörtert, werden umfangreiche Stromimporte aus dem Ausland, wie es beispielsweise das Desertec-Konzept vorsieht, hier nicht berücksichtigt. Der Saldo von Stromimporten und -exporten wird daher mit null angesetzt.

Ein aktuelles Forschungsprojekt, das den Umfang von Exporten und Importen in Simulationläufen mit realen Wetter- und Lastdaten für Deutschland und die Nachbarländer simuliert hat, ist das Kombikraftwerk 2 des Fraunhofer IWES. Hier wurde ebenfalls eine Austauschbilanz von null angenommen sowie zusätzlich eine Beschränkung der maximalen für den Export nutzbaren Leistung vorgesehen. Im Ergebnis wurden jeweils Im- und Exportmengen von je 11,5 TWh errechnet, das sind weniger als zwei Prozent des jährlichen deutschen Stromverbrauchs. Während die Importkapazität Deutschlands in der Simulation des Kombikraftwerks 2 auf 20 GW begrenzt wurde, beträgt sie tatsächlich etwa 24 GW und kann bis 2030 auf 38 GW steigen⁴⁴. Im Prinzip reichen also bereits die heutigen internationalen Handelsflüsse und grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten auch für ein 100-Prozent-EE-Szenario wie das vorliegende aus.

6.5 NETZINFRASTRUKTUR

Eine auf hohen Anteilen fluktuierender Erneuerbarer Energien basierende Stromversorgung benötigt umfangreiche Flexibilitätsoptionen. Diese können durch Energiespeicher, schnell und umfassend regelbare Erzeugungskapazitäten sowie Lastmanagement bereitgestellt werden. Die Flexibilisierungsoptionen können jedoch nur erschlossen werden, wenn die

Zunehmende Verknüpfungen mit den Alpenländern und Skandinavien können jedoch in Situationen von Stromüberschüssen neue Speichermöglichkeiten im Ausland erschließen und so für eine effizientere Ausnutzung des in Deutschland produzierten erneuerbaren Stroms sorgen. Können die bei regional höchstem Windaufkommen und stärkster Sonneneinstrahlung erzeugten erneuerbaren Strommengen über Ländergrenzen hinweg verteilt werden, so ist das energetisch sinnvoller und kostengünstiger als das Abregeln, die Umwandlung in Wärme oder die verlustreiche Speicherung des Stroms in Form von synthetischem Wasserstoff oder Methan. Umgekehrt kann zur Abdeckung der deutschen Verbraucherlast in angebotsarmen Situationen auch mit einem geringen Anteil von Importen kalkuliert werden⁴⁵.

Dies zeigt den erheblichen Stabilitätspuffer, den ein 100-Prozent-EE-System allein durch die Kopplung mit dem Ausland auf heutigem oder sogar ausgebautem Niveau heben kann. Der Ausbau und eine stärkere Nutzung des internationalen Stromaustauschs können sich kostensenkend auswirken und den Aufbau einer ausschließlich erneuerbaren Stromversorgung erleichtern.

einzelnen Komponenten miteinander verbunden sind und im Austausch stehen.

Dem Stromnetz kommt dabei die essenzielle Aufgabe zu, den Strom bedarfsgerecht zwischen den verschiedenen dezentralen und zentralen Erzeugern und Verbrauchern zu verteilen. Zudem müssen Erzeuger und Verbraucher jederzeit über aktuelle Informatio-

⁴⁴ r2b 2014, S.48

⁴⁵ Das Umweltbundesamt kalkuliert in seiner 100%-Studie z.B. mit bis zu 7 GW (UBA 2010, S.106)

nen zur Angebots- und Nachfragesituation sowie zu eventuellen Engpässen und Handlungsbedarf verfügen. Das bedeutet, dass die Stromnetze mit Informations- und Kommunikationstechnik ausgerüstet werden müssen. Der insgesamt angestrebte Ausbau an Erzeugungsleistung, die stärkere räumliche Trennung von Stromproduktion und -verbrauch⁴⁶ sowie der erhöhte Bedarf an Flexibilitätsoptionen machen also eine umfangreiche Modernisierung und auch den Ausbau der Stromnetze erforderlich. Das Stromnetz muss ausreichende Leistungsflüsse ermöglichen und darf nicht zum Nadelöhr werden.

Die Kosten des Netzausbaus werden in den meisten Analysen nicht näher betrachtet, da sie im Verhältnis zu den Kosten der Stromerzeugung für gering und damit vernachlässigbar gehalten werden. Gleichzeitig wird fest davon ausgegangen, dass der Netzausbau realisiert wird, wo er erforderlich ist. Prinzipiell wäre auch ein System mit mehr dezentralen Energiespeichern und einer höheren installierten Erzeugungsleistung denkbar. Dadurch ließe sich der Netzausbaubedarf verringern. Der großräumige Stromtransport für einen möglichst umfangreichen direkten Ausgleich von Stromangebot und Nachfrage und die Minimierung des Speicherbedarfs gelten jedoch aus heutiger Sicht als der ökonomisch effizientere Weg. Vor allem gilt der Ausbau der Stromübertragungskapazitäten als kostengünstigere Alternative zu dezentralen Speichern⁴⁷.

Der für eine erneuerbare Vollversorgung erforderliche Netzausbau wurde bislang nur im Forschungsprojekt Kombikraftwerk 2 unter Leitung des Fraunhofer IWES detailliert modelliert. Da die diesem Projekt zu Grunde gelegten Eingangsdaten der hier beschriebenen neuen Stromwelt ähneln, können die dort ermittelten

Ergebnisse zum Netzausbau auch als Orientierungsrahmen für unser Szenario betrachtet werden.

Die Simulation des Forschungsprojekts Kombikraftwerk 2 basiert auf den Ausbaumaßnahmen der dena-Netzstudie 1 sowie dem Szenario B 2032 des Netzentwicklungsplans (NEP) 2012, das gemeinsam mit dem Anschluss der Offshore-Windparks einen Ausbau des Höchstspannungsnetzes auf eine Leitungslänge von knapp 65.000 Kilometern vorsieht. Heute sind knapp 35.000 Kilometer Höchstspannungsleitungen installiert, einige Ausbaumaßnahmen sind jedoch bereits in Projektierung oder Planung. Dabei ist zu beachten, dass Leitungs- nicht identisch mit Trassenkilometern sind, da auf einer Trasse mehrere Leitungen gespannt werden können. Eine Vergrößerung und höhere Bespannung der Masten kann so die Übertragungskapazitäten entlang bestehender Trassen erhöhen. Da der im Forschungsprojekt Kombikraftwerk 2 ermittelte Netzausbau allein auf den vorhandenen bzw. den in den genannten Studien geplanten Trassen stattfindet, verbleibt die Trassenlänge trotz der im folgenden erläuterten zusätzlichen Ausbaumaßnahmen daher auch bei den knapp 24.000 Kilometern, welche nach den aktuellen Ausbauplanungen ohnehin installiert werden sollen.

Über den nach NEP 2012 angestrebten Netzausbau hinaus sind laut Kombikraftwerk 2-Szenario im Höchstspannungsnetz (380 kV-Netz) nur noch knapp 5.000 Leitungskilometer nötig, um ein stabiles System zu gewährleisten. Diese Kapazitäten werden vor allem für die Anbindung von Offshore-Windenergieanlagen an die Lastzentren und an die vorrangig im Norden platzierten Power-to-Gas-Anlagen benötigt. Der NEP 2012 bietet somit schon eine gute Basis für Systeme mit hohen Anteilen Erneuerbaren Energien bis hin zu 100-Prozent-Szenarien wie dem hier beschriebenen.

⁴⁶ insbesondere bei Offshore-Wind

⁴⁷ Vgl. z.B. Arrhenius 2014, S.8

Der darüber hinaus notwendige Netzausbau hängt von der jeweiligen Entwicklung der anderen Systembestandteile (Umfang und Standorte der Erzeugungskapazitäten, Lastmanagement-Maßnahmen, Speicher, Im- und Exporte) ab. Die Ergebnisse des Kombikraftwerks 2 lassen allerdings vermuten, dass der zusätzliche Netzausbaubedarf eher gering ausfallen wird⁴⁸.

Konkretere Aussagen zum notwendigen Umfang des Netzausbaus bzw. der Trassenverläufe sind ohne entsprechende Modellierungsmöglichkeiten und detaillierte Kenntnisse über die bisherigen und zukünftigen Leistungsflüsse im Stromnetz nicht möglich. Prinzipiell ist jedoch zu sagen, dass Maßnahmen zur Modernisierung und zum Ausbau der Stromübertragungskapazitäten, insbesondere auch Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen (HGÜ) wichtige Schritte auf dem Weg zu einem

vollständig auf Erneuerbaren Energien beruhenden Versorgungssystem sind. Ein gut ausgebautes und modernes Stromnetz ermöglicht die Beibehaltung der gewohnten Versorgungssicherheit in einem umweltverträglichen Stromsystem und sollte daher auch umgesetzt werden. Eine transparente Informationspolitik und partizipative Planungsprozesse sind für die hierfür notwendige Akzeptanz eine wichtige Voraussetzung.

Darüber hinaus kann der Ausbau von Verbindungen ins Ausland, insbesondere in die Alpenländer und nach Skandinavien mit den dort vorhandenen großen Speicherkapazitäten, die Einbindung der Stromerzeugung aus Wind- und Sonnenenergie erleichtern. So lassen sich möglicherweise nationale Speicherkapazitäten einsparen und die Versorgungssicherheit weiter erhöhen. Deshalb sollte auch der grenzüberschreitende Ausbau der Stromnetze angegangen werden.

6.6 BEREITSTELLUNG VON SYSTEMDIENSTLEISTUNGEN

Frequenz und Spannung im Stromnetz müssen jederzeit stabil gehalten werden, wofür sogenannte Systemdienstleistungen (Bereitstellung von Regelleistung, Blindleistung) erforderlich sind. Bisher wird diese Aufgabe vor allem durch fossil-nukleare Kraftwerkskapazitäten erfüllt. In einem Stromversorgungssystem allein auf Basis Erneuerbarer Energien müssen diese Funktionen dann natürlich auch durch die vorhandenen Systembestandteile erfüllt werden, also ohne fossile und nukleare Großkraftwerke.

Dass diese Aufgabe grundsätzlich auch durch Erneuerbare Energien geleistet werden kann, ist im oben genannten Forschungsprojekt Kombikraftwerk 2 demonstriert worden. Daneben stehen künftig weiterhin die Pumpspeicherkraftwerke zur Verfügung, die schon heute zur Regelenergiebereitstellung

beitragen. In unserer neuen Stromwelt sind auch Gaskraftwerke in Form von GuD-Kraftwerken, dezentralen BHKW und Gasturbinen am Netz und können Systemdienstleistungen bereitstellen, auch wenn diese Kraftwerke künftig mit synthetischem Methan, das aus überschüssigem Wind- und Solarstrom produziert wird, betrieben werden. Gegebenenfalls können auch Netzersatzanlagen („Notstromaggregate“) in das System eingebunden werden.

Die regelbaren Kraftwerke, die auch heute den Großteil der Regelleistung erzeugen, stellen die ideale Ergänzung zu den fluktuierenden Energieträgern Sonne und Wind dar. Zudem wird das zukünftige Energieversorgungssystem auch mit hohen Batteriespeicherkapazitäten ausgestattet sein. Da diese Anlagen praktisch sofort ihre komplette Leistung

⁴⁸ Fraunhofer IWES/Siemens/IEH/Cube 2014, S. 80

abrufen können, eignen sie sich ideal als Anbieter für Regelleistung. Selbst Windenergie- und Photovoltaikanlagen können in gewissem Umfang (hauptsächlich negative) Regelleistung erbringen, d.h. ihre Leistung kurzfristig bedarfsgerecht drosseln. Dazu sind sie technisch schon heute in der Lage – allerdings müssten dafür die Teilnahmebedingungen am Regelleistungsmarkt angepasst werden und zum Beispiel kürzere Vorlaufzeiten gelten oder kleinere Leistungsgrößen angeboten werden dürfen. Da in einem ausschließlich auf Erneuerbaren Energien beruhenden Stromversorgungssystem voraussichtlich jedoch ausreichend andere Regelleistungskapazitäten zur Verfügung stehen, werden Wind- und Photovoltaikanlagen vermutlich eher weniger zur Regelleistungserbringung eingesetzt, sondern vorrangig zur Stromerzeugung.

Eine weitere Herausforderung ist die Spannungshaltung. Da die dafür notwendige Blindleistung lokal bereitgestellt werden muss, kommt es hier nicht nur auf die Kapazität der Anlagen im Gesamtsystem an, sondern auch auf deren Standort. Daher ist es wichtig, dass der Ausbau Erneuerbarer Energien dezentral erfolgt, um auch gewisse Kapazitäten nahe an den Verbrauchszentren in Süd- und Westdeutschland aufzubauen. Eine zu starke Konzentration auf die Standorte mit den höchsten Erträgen (Wind offshore oder windreiche Küstenabschnitte) wäre hier kontraproduktiv.

Dass die für ein stabiles Stromsystem notwendigen Systemdienstleistungen auch bei einer vollständigen Versorgung auf Basis Erneuerbarer Energien erbracht werden können, ist mit dem Forschungsprojekt Kombikraftwerk 2⁴⁹ gezeigt worden. Dazu braucht es jedoch gewisse technische Weiterentwicklungen wie insbesondere die kommunikative Vernetzung der verschiedenen Anlagen und Systemkomponenten, was für die Bildung von regenerativen Kombikraftwerken Voraussetzung ist. Im Zuge der allgemeinen Digitalisierung und der zunehmenden Verknüpfung der Energieversorgungssysteme ist eine verstärkte Interaktion der Erzeugungskomponenten ohnehin erwarten.

Politischer Handlungsbedarf besteht zum Beispiel bei den Teilnahmebedingungen des Regelleistungsmarktes, da dieser noch stark auf die bisherigen Marktteilnehmer, d.h. große fossile Kraftwerke, ausgerichtet ist. Für die Transformation auch in diesem Marktsegment müssen die Erneuerbaren Energien die Möglichkeit zur Erbringung von Regelleistung bekommen. So können sie dann auch ihrer gestiegenen Systemverantwortung gerecht werden. Die Marktregeln müssen daher an kleine und fluktuierende Erzeuger angepasst werden, d.h. dynamische Bedarfsprognostizierung, schnellere Reaktionszeiten, kürzere Ausschreibungsfristen, kleinere Lose und neue Nachweisverfahren zur Erbringung der Regelleistung eingeführt werden.

6.7 FLÄCHENBEDARF FÜR WINDENERGIE UND BIOMASSE

Erneuerbare Energien beanspruchen Fläche und werden vielerorts zum prägenden Bild der Landschaft. Im Folgenden wird der Flächenbedarf für die Stromerzeugung entsprechend dem AEE-100-Prozent-Szenario abgeschätzt und die mögliche Verteilung der Anlagenleistung auf die Bundesländer skizziert. Dabei

liegt der Fokus auf der Bio- und der Windenergie. Da die Photovoltaik sich gut in bestehende Bauwerke integrieren und damit auf bereits versiegelten Flächen installieren lässt und hinsichtlich des Flächenbedarfs kaum Akzeptanzprobleme bestehen, wird die

49 Forschungsprojekt Kombikraftwerk 2, www.kombikraftwerk.de

Solarstromerzeugung keiner näheren Betrachtung unterzogen.

Den größten Flächenbedarf unter den Erneuerbaren Energien hat die **Bioenergie**. Der Anbau von Energiepflanzen zur Strom-, Wärme- und Biokraftstoffproduktion steht besonders stark in der öffentlichen Diskussion. Da die Stromerzeugung aus Biomasse in dem hier vorgestellten Szenario nicht weiter wächst, ist hierfür auch kein Flächenzuwachs zu erwarten. Eher ist aufgrund von höheren Wirkungsgraden bei der Verstromung und effizienteren Anbaumethoden mit einem geringeren Flächenbedarf für die Stromerzeugung aus Biomasse zu rechnen. Da für diesen Bericht aber generell konservative Annahmen gewählt werden, liegt die Anbaufläche von Mais oder alternativen Energiepflanzen im Endscenario auf dem Niveau des Jahres 2013. Das bedeutet einen Flächenbedarf von etwas über einer Million Hektar (Mio. ha). Das für den Energiepflanzenanbau nutzbare Flächenpotenzial beläuft sich nach einer zurückhaltenden Abschätzung des DBFZ perspektivisch auf rund 2,7 Mio. ha, alterna-

tive Szenarien des DBFZ bzw. andere Studien gehen sogar von bis zu 4 Mio. ha aus⁵⁰.

Im Prinzip stehen also noch weitere Flächen für den Anbau von Energiepflanzen zur Verfügung, die für eine höhere Stromproduktion aus Biomasse während der Transformationsphase bzw. für die Energieversorgung im Wärme- und Verkehrssektor genutzt werden können.

In Tab.16 werden die Flächen dargestellt, die in den einzelnen Bundesländern für den Energiepflanzenanbau zur Biogaserzeugung im Jahr 2013 genutzt wurden. Abgesehen von kleineren Ausgleichs- und Verteilungseffekten kann dieser Flächenbedarf auf das hier beschriebene Zukunftsszenario übertragen werden. Die Stadtstaaten bleiben aufgrund ihrer geringen Fläche und der kaum vorhandenen Biogasleistung außen vor.

Es zeigt sich, dass der heutige und zukünftige Bedarf an landwirtschaftlichen Flächen für die Stromerzeugung aus Bioenergie überschaubar ist und nur in

	Flächenbedarf für den Anbau von Energiepflanzen für die Biogaserzeugung 2013 (ha)	Landwirtschaftlich genutzte Fläche insgesamt 2013 (ha)	Anteil der Biogas-Flächen an der landwirtschaftlich genutzten Fläche in Prozent
Baden-Württemberg	105.000	1.422.500	7,4
Bayern	260.000	3.136.200	8,3
Brandenburg	65.000	1.313.800	4,9
Hessen	23.000	771.900	2,9
Mecklenburg-Vorpommern	60.000	1.341.000	4,5
Niedersachsen	284.000	2.590.900	11,0
Nordrhein-Westfalen	93.000	1.463.000	6,4
Rheinland-Pfalz	21.000	707.000	2,9
Saarland	2.000	77.900	2,0
Sachsen	33.000	906.600	3,6
Sachsen-Anhalt	62.000	1.172.800	5,3
Schleswig-Holstein	108.000	990.500	10,9
Thüringen	40.000	780.700	5,3
Deutschland	1.157.000	16.699.600	6,9

Tab.16 Flächen für den Anbau von Energiepflanzen zur Biogaserzeugung; Quelle: FvB, FNR, eigene Berechnungen

wenigen Bundesländern vergleichsweise hohe Werte annimmt.

Auch für die **Windenergie an Land** werden die Verteilung der Anlagen und der damit verbundene Flächenbedarf in den einzelnen Bundesländern abgeschätzt. Grundlagen dafür sind zunächst die in den Szenarien „Kombikraftwerk 2“ sowie „C 2024“ des NEP 2014 skizzierten Entwicklungen in den Bundesländern. Beide Veröffentlichungen berücksichtigen die bisherige Entwicklung, politische Vorgaben und die Verfügbarkeit von Flächen in den jeweiligen Ländern. Daher sind die dort genannten Werte eine geeignete Grundlage für die Abschätzung der Leistungsverteilung in der neuen Stromwelt. Auf Basis der installierten Leistung wird dann mit einem pauschalen Flächenbedarf pro Anlage gerechnet.

Für die Berechnung wird für die Windenergie an Land eine durchschnittliche Anlagenleistung von 4 MW angenommen. Damit liegen wir über dem Durchschnitt der im Jahr 2014 neu installierten Anlagen in Höhe von 2,7 MW, jedoch unterhalb der Annahmen des Kombikraftwerks 2 und des Windenergieerlasses in Niedersachsen, welche bis 2050 bzw. für ein Vollversorgungsszenario jeweils mit einer durchschnittlichen Leistung von 5 MW rechnen. Trotz dieser vorsichtigen Herangehensweise würden damit in der neuen Stromwelt mit etwa 22.500 Anlagen etwas weniger, dafür aber größere und leistungsstärkere Windturbinen stehen als heute (2014: 24.867 Anlagen).

Weiterhin wird angenommen, dass jede Windenergieanlage rund 0,5 ha an Fläche für Fundamente und Zuwegung⁵¹ benötigt. Dies sind die einzigen Flächen, die teil- oder vollversiegelt werden. Im landesweiten Schnitt sind das lediglich 0,03 Prozent der Bodenfläche Deutschlands, die für das hier beschriebene 100-Prozent-Szenario dauerhaft beansprucht wird.

Der sich unter Einbeziehung der notwendigen Abstandsflächen ergebende Flächenbedarf ist jedoch größer. Er resultiert insbesondere aus dem Abstand, den die Anlagen in einem Windpark für einen effizienten Betrieb untereinander haben müssen und aus Abstandsvorgaben zu anderen Bauten oder Naturschutzflächen. Die Abstandsflächen sind aber weiterhin für Zwecke wie etwa Land- oder Forstwirtschaft nutzbar, werden also nicht so beansprucht, dass sie für andere Nutzungszwecke verloren wären. Im Gegensatz zur Braunkohlegewinnung richtet sich der Bau von Windenergieanlagen bzw. Windparks nach der bisherigen Raumnutzung und es werden weder Landschaften noch Dörfer vernichtet.

Grundsätzlich gilt, dass der Flächenbedarf einer Windenergieanlage von der Standortqualität abhängt und damit eigentlich nicht pauschal skaliert werden kann. Für einen optimalen Betrieb müssen die Standorte und Abstände der einzelnen Anlagen in einem Windpark entsprechend den geographischen Anforderungen angepasst werden. An windschwächeren Standorten wird eine größere Fläche benötigt als an windstärkeren, um die Anlagen optimal betreiben zu können. Detaillierte Angaben zum Flächenbedarf würden daher eine komplexe, standortgenaue Simulation von Windparks, Siedlungs- und Abstandsflächen und der technologischen Entwicklung erfordern. Eine solche Betrachtung kann im Rahmen dieses Berichts nicht geleistet werden. Daher wird im Folgenden eine auf pauschalen Berechnungen basierende Abschätzung zum Flächenbedarf der im Szenario skizzierten Windenergieleistung an Land inklusive der notwendigen Abstandsflächen vorgenommen.

Den durchschnittlichen Flächenbedarf einzelner Anlagen beziffert eine Untersuchung des Bundesinstitutes für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR) aus dem Jahr 2011 mit 4,84 ha/MW⁵². Die Rotoren heutiger

⁵¹ Auskunft des Bundesverbandes Windenergie

⁵² Einig/Heilmann/Zaspel 2011, S. 35

moderner Anlagen wie auch der für die Zukunft angenommenen Turbinen sind allerdings deutlich größer als die damals untersuchten Maschinen. Dies führt auf der einen Seite zwar zu effizienteren Windenergieanlagen mit höheren Volllaststunden, auf der anderen Seite jedoch auch zu einer Vergrößerung der notwendigen Abstände zwischen einzelnen Windrädern, da diese sich nach dem Rotordurchmesser richten. Weiterhin sind rechtliche und politische Vorgaben wie Abstandsregelungen zu Wohnsiedlungen, Radaranlagen oder Naturschutzflächen relevant. Wir gehen daher im Sinne einer vorsichtigen Herangehensweise von einem zukünftig deutlich größeren Raumbedarf von durchschnittlich 6 ha/MW aus. Für die im Szenario angenommene durchschnittliche Anlagenleistung von 4 MW ergibt sich somit ein Flächenbedarf von 24 ha pro Windenergieanlage.

Die vorgenommene Leistungsverteilung sowie die unter den getroffenen Annahmen daraus resultierende Abschätzung zum Flächenbedarf lässt sich folgender Tabelle entnehmen:

Die Werte zeigen, dass die genannten Windenergieleistungen nicht nur technisch, sondern auch hinsichtlich des Flächenbedarfs machbar sind. Abgesehen von Bremen, das als Stadtstaat besondere Bedingungen hat, wird unter den getroffenen Annahmen lediglich in Schleswig-Holstein deutlich mehr als die von vielen Ländern angestrebte zwei Prozent Landesfläche für die Windenergie genutzt. Im Land zwischen den Meeren korreliert der Flächenbedarf mit den ehrgeizigen Zielen zur Windenergienutzung, der starken landwirtschaftlichen Prägung und der damit einhergehenden großen Flächenverfügbarkeit. Wie oben beschrieben ist zudem davon auszugehen,

	Installierte Leistung der Windenergie im AEE-100%-Szenario	Anzahl Windenergieanlagen im AEE-100%-Szenario	(Teil-) versiegelte Flächen durch Fundamente und Zuwege (ha)	Anteil der Fundamente und Zuwege an der Landesfläche (in Prozent)	Gesamter Flächenbedarf (ha)	Anteil der Windflächen an der Landesfläche (in Prozent)
	GW	4 MW/ WEA	0,5 ha/WEA		24 ha/ WEA	
Baden-Württemberg	4,7	1.175	588	0,02	28.200	0,8
Bayern	5,0	1.250	625	0,01	30.000	0,4
Berlin	0,02	5	3	0,00	120	0,1
Brandenburg	9,0	2.250	1.125	0,04	54.000	1,8
Bremen	0,2	50	25	0,06	1.200	2,9
Hamburg	0,1	25	13	0,02	600	0,8
Hessen	4,0	1.000	500	0,02	24.000	1,1
Mecklenburg-Vorpommern	7,7	1.925	963	0,04	46.200	2,0
Niedersachsen	16,0	4.000	2.000	0,04	96.000	2,0
Nordrhein-Westfalen	11,0	2.750	1.375	0,04	66.000	1,9
Rheinland-Pfalz	6,0	1.500	750	0,04	36.000	1,8
Saarland	0,8	200	100	0,04	4.800	1,9
Sachsen	3,5	875	438	0,02	21.000	1,1
Sachsen-Anhalt	7,0	1.750	875	0,04	42.000	2,1
Schleswig-Holstein	10,6	2.650	1.325	0,08	63.600	4,0
Thüringen	4,4	1.100	550	0,03	26.400	1,6
Deutschland	90,0	22.505	11.253	0,03	540.120	1,5

Tab.17 Installierte Leistung und Flächenbedarf der Windenergie im AEE-100-Prozent-Szenario. Quelle: eigene Berechnungen

dass die Anlagen an windreichen Küstenstandorten kleiner als im deutschen Durchschnitt ausfallen und daher auch weniger Flächenbedarf haben – dies wird in der hier vorgenommenen pauschalen Abschätzung jedoch nicht weiter berücksichtigt. Im bundesweiten Durchschnitt beträgt der Flächenbedarf für die im Szenario zugrunde gelegte Leistung der Windenergie an Land 1,5 Prozent der Landesfläche. Außer in Schleswig-Holstein und Bremen wird der Anteil von zwei Prozent an der Landesfläche selbst in Bundesländern mit intensiver Windenergienutzung nicht oder nur geringfügig überschritten. In den südlichen Bundesländern liegt der Anteil der Windenergieflächen im vorliegenden Szenario sogar unter einem Prozent der Landesfläche und macht das noch vorhandene Ausbaupotenzial deutlich.

Der ermittelte Flächenbedarf zeigt, dass die von vielen Ländern angestrebte Ausweisung von zwei Prozent der Landesfläche für die Nutzung der Windenergie eine sinnvolle Größenordnung darstellt. Bei vollständiger Ausschöpfung würde diese Fläche für das beschriebene 100-Prozent-Szenario beinahe ausreichen. Dabei ist jedoch zu beachten, dass bislang oft nur ein Teil der ausgewiesenen Fläche tatsächlich mit Windenergieprojekten bebaut wird. Daher müs-

sen nicht nur ausreichende, sondern auch tatsächlich geeignete Flächen ausgewiesen werden.

Eine großzügigere Ausweisung von Windeignungsflächen würde es zudem perspektivisch ermöglichen, die Windenergie an Land stärker zu nutzen als im Szenario der neuen Stromwelt vorgesehen. Das wäre zum Beispiel erforderlich, wenn etwa die Offshore-Windenergie oder die Geothermie die hier skizzierten Beiträge nicht erfüllen könnten. Auch eine stärkere Nutzung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien für Wärme und Verkehr würde eine höhere Leistung der Windenergie und damit mehr Flächen erfordern. Die Ausweisung von zwei Prozent der Landesfläche für die Windenergie ist also zunächst ein richtiges Vorgehen und kann die Energiewende schon weit bringen. Perspektivisch könnte es jedoch sinnvoll und notwendig werden, darüber hinaus weitere Flächen für die Windenergienutzung bereitzustellen. Diese Frage ist im Zuge der Entwicklungen und der Gegebenheiten in den einzelnen Ländern zu erörtern. Auch Abstandsregelungen und andere Restriktionen aufgrund konkurrierender Belange sind immer hinsichtlich der Windenergieziele zu bewerten und sorgfältig abzuwägen.

6.8 ÖKONOMISCHE BETRACHTUNG

Die Kosten der Erneuerbaren Energien stehen in den letzten Jahren stark im Fokus der energiepolitischen Diskussion. In den Hintergrund rückt dabei oft die Tatsache, dass auch ohne Energiewende umfangreiche Investitionen in die Erneuerung unseres in die Jahre gekommenen Stromversorgungssystems notwendig wären. Statt Erneuerbarer Energien müssten andere neue Kapazitäten zur Stromerzeugung bereitgestellt werden. Da es aus guten Gründen in Deutschland den Beschluss gibt, aus der Atomkraft auszusteigen, müssten konventionelle Kraftwerke errichtet wer-

den, die mit fossilen Energieträgern befeuert werden. Auch dieser Weg wäre mit zusätzlichen Kosten gegenüber dem heutigen aus überwiegend abgeschriebenen Kraftwerken bestehenden Kraftwerkspark verbunden.

Zudem haben auch die Stromnetze ein Alter erreicht, das umfangreiche Reinvestitionen erfordert. Ausbau und Modernisierung der Stromnetze werden zwar häufig als Folge des Ausbaus der Erneuerbaren Energien thematisiert, doch sind unabhängig von der

Zusammensetzung des Kraftwerksparks Investitionen in den Erhalt bzw. Ersatz des teilweise veralteten Übertragungs- und Verteilnetzes notwendig, beispielsweise für den Anschluss neuer Großverbraucher oder die Erweiterung von grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten im Sinne eines gemeinsamen europäischen Strombinnenmarkts.

Um die Kosten eines vollständig auf Erneuerbaren Energien beruhenden Versorgungssystems korrekt zu bewerten, ist daher ein Vergleich zweier fiktiver Stromsysteme erforderlich. Bei beiden Optionen müssen die Vollkosten der Stromerzeugung betrachtet werden, d.h. nicht nur die kurzfristigen Grenzkosten, wie sie der Börsenstrompreis spiegelt, sondern inklusive der Investitions-, Kapital- und sonstigen Fixkosten. Für das Gesamtsystem spielen dann auch noch die Kosten des Netzbetriebs und der Speicher eine Rolle. Für Endverbraucher fallen zudem noch Steuern und Abgaben an.

Insgesamt sind Kostenberechnungen mit extremen Unsicherheiten behaftet, da schon kleine Änderungen bei den einzelnen Einflussgrößen im Endergebnis

große Auswirkungen haben. Als sicher gilt jedoch, dass für einen verstärkten Ausbau der Erneuerbaren Energien kurz- bis mittelfristig höhere Investitionen anfallen. Langfristig stellt sich ein auf Erneuerbaren Energien basierendes System jedoch kostengünstiger dar als ein konventionelles Vergleichssystem, da bei sinkenden Kosten für die erneuerbaren Energietechnologien steigende Preise für fossile Brennstoffe und CO₂-Emissionszertifikate vermieden werden können. Zudem fallen die Kosten umso niedriger aus, je erfolgreicher Strategien zum Energiesparen und zur Steigerung der Energieeffizienz umgesetzt werden und je besser es gelingt, internationale Ausgleichs- und Speichermöglichkeiten zu nutzen. Konkretere Aussagen sind dabei aufgrund der vielfältigen und in der Entwicklung unsicheren Einflussfaktoren schwierig.⁵³

Im Folgenden analysieren wir die in verschiedenen Studien angegebenen Stromgestehungskosten, die volkswirtschaftlichen Gesamtkosten sowie die generellen charakteristischen Unterschiede zwischen den Kosten, die in einem von fossilen Energien dominierten und einem auf Erneuerbaren Energien beruhenden System anfallen.

Analyse der heutigen und künftigen Stromgestehungskosten

Die Stromgestehungskosten fossiler Kraftwerke hängen wesentlich von der Entwicklung der Brennstoffpreise und der CO₂-Kosten ab. Die CO₂-Kosten ergeben sich daraus, dass Betreiber von fossil befeuerten Kraftwerken im Rahmen des Europäischen Emissionshandels den Erwerb von Emissionsrechten je Tonne CO₂-Ausstoß nachweisen müssen. Damit sollen die externen Kosten der Stromerzeugung mit fossilen Energieträgern zumindest teilweise eingepreist werden. Da die externen Kosten wie Umweltschäden, Klimaschäden und Gesundheitsschäden nicht von den Kraftwerksbetreibern, sondern von der Allgemeinheit

getragen werden müssen, soll dieser Wettbewerbsvorteil ausgeglichen werden. Würden die externen Kosten der fossilen Energieträger bzw. der Atomenergie in die Stromgestehungskosten integriert, wären Erneuerbare Energien schon heute in jeder Hinsicht kostengünstiger.

Für die Entwicklung der Brennstoffpreise gibt es sehr unterschiedliche Prognosen, die Unsicherheit ist groß. Die CO₂-Kosten wiederum hängen von politischen Entscheidungen ab. Wenn die klimapolitische Zielsetzung, den Treibhausgasausstoß Deutschlands

53 Vgl. SRU 2011, S.4 und S.82

Umweltkosten der Stromerzeugung

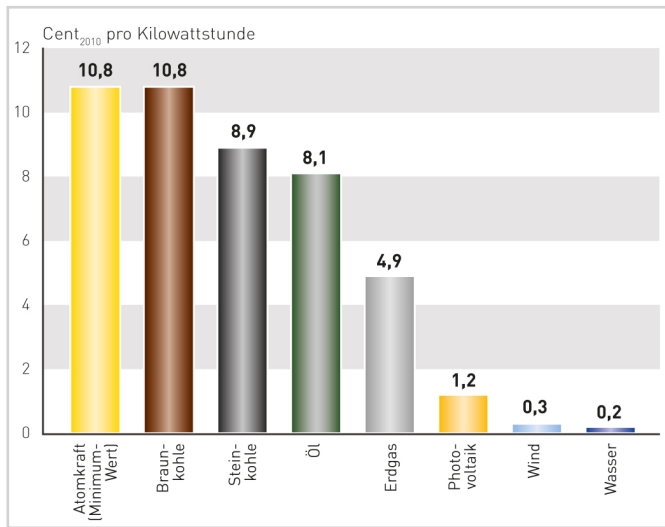


Abb.11 Quelle: FÖS 2013

bis 2050 um 80 bis 95 Prozent gegenüber dem Niveau von 1990 zu verringern, weiterhin ernst genommen wird, entstehen bei einer von fossilen Brennstoffen geprägten Stromversorgung sehr hohe Kosten für die Vermeidung oder den Ausgleich von CO₂-Emissionen.

Eine Studie des Arrhenius-Instituts vom April 2014 modelliert für das Jahr 2050 zwei verschiedene Kraftwerksparks, bei denen sich die jährlichen Gesamtkosten für das jeweilige System auf 33 bis 45 Milliarden Euro belaufen. Das entspricht durchschnittlichen Stromgestehungskosten von 8 bis 11 Cent pro Kilowattstunde. Zwischen einem System mit einem Anteil von 80 Prozent Strom aus Erneuerbaren Energien und einem mit lediglich 42 Prozent erneuerbaren Strom gäbe es demnach keine relevanten Kostenunterschiede mehr. Die auffallend niedrigen jährlichen Gesamtkosten sind allerdings auf einen sehr geringen Nettostrombedarf von nur 400 Mrd. kWh und die Beschränkung auf 80 Pro-

Entwicklung der Grenzkosten von mit fossilen Brennstoffen betriebenen Kraftwerken

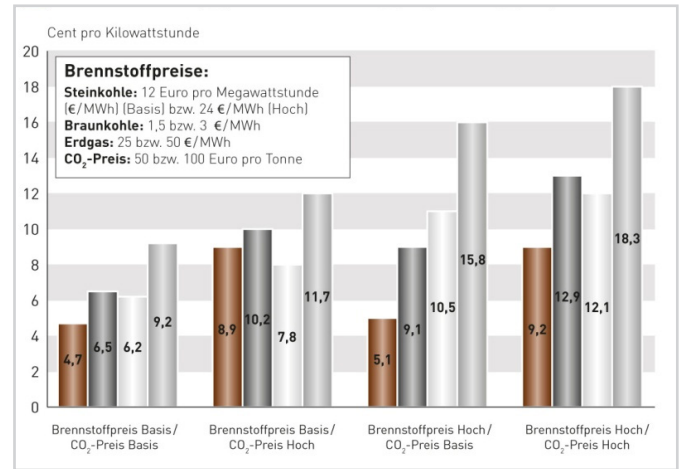


Abb.12 Quelle: Arrhenius 2014

zent Anteil Erneuerbarer Energien zurückzuführen. Bei höheren Anteilen Erneuerbarer Energien schlugen den Autoren zufolge die Kosten der erforderlichen Langzeitspeicher (z.B. Power-to-Gas-Verfahren) zu Buche, die aus heutiger Sicht noch sehr teuer seien.⁵⁴

Entwicklung der CO₂-Preise in verschiedenen Studien

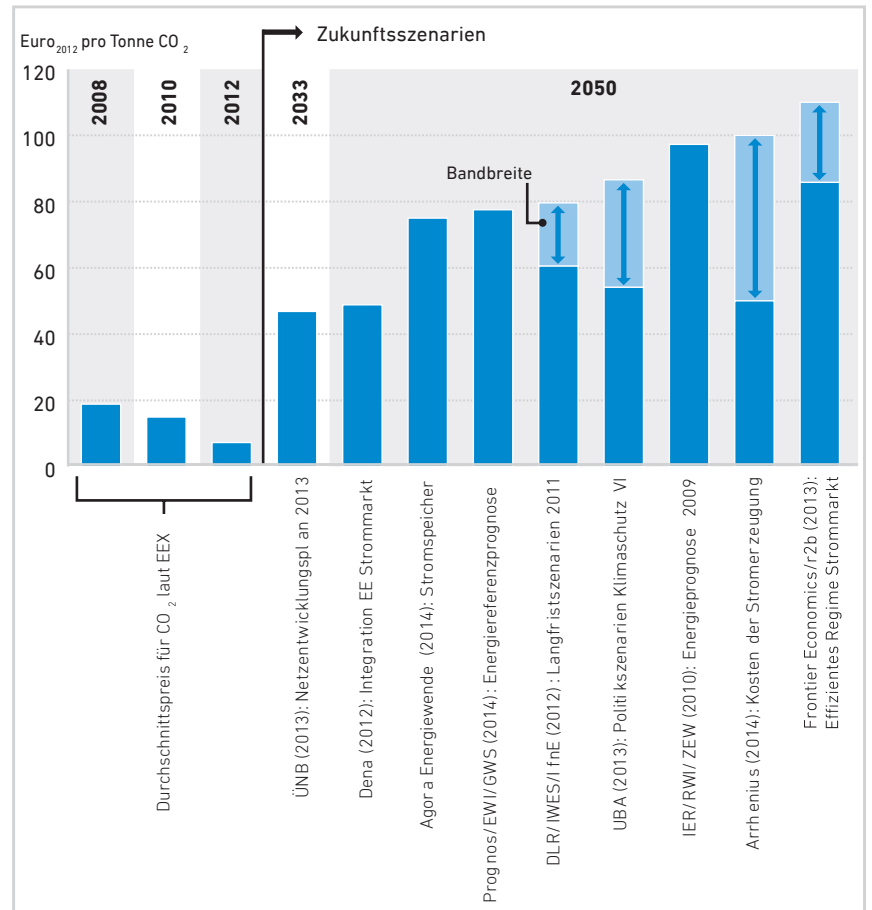


Abb.13 Quelle: eigene Darstellung

54 Arrhenius 2014, S.6-8

Stromgestehungskosten von Erneuerbaren Energien und fossilen Kraftwerken 2013 und 2030

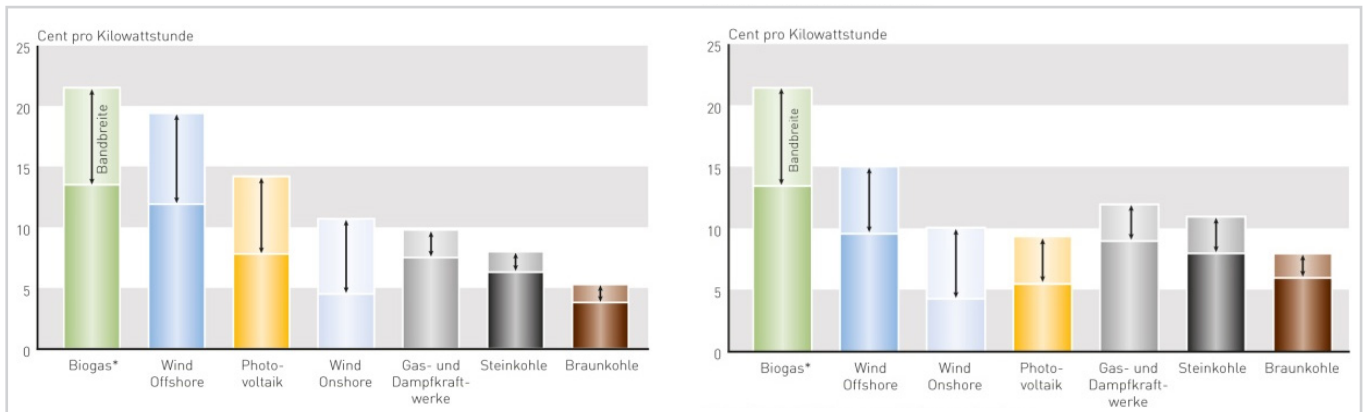


Abb.14 Quelle: Fraunhofer ISE 2013a

Auf unser AEE-100%-Szenario lassen sich die Werte daher nicht direkt übertragen. Erwähnenswert sind die Ergebnisse dennoch, da sie unterstreichen, dass es ökonomisch keine Vorteile bringt, den Ausbau der Erneuerbaren Energien zu stoppen, wenn man es mit dem Klimaschutz ernst meint.

Sollen die notwendigen Treibhausgasreduktionen bis 2050 erreicht werden, wird es notwendig, insbesondere die Emissionen von fossil befeuerten Kraftwerken deutlich zu vermindern. Ob Technologien zur CO₂-Abscheidung, Transport und Speicherung (CCTS) rechtzeitig einen zuverlässigen Minderungsbeitrag leisten können, ist schwierig zu beurteilen, wäre jedoch voraussichtlich mit höheren Stromgestehungskosten verbunden.

Um auf jeden Fall einen Anreiz zur Treibhausgasreduktion zu geben, müsste sich die Stromerzeugung aus fossilen Kraftwerken über die Preise für CO₂-Zertifikate, CO₂-Steuern

oder ähnliche Instrumente erheblich verteuern. So rechnen Studien, die eine ehrgeizige Klimaschutzpolitik unterstellen, für die Zukunft mit CO₂-Preisen von ca. 80 bis 100 Euro pro Tonne im Vergleich zu 5 bis 6 Euro pro Tonne im Jahr 2014.

Für die Erneuerbaren Energien rechnen DLR/IWES/IfnE langfristig mit Stromgestehungskosten zwischen 5,4 und 9,7 ct₂₀₁₄/kWh_{el}. Die Kosten für Strom aus neuen fossilen Kraftwerken schätzen die gleichen Autoren im Jahr 2030 auf 7,8 bis 10,1 ct₂₀₁₄/kWh_{el}.⁵⁵

Stromgestehungskosten einer regenerativen Vollversorgung im Jahr 2050

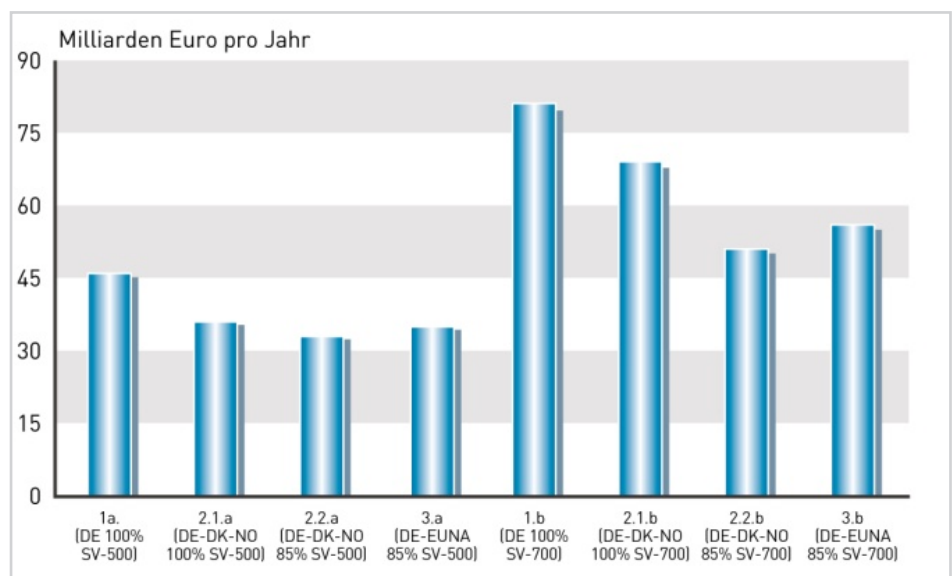


Abb.15 Quelle: SRU 2011

⁵⁵ DLR/IWES/IfnE 2012, S.27; Umrechnung auf Preisbasis 2014 von 5 bzw. 9 ct₂₀₀₉/kWh bei Strom aus Erneuerbaren Energien und 7,2 bis 9,4 ct₂₀₀₉/kWh bei Strom aus fossilen Energien

Die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien läge damit auf dem gleichen Niveau bzw. wäre sogar kostengünstiger wie die aus fossilen Quellen. Zu ähnlichen Ergebnissen kommen andere Studien.

Der SRU hat für seine verschiedenen 100-Prozent-Szenarien Stromgestehungskosten in Höhe von 6,5 bis 11,5 ct/kWh⁵⁶ berechnet. Die Gesamtkosten für

die Stromerzeugung bei einer nationalen Vollversorgung mit Erneuerbaren Energien (Szenarien I.a. + I.b.) betragen demnach je nach Höhe des Stromverbrauchs zwischen 46 und 81 Milliarden Euro im Jahr 2050⁵⁷. In den Szenarien, die einen stärkeren Strom-austausch mit dem Ausland oder auch Stromnettoim-
porte berücksichtigen, fallen die Kosten dabei noch deutlich geringer aus.

Betrachtung der Systemkosten

Die Modellierungen einer 100-Prozent-Versorgung mit Erneuerbaren Energien im Strom- und Wärmesektor durch das Fraunhofer ISE kommen zu dem Ergebnis, dass die jährlichen Gesamtkosten hierfür ca. 119 bis 126 Milliarden Euro⁵⁸ betragen. Zum Vergleich: Für Strom und Wärme wendeten allein die Privathaushalte in Deutschland im Jahr 2012 nach BMWi-Angaben 71,7 Milliarden Euro auf⁵⁹. Die Energiekosten von Industrie, Gewerbe und öffentlicher Hand sind in diesem Wert noch gar nicht enthalten.

Auch das Fraunhofer IWES zeigt in seiner Studie zum „Geschäftsmodell Energiewende“, dass sich eine Vollversorgung mit Erneuerbaren Energien in den Bereichen Strom, Wärme und Verkehr langfristig lohnt⁶⁰. Alleine ausgehend von den derzeitigen jährlichen Brennstoffkosten von 83 Milliarden Euro wird ein Finanzierungsplan für die Energiewende aufgestellt, welcher selbst unter Annahme von Zinszahlungen für die Vorfinanzierung etwa um das Jahr 2035 positive Deckungsbeiträge abwirft. Bei steigenden Brennstoff- und/oder Kohlenstoffkosten könnte eine positive Gesamtbilanz der Investitionen sogar noch

früher entstehen. Als gesamte Investitionskosten für die Umstellung des Energiesystems auf Erneuerbare Energien werden dabei 1.500 Milliarden Euro ermittelt⁶¹, die durch die jährliche Verringerung der Zahlungen für fossile Brennstoffe gegenfinanziert werden. je nach Szenario beträgt die Vorlauffinanzierung zwischen 295 und 501 Milliarden Euro, die weiteren Investitionen können direkt aus den eingesparten Brennstoffkosten finanziert werden. Auch eine Investitionsreihenfolge wird erstellt: Da Wind und Sonne in dem Modell die Träger nicht nur des Strom-, sondern des gesamten Energiesystems sind, sollten diese zunächst dynamisch ausgebaut werden. Aufgrund der ohne die Berücksichtigung externer Kosten relativ billigen Braun- und Steinkohle ist die Substitution konventioneller Energien im Strombereich jedoch nicht direkt volkswirtschaftlich rentabel. Deshalb müssen auch effiziente Nutzungsmöglichkeiten für erneuerbaren Strom im Wärme- und Verkehrssektor geschaffen werden müssen. Insbesondere die Verdrängung teuren Erdöls bringt deutliche positive Effekte und sollte laut Fraunhofer IWES die Grundlage für die Finanzierung der Energiewende bilden⁶².

⁵⁶ SRU 2011, S.4

⁵⁷ SRU 2011, S.110, 112

⁵⁸ Fraunhofer ISE 2012, S.16

⁵⁹ BMWi 2014b

⁶⁰ Fraunhofer IWES 2014, S.4

⁶¹ Fraunhofer IWES 2014, S. 16

⁶² Fraunhofer IWES 2014, S. 20

DLR/IWES/IfnE schätzen die mittleren Gestehungskosten der gesamten Stromversorgung bei einem Anteil von 80 Prozent Erneuerbarer Energien für das Jahr 2050 auf knapp 7 ct/kWh und damit geringfügig höher als im Jahr 2010 (6,5 ct/kWh)⁶³. Dabei ist allerdings zu beachten, dass der Ausbau Erneuerbarer Energien im Stromsektor vor allem Kohle und Atomenergie ersetzt, die unter den heutigen Marktbedingungen sehr niedrige Stromgestehungskosten aufweisen. Die Mitbetrachtung des Wärme- und Verkehrssektors ermöglicht hingegen die Verdrängung der relativ teuren Energieträger Erdgas und Erdöl. Dadurch fallen die Einsparungen an Brennstoffkosten wesentlich höher aus. Auch hinsichtlich der Finanzierung der Energiewende ist also eine sektorenübergreifende Betrachtung sinnvoll. Bei Einkalkulierung des Wärme- und Verkehrssektors kommen die Autoren zu dem Ergebnis, dass das modellierte Energiesystem gegenüber einer Versorgung auf Basis fossiler Energien bis zum Jahr 2050 zu erheblichen gesamtwirtschaftlichen Kosteneinsparungen von rund 570 Milliarden Euro führen würde. Hauptgrund sind die erwarteten Preissteigerungen für fossile Brennstoffe sowie die Vermeidung von CO₂-Kosten.

Investitionen für die Transformation

Die Umsetzung der Energiewende und insbesondere des hier vorgestellten Szenarios einer Stromversorgung rein auf Basis erneuerbarer Energiequellen ist natürlich mit Kosten verbunden – wobei selbstverständlich auch ein konventionelles Energiesystem Investitionen in Neuanlagen und Erhalt des Bestandes erfordern würde. An Investitionen für die skizzierte „neue Stromwelt“ ist zuvorderst die Errichtung der Erneuerbaren-Energie-Anlagen zu nennen. Für den Ausbau der Erneuerbaren Energien rechnen DLR/

Im Zuge der intensiven Debatte um die Kosten der Energiewende hat auch das Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft Berechnungen zu den Kosten-Nutzen-Effekten angestellt. Die Autoren zeigen, dass der weitere Ausbau der Erneuerbaren Energien volkswirtschaftliche Kostenvorteile hat, deren Umfang mit der Länge des Betrachtungszeitraums wächst. Zwar berücksichtigen die Autoren keine Kosten für die Systemintegration der fluktuierenden Erneuerbaren Energien, der ausgewiesene Nettonutzen ermöglicht ihrer Einschätzung zufolge jedoch auch die Gegenfinanzierung hoher Kosten für die Systemintegration.⁶⁴

Volkswirtschaftlicher Nutzen des Ausbaus der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien

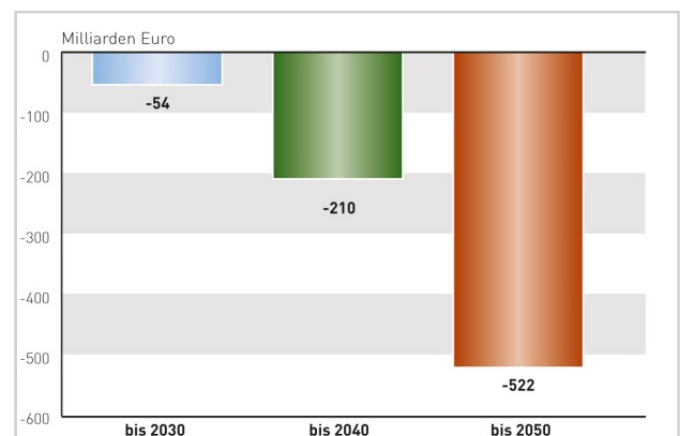


Abb.16 Quelle: FÖS 2013

IWES/IfnE in ihren Langfristszenarien mit einem jährlichen Investitionsvolumen von mittelfristig 17 bis 19 Milliarden Euro und langfristig rund 22 Milliarden Euro pro Jahr⁶⁵. Das ist weniger als in den durch hohe Investitionen in neue Photovoltaikanlagen geprägten Jahren 2010 und 2011, führt in Summe aber zu einem enormen Investitionsvolumen.

Hinzu kommen Investitionen für die weiteren Systembestandteile wie Reservekraftwerke, Netze und Speicher. Auch intelligente Steuerungs- und Prognose-

⁶³ DLR/IWES/IfnE 2012, S.30

⁶⁴ FÖS 2013, S.5

⁶⁵ DLR/IWES/IfnE 2012, S.26

setechniken müssen entwickelt und installiert werden. Dieser Finanzmitteleinsatz ist jedoch nicht nur eine Belastung, sondern eine Investition in die grundlegende Modernisierung einer der wichtigsten deutschen Infrastrukturen. Damit werden nicht nur die Nachhaltigkeit und Zukunftsfähigkeit der deutschen Stromversorgung gestärkt, sondern gleichzeitig Wirtschaftswachstum und Arbeitsplätze generiert.

Bei einem ganzheitlichen Kostenvergleich sollte zudem nicht vergessen werden, dass auch das fossile nukleare Energiesystem stets Investitionen erfordern würde. Der Unterschied zu einem regenerativen Stromversorgungssystem besteht dabei vor allem in der Art der Kosten: Während fossile Kraftwerke relativ niedrige Investitionskosten haben, sind sie durch den ständigen Bedarf an knapper werdenden Brennstoffen sehr betriebskostenintensiv. Ein erneuerbares System benötigt Investitionen vor allem bei der Errichtung der Anlagen, die im Betrieb aber – mit Ausnahme von Bioenergieanlagen – kaum noch Kosten verursachen. Unabhängig von der Höhe der jeweiligen Systemkosten besteht also ein grundlegender Unterschied darin, dass fossile Energiesysteme betriebskostenintensiv, erneuerbare Modelle dagegen kapitalkostenintensiv sind. Dadurch machen sich die Kosten der Erneuerbaren Energien vor allem am Anfang ihrer Nutzung bemerkbar und werden als Belastung empfunden, während die Kosten der fossilen Kraftwerke nach und nach anfallen und dadurch weniger wahrgenommen werden. Schlussendlich handelt es sich bei den Ausgaben für Erneuerbare Energien jedoch um Investitionen in eine saubere und nachhaltige Energieinfrastruktur, die perspektivisch zu Wachstum und Wohlstand beitragen.

Der Umstieg auf eine erneuerbare Energieversorgung ermöglicht heimische Wertschöpfung statt Ausgaben für Energieimporte. Die für die Energieversorgung notwendigen Ausgaben in einem erneuerbaren Sys-

tem sorgen nicht nur für eine Modernisierung und Weiterentwicklung der Infrastruktur, sondern verbleiben auch viel eher im Land und erzeugen hier Arbeitsplätze, Unternehmensgewinne und Steuern. Deutsche Unternehmen sind auf vielen Teilgebieten der Energiewende-Technologien führend. Ein entschlossenes Vorgehen bei dem weltweit nötigen Ausbau Erneuerbarer Energien kann die Entwicklung und Nutzung von heimischen Produkten weiter vorantreiben und die Exporterfolge deutscher Anlagenhersteller festigen und ausbauen.

Der einzige in großem Umfang heimisch verfügbare Energieträger neben den Erneuerbaren Energien ist in Deutschland die Braunkohle. Diese ist zwar relativ günstig abzubauen und zu verstromen, allerdings nur, solange die Kosten für Klima-, Umwelt- und Gesundheitsschäden nicht einkalkuliert werden. Die Einbeziehung der sogenannten externen Kosten, nämlich der Schadenskosten, die bisher nicht auf der Stromrechnung erscheinen, würde Strom aus Braunkohle (und natürlich allen anderen fossilen und nuklearen Energieträgern) wesentlich teurer machen.

Insgesamt bietet eine erneuerbare Energieversorgung also allein von der Konzeption her bessere ökonomische Chancen als ein fossiles Vergleichssystem.

7 SCHLUSSEFOLGERUNGEN UND AUSBLICK

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien im Strombereich war in den letzten Jahren sehr erfolgreich. Die installierten Leistungen sind kontinuierlich gewachsen, was für stetig wachsende Anteile von erneuerbarem Strom im Versorgungssystem gesorgt hat. Mittlerweile steuern die Erneuerbaren Energien mehr als ein Viertel zum gesamten deutschen Stromverbrauch bei.

Der weitere Ausbau der Erneuerbaren Energien allein führt jedoch keineswegs zu einer erfolgreichen Energiewende. Vielmehr müssen die richtigen Weichen für einen kompletten Wandel des Versorgungssystems gestellt werden. Bislang konnten die erneuerbaren Strommengen gut in das bestehende konventionelle Energiesystem integriert werden. Allerdings hatten die fluktuierenden Erneuerbaren Energien Wind und Sonne auch nur einen Anteil von unter 15 Prozent. Im zukünftigen Stromsystem und insbesondere in 100-Prozent-Modellen wie der hier vorgestellten „neuen Stromwelt“ sind die dargebotsabhängigen Energieträger Wind und Sonne die Hauptsäulen des Systems mit einem Anteil von knapp 80 Prozent an der gesamten Stromerzeugung.

Für die Transformation des Stromsystems müssen die Sonnen- und die Windenergie daher ins Zentrum der Planungen rücken und die übrigen Systemkomponenten sich an das jeweilige Angebot fluktuierender Erneuerbarer Energien anpassen. Wind und Sonne sind dabei durch den passgenauen Einsatz von Flexibilitätsoptionen wie Bioenergieanlagen, Lastmanagement und Energiespeichern zu ergänzen. Flexibilität wird zum Schlüssel einer zukunftsfähigen Versorgung.

Um die Energiewende zu meistern, müssen in den nächsten Jahren und Jahrzehnten weitere politische, wirtschaftliche und technische Weichenstellungen

vorgenommen werden. Hierbei ist ein grundsätzliches Umdenken hinsichtlich der Organisation des Stromversorgungssystems notwendig. Schon heute spüren wir die negativen Auswirkungen mangelnder Flexibilität im System: Zeitweise negative Börsenstrompreise stellen eine unnötige Belastung für die EEG-Umlage und die Verbraucher dar. Gesunkene Großhandelspreise werden dabei kaum an die Endverbraucher weitergegeben. Windenergieanlagen werden teilweise abgeregelt, obwohl die Erneuerbaren Energien selbst in Stunden besonders hoher Wind- und Solareinspeisung noch weit davon entfernt sind, die Last vollständig zu decken. Ursachen sind vielmehr :

- die technischen Eigenschaften von unflexiblen Grundlastkraftwerken,
- die Überkapazitäten insbesondere von Braunkohlekraftwerken,
- die fehlende Einbeziehung der Erneuerbaren Energien in die Bereitstellung von Systemdienstleistungen,
- Netzengpässe und
- fehlende Anreize für Lastmanagement.

Das ist ökonomisch und ökologisch kontraproduktiv. Meinen wir die Energiewende ernst, müssen konventionelle Kraftwerke sukzessive abgelöst werden, und zwar zuvorderst die besonders inflexiblen Atom- und Braunkohlekraftwerke. Stattdessen brauchen wir Flexibilisierungsoptionen wie Netzausbau, Lastmanagement, Speicher und schnell regelbare Gaskraftwerke.

Das hier vorgestellte Mengengerüst der installierten Leistung zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien stellt eine auf Basis bestehender wissenschaftlicher Szenarien konsistente und auf Basis konservativer Annahmen abgeschätzte Möglichkeit für

eine zu 100 Prozent erneuerbare Stromversorgung in Deutschland dar. Selbst bei den hier angelegten konservativen Abschätzungen müssen bei weitem nicht alle Nutzungspotenziale ausgeschöpft werden, was noch Spielraum für die konkrete Ausgestaltung des Systems bzw. die Möglichkeit einer höheren erneuerbaren Stromproduktion für den Wärme- und Verkehrssektor eröffnet. Auch die Machbarkeit hinsichtlich der Zeitachse konnte aufgezeigt werden. Selbst auf einen Zeitraum von 20 Jahren gerechnet, wären die erforderlichen Ausbauraten für die einzelnen Technologien zwar ambitioniert, aber in den meisten Fällen machbar. Insbesondere die bereits etablierten Technologien Onshore-Wind und Photovoltaik könnten bei entsprechend ehrgeizigen Zielen und einem stabilen Marktrahmen ohne Probleme auch steile Zubaupfade einhalten. Größere Fragezeichen stehen hinter den noch jungen Technologien Offshore-Wind und Geothermie. Hier sind sichere Investitions- und Rahmenbedingungen für die weitere Technologieentwicklung nötig, wobei im Fall von Offshore-Wind bereits eine Beschleunigung des Ausbaus begonnen hat.

Systeme mit sehr hohen Anteilen Erneuerbarer Energien brauchen neben dem skizzierten Ausbau erneuerbarer Erzeugungskapazitäten aber auch ergänzende Maßnahmen. Als erstes sind hier die Mitspieler im Stromerzeugungssystem zu nennen. Benötigt wird kurzfristig die Flexibilisierung konventioneller Kraftwerke, mittelfristig Kurzzeitspeicher und auf lange Sicht, also bei Erneuerbare-Energien-Anteilen von über 70 oder 80 Prozent, auch Langzeitspeicher. Unabhängig vom Zeithorizont müssen schon jetzt notwendige Flexibilitäten im System geschaffen werden. Das heißt vor allem, träge Überkapazitäten wie Atom- und Braunkohlekraftwerke aus dem Markt zu nehmen und nach und nach nur noch auf flexible Gaskraftwerke zu setzen. Während bei den

Atomkraftwerken das Ende der Laufzeit abzusehen ist, könnte eine entschiedene Verteuerung des Treibhausgasausstoßes ein Lösungsansatz sowohl für die Verdrängung der Kohle als auch für die Wirtschaftlichkeit von Gaskraftwerken sein – ganz zu schweigen von den positiven Klimaschutz- und Effizienzeffekten. Möglich wäre dies über eine deutliche Verknappung von CO₂-Zertifikaten oder der Einführung von CO₂-Grenzwerten für fossile Kraftwerke, aber auch Maßnahmen wie eine nationale Kohlendioxidsteuer oder andere Abgaben auf fossile Brennstoffe wären denkbar.

Der Aus- und Neubau von Stromspeichern ist nötig, wenn auch nicht sofort. Pumpspeicher sind dabei ein etabliertes Element, das auch in Zukunft wichtig sein wird. Hier geht es vor allem um die Schaffung von Akzeptanz bei Projekten in Planung und Bau sowie um die Wahrung entsprechender Geschäftsmodelle, wobei sich die Verteuerung von Kohlendioxidausstoß positiv auswirken könnte. Batterien sind ein wichtiges Element für den regionalen und kurzzeitigen Ausgleich. Hier besteht bereits eine hohe Forschungs- und Entwicklungsdynamik, getragen von der zunehmenden Attraktivität des Eigenverbrauchs von erneuerbarem Strom und der Elektromobilität. Politisch könnten Geschäftsmodelle für Batterien und somit die technische Weiterentwicklung beispielsweise durch Standardisierungsvorgaben für Eigenverbrauch und Elektromobilität befördert werden.⁶⁶

Die Power-to-Gas-Technologie ist eine aus heutiger Sicht für Versorgungssysteme mit sehr hohen Anteilen Erneuerbarer Energien unabdingbare Speichertechnik. Sie ist bislang noch im Forschungsstadium, wobei diese Systeme auch erst langfristig gebraucht werden, so dass durchaus noch eine zeitlich ausreichende Entwicklungsperiode möglich ist. Insbesondere für ambitionierte Ausbaupfade sind nichtsdestotrotz ehr-

66 Vgl. AEE 2012, S. 16 ff

geizige Forschungs- und Entwicklungsanstrengungen nötig, um rechtzeitig die notwendige Technologiereife zu erreichen.

Allerdings müssen nicht nur die technischen Voraussetzungen geschaffen werden, sondern zum Beispiel auch die Regelenenergiemärkte für die Erneuerbaren Energien und die notwendigen Flexibilitätsoptionen angepasst werden. Prinzipiell erfüllen Erneuerbare Energien die technischen Anforderungen, die für die Erhaltung der Netzstabilität erforderlich sind. Damit diese am Regelenenergiemarkt teilnehmen und ihre Fähigkeiten ausspielen können, ist hier eine Anpassung der Zugangsbedingungen nötig. Insbesondere die Leistungsgröße und Vorlaufzeit bei der Regelleistungsausschreibung muss verkleinert und flexibilisiert werden. Auch eine Anpassung der technischen Regularien sowie eine Veränderung der Nachweisführung bei der Regelenenergieerbringung könnten eine Integration der Erneuerbaren Energien in Aufgaben der Frequenzhaltung erleichtern.

Um eine Versorgung mit hohen Anteilen Erneuerbarer Energien möglichst schnell, kostengünstig und ökologisch zu erreichen, sollte der Stromverbrauch möglichst weit minimiert und unbedingt flexibilisiert werden. Auch hierfür kann die Politik Anreize und Vorgaben schaffen. Eine Flexibilisierung der Stromnachfrage könnte etwa gut über den Strompreis angereizt werden, wenn zum Beispiel variable Tarife Überkapazitäten und Knappheitssituationen adäquat spiegeln und so eine entsprechende Nachfragesteuerung attraktiv machen. Hierfür müssen – neben dem Abbau bestehender Überkapazitäten, die aktuell kaum Preisspreads zulassen – die technischen und rechtlichen Voraussetzungen geschaffen werden. Gleichzeitig kann mehr Energieeffizienz in Industrie, Gewerbe und Privathaushalten den Stromverbrauch nachhaltig reduzieren und damit die Kosten der Energiewende

erheblich senken. Eine Studie im Auftrag der Denkfabrik Agora Energiewende schätzt die mögliche jährliche Kostenersparnis im Gesamtsystem bei Erreichen des Effizienzziels der Bundesregierung (Reduktion des Stromverbrauchs um 25 Prozent) in einem Szenario mit 81 Prozent Erneuerbaren Energien für 2050 auf 22 Milliarden Euro gegenüber einem Business-as-usual-Szenario. Bei weitergehenden Effizienzbemühungen könnten sogar noch größere Einsparungen und damit auch Kostensenkungen gegenüber dem heutigen Versorgungssystem erreicht werden⁶⁷.

Zu guter Letzt ist ein ausgebautes, modernes und angepasstes Stromnetz erforderlich, um die verschiedenen Flexibilitätsoptionen bei Erzeugung und Verbrauch zu verbinden und gesamtwirtschaftlich optimal nutzen zu können. Dafür sind innovative Maßnahmen bei bestehenden Leitungen wie Hochtemperaturleiterseile oder Leiterseilmonitoring sinnvoll, aber es braucht auch einen Ausbau des heutigen Netzes. Der Netzentwicklungsplan bietet dazu eine sinnvolle Orientierungsgröße. Insbesondere Leitungen für den Transport von Windstrom aus dem Norden in die Verbrauchszentren im Süden können zur Stabilisierung des Gesamtsystems beitragen.

Wenn die dafür notwendigen Anstrengungen und regulatorischen Weichenstellungen unternommen werden, gewinnen wir ein modernes, umweltfreundliches und sicheres Stromversorgungssystem, das hinsichtlich der reinen Erzeugungskosten maximal auf Höhe des heutigen Systems liegen wird – wobei Umwelt-, Klima- und Gesundheitsschäden eingespart werden, die Energieausgaben im Land bleiben und so nicht nur umweltfreundlicher, sondern auch ökonomisch sinnvoller angelegt sind.

⁶⁷ Prognos/IAEW 2014, S. 67

LITERATUR- UND QUELLENVERZEICHNIS

AG Energiebilanzen 2014a: Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2013. März 2014.

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

AG Energiebilanzen 2014b: Stromerzeugung nach Energieträgern (Strommix) von 1990 bis 2014 (in TWh) Deutschland insgesamt. Dezember 2014.

<http://www.ag-energiebilanzen.de/28-0-Zusatzinformationen.html>

Agentur für Erneuerbare Energien (AEE) 2014: Renew's Spezial Strom speichern. Dezember 2014.

<http://www.unendlich-viel-energie.de/mediathek/hintergrundpapiere/strom-speichern>

AEE 2013: Studienvergleich zum künftigen Bedarf an steuerbaren Kapazitäten bzw. konventioneller Kraftwerksleistung. Dezember 2013.

<http://www.forschungsradar.de/metaanalysen/einzelansicht/news/bedarf-an-steuerbaren-kapazitaeten-im-stromsystem.html>

Agora Energiewende 2012: 12 Thesen zur Energiewende. November 2012.

<http://www.agora-energiewende.de/themen/die-energiewende/detailansicht/article/12-thesen-zur-energiewende/>

Agora Energiewende 2013: Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland. Mai 2013.

http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/presse/Pk_Optimierungsstudie/Agora_Studie_Kostenoptimaler_Ausbau_der_EE_Web_optimiert.pdf

Agora Energiewende 2014: Stromspeicher in der Energiewende. September 2014.

http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Studien/Speicher_in_der_Energiewende/Agora_Speicherstudie_Web.pdf

Agora Energiewende/Energy Brainpool 2014: Negative Strompreise. Ursachen und Wirkungen. Juni 2014.

<http://www.agora-energiewende.de/themen/strommarkt-versorgungssicherheit/detailansicht/article/negative-strompreise-werden-haeufiger/>

Alpha Ventus 2014: Erste Terawattstunde Offshore erzeugt – Jahresbilanz 2013. Pressemitteilung vom 21. Februar 2014.

<http://www.alpha-ventus.de/index.php?id=139>

Arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik 2014: Die künftigen Kosten der Stromerzeugung. April 2014.

http://www.arrhenius.de/uploads/media/arrhenius_KostenStromerzeugung_042014.pdf

Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) 2015a: Drittlandskohlepreis. Stand: Februar 2015.

<http://www.bafa.de/bafa/de/energie/steinkohle/drittlandskohlepreis/index.html>

BAFA 2015b: Entwicklung der Rohöleinfuhr. Stand: Februar 2015.

http://www.bafa.de/bafa/de/energie/mineraloel_rohoel/ausgewaehlte_statistiken/index.html

BAFA 2015c: Aufkommen und Export von Erdgas sowie die Entwicklung der Grenzübergangspreise ab 1991. Stand: Februar 2015.

http://www.bafa.de/bafa/de/energie/erdgas/ausgewahlte_statistiken/index.html

BMWi / AGEE-Stat 2015: Zeitreihen zur Entwicklung der Erneuerbaren Energien in Deutschland 1990-2014. Februar 2015.

http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html

BMWi 2014: Zahlen und Fakten. Energiedaten. Oktober 2014.

<http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten-und-analysen/energiedaten.html>

BMWi 2015: Marktanalyse Windenergie an Land. Februar 2015.

<http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/M-O/markt-analyse-freiflaeche-photovoltaik-wind-an-land.property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>

Bundesnetzagentur 2014: Kraftwerkliste. Stand 29.10.2014.

http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1412/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerkliste/kraftwerkliste-node.html;jsessionid=25F52258BABD07C97C0D4CD1DA053180

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) 2015: BDEW aktualisiert Angaben zum Erzeugungsmix 2014: Erneuerbare Energien erzeugen immer mehr Strom. Presseinformation vom 6.3.2015.

[https://www.bdew.de/internet.nsf/id/362A132B2DD94419C1257E00004BA10C/\\$file/150306%20BDEW%20ver%C3%B6ffentlich%20Strom-Erzeugungsmix%20Anlage%20zur%20Pl.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/362A132B2DD94419C1257E00004BA10C/$file/150306%20BDEW%20ver%C3%B6ffentlich%20Strom-Erzeugungsmix%20Anlage%20zur%20Pl.pdf)

Bundesverband Erneuerbare Energie (BEE) / Büro für Energiewirtschaft und technische Planung (BET)

Aachen 2013: Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien. März 2013.

http://www.bee-ev.de/_downloads/publikationen/studien/2013/130327_BET_Studie_Ausgleichsmoeglichkeiten.pdf

Büro für Technikfolgenabschätzung beim Deutschen Bundestag (TAB) 2012: Regenerative Energieträger

zur Sicherung der Grundlast in der Stromversorgung. April 2012.

<http://www.tab-beim-bundestag.de/de/pdf/publikationen/berichte/TAB-Arbeitsbericht-ab147.pdf>

Deutsches Biomasseforschungszentrum (DBFZ)

2011: DBFZ Report Nr. 8. Biomassepotenziale in Deutschland 2008-2020. Dezember 2011.

https://www.dbfz.de/web/fileadmin/user_upload/DBFZ_Reports/dbfz_report_kompakt_web.pdf

Deutsche Energie-Agentur (dena) 2012: Integration der erneuerbaren Energien in den deutsch-europäischen Strommarkt. August 2012.

http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Presse/Meldungen/2012/Endbericht_Integration_EE.pdf

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) / Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) / Ingenieurbüro für neue Energien (IfnE) 2010: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Leitstudie 2010. Dezember 2010.

http://www.dlr.de/tt/desktopdefault.aspx/tabid-2885/4422_read-15254/

DLR/IWES/IfnE 2012: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Schlussbericht. März 2012.

http://www.dlr.de/tt/desktopdefault.aspx/tabid-2885/4422_read-15254/

Einig, K.; Heilmann, J.; Zaspel, B. 2011: Wie viel Platz die Windkraft braucht. In: neue energie. das magazin für erneuerbare energien. 2011, H. 8 , S. 34–37.

Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft (FÖS) 2013: Was die Energiewende wirklich kostet. Nettokosten des Ausbaus erneuerbarer Energien im Vergleich zur konventionellen Stromerzeugung. September 2013.

<http://www.foes.de/pdf/2013-09-Studie-Was-die-Energiewende-wirklich-kostet.pdf>

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR) 2013: Anbau nachwachsender Rohstoffe 2013. September 2013.

<http://www.fnr.de/presse/pressemitteilungen/aktuelle-mitteilungen/aktuelle-nachricht/archive/2013/september/article/anbau-nachwachsender-rohstoffe-2013-auf-2,4-millionen-hektar>

Fachverband Biogas (FvB) 2014: Branchenzahlenprognose für die Jahre 2014 und 2015. November 2014.

[http://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_Branchenzahlen/\\$file/14-11-25_Biogas%20Branchenzahlen_Prognose_2014-2015.pdf](http://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_Branchenzahlen/$file/14-11-25_Biogas%20Branchenzahlen_Prognose_2014-2015.pdf)

Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE) 2012: 100 % Erneuerbare Energien für Strom und Wärme in Deutschland. November 2012.

<http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/studie-100-erneuerbare-energien-fuer-strom-und-waerme-in-deutschland.pdf>

Fraunhofer ISE 2013a: Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien. November 2013.

<http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.pdf>

Fraunhofer ISE 2013b: Energiesystem Deutschland 2050. Sektor- und Energieträgerübergreifende, modellbasierte, ganzheitliche Untersuchung zur langfristigen Reduktion energiebedingter CO₂-Emissionen durch Energieeffizienz und den Einsatz Erneuerbarer Energien. November 2013.

<http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/studie-energiesystem-deutschland-2050.pdf>

Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) 2014: Geschäftsmodell Energiewende. Eine Antwort auf das „Die Kosten-der-Energiewende“-Argument. Januar 2014.

https://www.fraunhofer.de/content/dam/zv/de/forschungsthemen/energie/Studie_Energiewende_Fraunhofer-IWES_20140-01-21.pdf

Fraunhofer IWES / Siemens / IEH Uni Hannover / CUBE Engineering 2014: Kombikraftwerk 2. Abschlussbericht. August 2014.

http://www.kombikraftwerk.de/fileadmin/Kombikraftwerk_2/Abschlussbericht/Abschlussbericht_Kombikraftwerk2_aug14.pdf

Frontier Economics / Formaet 2014: Strommarkt in Deutschland – Gewährleistet das derzeitige Marktdesign Versorgungssicherheit? Bericht für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Juli 2014.

<http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/strommarkt-in-deutschland-gewaehrleistung-das-derzeitige-marktdesign-versorgungssicherheit.property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>

Forschungsverbund Erneuerbare Energien FVEE 2010: Energiekonzept 2050. Eine Vision für ein nachhaltiges Energiekonzept auf Basis von Energieeffizienz und 100% erneuerbaren Energien. Juni 2010.

http://www.fvee.de/fileadmin/politik/10.06.vision_fuer_nachhaltiges_energiekonzept.pdf

IE Leipzig 2014: Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG. Vorhaben Ile Stromerzeugung aus Windenergie. Wissenschaftlicher Bericht. August 2014.

<http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/XYZ/zwischenbericht-vorhaben-2e.property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>

Institut für Zukunftssysteme IZES 2014: Beitrag der Bioenergie zur Energiewende. Juli 2014.

http://www.bee-ev.de/Publikationen/Stellungnahmen/2014/20140703_BEE-IZES-BeitragBioenergie.pdf

Prognos / Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln EWI / Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforchung GWS 2014: Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose. Juni 2014.

<http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/entwicklung-der-energiemaerkte-energiereferenzprognose-endbericht.property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>

Prognos AG / Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) 2014: Positive Effekte von Energieeffizienz auf den deutschen Stromsektor. März 2014.

http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Studien/Energieeffizienz/Agora_ECF_RAP_Positive_Effekte_von_Energieeffizienz_DE_web.pdf

Research to business energy consulting r2b 2014: Endbericht Leitstudie Strommarkt. Arbeitspaket Funktionsfähigkeit EOM & Kapazitätsmechanismen. Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Juli 2014.

<http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/endbericht-leitstudie-strommarkt-funktionsfaehigkeit-eom-und-impact-analyse-kapazitaetsmechanismen.property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>

Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) 2011: Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung. Januar 2011.

http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/02_Sondergutachten/2011_07_SG_Wege_zur_100_Prozent_erneuerbaren_Stromversorgung.html

Stiftung Umweltenergierecht SUER / IAEW / Fraunhofer IWES 2014: Roadmap Speicher. Bestimmung des Speicherbedarfs in Deutschland im europäischen Kontext und Ableitung von technisch-ökonomischen sowie rechtlichen Handlungsempfehlungen für die Speicherförderung. Juni 2014.

http://www.stiftung-umweltenergierecht.de/fileadmin/pdf_aushaenge/Forschung/Roadmap_Speicher_Kurz-zusammenfassung_2014-06.pdf

Umweltbundesamt (UBA) 2010: Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen. Juli 2010.

http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/energieziel_2050.pdf

UBA 2014a: Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050. Juni 2014.

http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/climate-change_07_2014_treibhausgasneutrales_deutschland_2050_korr_18.6.2014.pdf

UBA 2014b: Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2013. Juli 2014.

http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/climate_change_23_2014_komplett.pdf

UBA / Öko-Institut / DIW / Fraunhofer ISI / IEF-STE 2013: Politiksznarien für den Klimaschutz VI. Treibhausgas-Emissionsszenarien bis zum Jahr 2030. März 2013.

<https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/461/publikationen/4412.pdf>

UBA / Wuppertal Institut 2014: Vollständig auf erneuerbaren Energien basierende Stromversorgung Deutschlands im Jahr 2050 auf Basis in Europa großtechnisch leicht erschließbarer Potentiale – Analyse und Bewertung anhand von Studien. August 2014.

<http://www.umweltbundesamt.de/publikationen/vollstaendig-auf-erneuerbaren-energien-basierende>

Verband der Elektrotechnik, Elektronik, Informatik (VDE) 2012: Energiehorizonte 2020. 2012

<http://www.vde.com/de/smart-grid/Publikationen/Seiten/details.aspx?eslShopItemID=f4276bf8-cf55-42a2-9b24-d0d25b0cc86c>

WWF / Öko-Institut / Prognos 2009: Modell Deutschland. Klimaschutz bis 2050. Vom Ziel her denken. Oktober 2009.

http://mobil.wwf.de/fileadmin/fm-wwf/Publikationen-PDF/WWF_Modell_Deutschland_Endbericht.pdf

ZSW / Fraunhofer IWES / Bosch & Partner / GfK 2014: Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Vorhaben Ilc Solare Strahlungsenergie. Wissenschaftlicher Bericht. Juli 2014.

<http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/XYZ/zwischenbericht-vorhaben-2c.property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>

50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO / TransnetBW (ÜNB) 2012a: Netzentwicklungsplan Strom 2012. 2. Überarbeiteter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. August 2012.

http://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/NEP_2012_2/NEP2012_2_Kapitel_1_bis_8.pdf

ÜNB 2013a: Netzentwicklungsplan Strom 2013. Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Juli 2013.

http://www.netzentwicklungsplan.de/_NEP_file_transfer/NEP_2013_2_Entwurf_Teil_1_Kap_1_bis_9.pdf

ÜNB 2013b: Einflussgrößen auf die Netzentwicklung. Sensitivitätenbericht. Juli 2013.

http://www.netzentwicklungsplan.de/en/system/files/media/documents/20130701_Sensitivit%C3%A4tenbericht.pdf

ÜNB 2013c: Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2014 nach EnWG § 12 Abs. 4 und 5. September 2014.

<http://www.bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen.did=670532.html>

ÜNB 2014a: Netzentwicklungsplan Strom 2014. Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. April 2014.

http://www.netzentwicklungsplan.de/_NEP_file_transfer/NEP_2014_1_Entwurf_Teil1.pdf

ÜNB 2014b: Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2014 nach EnWG § 12 Abs. 4 und 5. September 2014.

<http://www.bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen.did=670532.html>

IMPRESSUM

Agentur für Erneuerbare Energien e.V.

Invalidenstraße 91

10115 Berlin

Tel.: 030/200535-30

Fax: 030/200535-51

E-Mail: kontakt@unendlich-viel-energie.de

Aktuelle Informationsangebote finden Sie im Internet:

www.unendlich-viel-energie.de

www.kommunal-erneuerbar.de

www.foederal-erneuerbar.de

www.forschungsradar.de

www.kombikraftwerk.de

www.waermewechsel.de

