



Bewertung der Flexibilitäten von Stromerzeugungs- und KWK-Anlagen

Untersuchung im Auftrag des

BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.

Reinhardtstr. 32, 10117 Berlin

Abschlussbericht

5.10.2011

CONSENTec
Consulting für Energiewirtschaft
und -technik GmbH

Grüner Weg 1
D-52070 Aachen

Tel. +49. 241. 93836-0

Fax +49. 241. 93836-15

E-Mail info@consentec.de

www.consentec.de

in Kooperation mit

Institut für Elektrische Anlagen
und Energiewirtschaft (IAEW) der
RWTH Aachen

Schinkelstraße 6
D-52056 Aachen

Inhalt

Abkürzungen	iii
1 Aufgabenstellung und Prämissen	1
1.1 Hintergrund und Aufgabenstellung	1
1.2 Randbedingungen und Prämissen	2
2 Methodischer Ansatz	5
2.1 Definition Flexibilitäten	5
2.2 Überblick über den Ablauf der Untersuchung	6
2.3 Ableitung von Ganglinien	7
2.4 Anforderungen an die Regelleistungsvorhaltung in disponiblen Erzeugungsanlagen	8
2.5 Bestimmung von Defiziten und Überschüssen	9
2.6 Ermittlung und Bewertung alternativer Varianten zur Deckung des Flexibilitätsbedarfs	11
2.6.1 Modellierung von Flexibilitäten zur zeitlichen Verschiebung der Residuallast	11
2.6.2 Wirtschaftliche Bewertung	12
3 Bedarf an zusätzlichen Flexibilitäten	13
3.1 Eckwerte der Entwicklung des Stromversorgungssystems	13
3.2 Zusätzlicher Flexibilitätsbedarf aufgrund von Gradienten der Residuallast	16
3.3 Zusätzlicher Flexibilitätsbedarf aufgrund von Erzeugungsdefiziten und -überschüssen	18
3.4 Ableitung von Varianten zur Deckung des Flexibilitätsbedarfs	20
3.4.1 Optionen	20
3.4.2 Wirkung der zusätzlichen Flexibilitäten zur zeitlichen Verschiebung der Residuallast	22
3.4.3 Drei Varianten zusätzlicher Flexibilitäten	26
4 Bewertung der Flexibilitätsvarianten	28
4.1 Kosten	28
4.2 Auslastung der Erzeugungsanlagen am oberen Rand der Merit Order	30

4.3 Reduktion der Einspeisung von EE-Anlagen	31
5 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen	33
Literatur	37

Abkürzungen

BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
DSM	Demand Side Management
EE	Erneuerbare Energien
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber

1 Aufgabenstellung und Prämissen

1.1 Hintergrund und Aufgabenstellung

Die europäische und insbesondere die deutsche Stromversorgung werden künftig maßgeblich durch die Nutzung erneuerbarer Energien (EE) geprägt. Ausgehend von einem derzeitigen EE-Anteil von knapp 20% an der deutschen Bruttostromerzeugung sieht das Energiekonzept der Bundesregierung eine Steigerung auf 80% bis zum Jahr 2050 vor [1]. Auch kurz- und mittelfristig sind die Zielvorgaben mit 35% in 2020 und 50% in 2030 ambitioniert. Der Ausbau der EE-Erzeugung wird dadurch – neben der Nachfrageentwicklung – zur Leitgröße für die weitere Entwicklung der Stromerzeugungsstruktur.

Dies gilt nicht nur in politischer, sondern auch in technischer Hinsicht: Aufgrund der Dargebotsabhängigkeit wesentlicher EE-Technologien wie Wind- und Solarenergie steigen die Anforderungen an die Flexibilität der übrigen Systemkomponenten.

Vor diesem Hintergrund hat uns der BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW) beauftragt zu untersuchen, wie die Flexibilitätsoptionen auf der Angebotsseite der Stromversorgung so ausgestaltet werden können, dass diese Versorgung auch bei weiter steigendem Ausbau der EE quantitativ und qualitativ jederzeit gesichert ist. Ziel der Untersuchung ist es, die Eckpunkte eines technisch realisierbaren, energiewirtschaftlich optimierten und, auch hinsichtlich der Kostenentwicklung, zukunftsfesten Energieversorgungssystems zu ermitteln. Dabei geht es auch um die Frage, inwieweit technisch notwendige und volkswirtschaftlich sinnvolle Entwicklungen mit den derzeitigen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen erreichbar sind. Im Rahmen der statistischen und modellbasierten Betrachtung werden die Jahre 2020 und 2030 detailliert untersucht, der jenseits davon anvisierte weitere EE-Ausbau wird bei der Ableitung von Schlussfolgerungen zusätzlich berücksichtigt.

Ferner umfasste das Projekt einen qualitativen Exkurs zur kurzfristigen Entwicklung der Versorgungssicherheit bis 2015 im Kontext der zum Zeitpunkt der Diskussion anstehenden und inzwischen erfolgten Novellierung von EnWG und EEG, auf den im Weiteren jedoch nicht näher eingegangen wird.

1.2 Randbedingungen und Prämissen

Szenarien

Ausgangspunkt dieser Untersuchung sind die aktuellen energiepolitischen Vorgaben, die durch einige wesentliche Eckdaten umrissen werden können, im Detail aber weitreichende Anpassungen des Stromversorgungssystems erfordern können, die über den oft im Blickpunkt stehenden Sektor der Erneuerbaren Energien hinausgehen. Die Entwicklung der wesentlichen Leitgrößen – EE-Erzeugung und Nachfrage – wird hierzu entsprechend dem Energiekonzept der Bundesregierung vorgegeben (Bild 1.1) [1]:

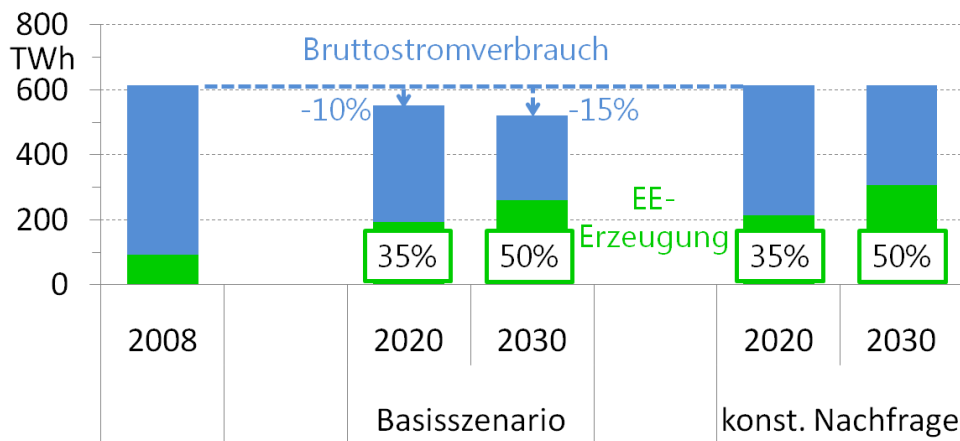


Bild 1.1: EE-Ausbaupfad und Nachfrageentwicklung in Deutschland – Basisszenario und Sensitivitätsanalyse

- Der Anteil der EE-Erzeugung am Bruttostromverbrauch steigt bis 2020 auf 35% und bis 2030 auf 50%.
- Der Bruttostromverbrauch sinkt im Basisszenario gegenüber dem Jahr 2008 um 10% bis 2020 und um 15% bis 2030 (entspricht dem Energiekonzept). Im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse wird ein zusätzliches Szenario betrachtet, bei dem die Nachfrage bis 2030 auf dem Niveau von 2008 verharrt.

Vor dem Hintergrund zukünftig zu erwartender neuer Verbraucher (E-Mobility, zunehmender Anteil Wärmepumpen, etc.) sowie Speicherverlusten erscheint es realistisch, dass sich der Strombedarf innerhalb des durch diese Eckwerte vorgegebenen Rahmens entwickelt. Die beiden Szenarien werden auf Basis weiterer Quellen ausgestaltet. Dabei greifen wir vorwie-

gend auf öffentlich zugängliche Informationen zurück – insbesondere die BMU-Leitstudie 2010 [2], die Energieszenarien [3] sowie für EE-Einspeisezeitreihen auf die Webseiten der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) –, in Teilbereichen ergänzt um Vorgaben des Auftraggebers sowie eigene Expertise.

Randbedingungen und Vorgaben

Kernaufgabe der weiteren Analyse ist es dann, den aus den Vorgaben der Szenarien resultierenden Bedarf an zusätzlichen Flexibilitäten auf Erzeugungs- und Nachfrageseite zu bestimmen sowie Varianten zur Deckung dieses Bedarfs aufzuzeigen und zu beurteilen. Die technische Machbarkeit der Varianten ist dabei die oberste Randbedingung. Im Einzelnen gelten folgende Vorgaben:

- **Fokus auf Stromversorgung** – Die Studie konzentriert sich auf das Stromversorgungssystem. Wechselwirkungen mit anderen Sparten der Energieversorgung, z. B. Gas oder Fernwärme, werden betrachtet, sofern sich daraus Effekte für die Stromversorgung ergeben (z. B. hinsichtlich des EE-Anteils). Eine spartenübergreifende Analyse, etwa des EE-Anteils der gesamten Energieversorgung, ist hingegen nicht Gegenstand dieser Studie.
- **Nachfragedeckung** – Eine wesentliche Anforderung besteht darin, dass die Deckung der Nachfrage jederzeit¹ zu gewährleisten ist. Hierbei wird im Wesentlichen ein Viertelstundenraster zugrunde gelegt.² Darüber hinaus spielen die Gesetze der Elektrotechnik für die Netzstabilität eine in jedem Fall zu beachtende Rolle.
- **Versorgungssicherheit** – Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit wurde angenommen, dass zum Zeitpunkt der Höchstlast diese mit den in Deutschland verfügbaren Erzeugungskapazitäten gedeckt werden können muss. Dies entspricht einer ausgeglichenen Leistungsbilanz für Deutschland und damit den aktuellen politischen Vorgaben und der gängigen Beurteilungspraxis der Bundesregierung [4]. Für die Simulationsrechnungen des Kraftwerkseinsatzes wird allerdings im Sinne der EU-Binnenmarkttrichtlinien eine eu-

¹ Aufgrund der stochastischen Nichtverfügbarkeit von Erzeugungsanlagen verbleibt ein Restrisiko der Nachfrageunterdeckung. Dies ist analog zu einschlägigen Untersuchungen zur Versorgungssicherheit.

² Daten, die lediglich im Stundenraster vorliegen, werden interpoliert.

ropaweite ökonomische Einsatzoptimierung bei Berücksichtigung der für die Betrachtungszeitpunkte erwarteten Kuppelkapazitäten durchgeführt.

- Systemdienstleistungen – Weitere Anforderungen an die Flexibilität des Erzeugungssystems ergeben sich daraus, dass für einen stabilen Systembetrieb bestimmte Systemdienstleistungen erbracht werden müssen. Hierzu zählt zum einen die Vorhaltung von Reserveleistung, um kurzfristige Schwankungen von Nachfrage und Erzeugung ausgleichen zu können. Daneben können sich zur Gewährleistung der Spannungshaltung und Systemstabilität in Fehlerfällen Anforderungen an die Höhe und geografische Verteilung der Strom einspeisung aus konventionellen Kraftwerken (sog. Mindestenerzeugung) ergeben.
- Ideale Prozesse – Die Studie ermittelt den technischen Mindestbedarf an Flexibilität zur Erfüllung der o. g. Anforderungen. Das bedeutet, dass optimale Markt- und Geschäftsprozesse unterstellt werden, mit denen die technischen Möglichkeiten des Systems vollständig genutzt werden können. Dies geschieht, weil Unvollkommenheiten bestehender Prozesse zum einen in ihrer Wirkung schwer quantifizierbar sind und zum anderen grundsätzlich im Betrachtungshorizont der Studie überwunden werden können. Auf entsprechende betrieblich-organisatorische Herausforderungen wird in qualitativer Form hingewiesen.
- Keine innerdeutschen Netzrestriktionen – Auf den durch die zunehmende EE-Erzeugung entstehenden erheblichen Netzausbaubedarf wurde in jüngerer Vergangenheit bereits umfangreich hingewiesen [5, 6]. Für die vorliegende Untersuchung wird unterstellt, dass dieser notwendige Ausbau sowohl in den Übertragungs- als auch in den Verteilungsnetzen zeitgerecht erfolgt. Das bedeutet, dass Stromspeicher ausschließlich zur Optimierung der Nachfragedeckung genutzt werden können und nicht zur Engpassvermeidung benötigt werden. Da eine solche Priorisierung des Netzausbaus i. A. die kosteneffizienteste Lösung darstellt,³ repräsentiert der hier ermittelte Flexibilitätsbedarf nicht nur das technische Minimum, sondern auch eine untere Abschätzung bzgl. der Kostenwirkung sowie des zu erwartenden Bedarfs an konventioneller Erzeugungskapazität.

³ Für das Übertragungsnetz wurde z. B. in [8] (dort S. 99) festgestellt, dass Druckluftspeicher (CAES) – nach den im Potenzial beschränkten Pumpspeicherwerken die kostengünstigste Speichervariante – keine wirtschaftliche Alternative zu einem Netzausbau darstellen. In [9] (dort S. 36) wurde gezeigt, dass dies analog für dezentrale Speicher in Bezug auf Verteilungsnetzausbau gilt.

2 Methodischer Ansatz

2.1 Definition Flexibilitäten

Bild 2.1 zeigt den Zusammenhang zwischen Stromerzeugungssystem, Nachfrage sowie Bedarf und Potenzial an Flexibilitäten. Die ungesteuerte Netto-Nachfrage nach Strom überlagert sich mit der nicht disponiblen Erzeugung (überwiegend aus nicht disponiblen EE-, zu einem kleineren Teil aus wärmegeführten KWK-Anlagen⁴) zur Residuallast. Für einen stabilen Systembetrieb ist es notwendig, dass diese jederzeit vollständig gedeckt wird. Als Flexibilitäten im Sinne dieser Studie werden alle Technologien bezeichnet, die in der Lage sind, dazu einen Beitrag zu leisten. Dies umfasst disponible Kraftwerke, aber auch Speicher, Demand Side Management (DSM) einschließlich der Flexibilisierung von KWK-Anlagen sowie Importe und Exporte.

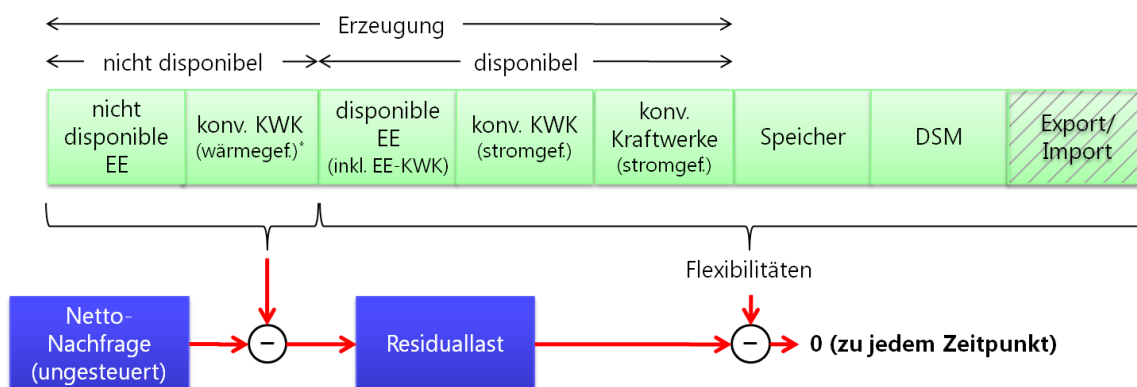


Bild 2.1: Zusammenhang zwischen Stromerzeugungssystem, Nachfrage sowie Bedarf und Potenzial an Flexibilitäten (*: siehe Fußnote 4)

Ungeachtet der Technologie sind drei Kategorien von Flexibilitäten zu unterscheiden:

- Unter sicheren Flexibilitäten verstehen wir solche, die im jeweiligen Betrachtungsjahr entsprechend den angenommenen Entwicklungen und Randbedingungen ohnehin bereits

⁴ Zur Bereitstellung von kurzfristigen Flexibilitäten sind grundsätzlich alle KWK-Anlagen geeignet, da durch Fernwärmesysteme auch bei wärmegeführter KWK Puffer bereitgestellt werden bzw. Spitzenheizwerke bereit stehen.

vorhanden sind. Hierzu zählen z. B. bestehende Pumpspeicher sowie konventionelle Kraftwerke.

- Offene Flexibilitäten sind solche, für die ein technisches Potenzial besteht, dessen Nutzung jedoch Investitionen (z. B. in neue KWK- und/oder Kondensationsanlagen) oder anderweitigen „Aktivierungsaufwand“ (z. B. Steuerungsprozesse und Anreizmechanismen zur Aktivierung und Nutzung von DSM) erfordert.
- Export- und Importmöglichkeiten stellen im internationalen Strommarkt weitere Optionen zur Deckung der Residuallast dar. Für die Dimensionierung des nationalen Stromversorgungssystems wird allerdings weiterhin das Erfordernis einer ausgeglichenen nationalen Leistungsbilanz angenommen.

In dieser Systematik lässt sich das Ziel der Studie beschreiben als die Ermittlung des über die sicheren Flexibilitäten hinausgehenden Flexibilitätsbedarfs, der aus dem Potenzial an offenen Flexibilitäten zu decken ist. Bei der wirtschaftlichen Bewertung ist dann zu berücksichtigen, dass Import und Export in Konkurrenz zu den nationalen Flexibilitäten treten.

2.2 Überblick über den Ablauf der Untersuchung

Aus der Anforderung, die Residuallast jederzeit decken zu können, folgt zweierlei Analysebedarf:

- Kurzfristige Schwankungen der Residuallast müssen von den Flexibilitäten jederzeit mit der nötigen Dynamik nachgeführt werden können. Hierzu müssen die Gradienten der Residuallast analysiert werden.
- Neben der Dynamik (also der Änderungsgeschwindigkeit) ist das Niveau der Residuallast zu betrachten. Ist es zu hoch, z. B. bei weiträumiger Flaute und gleichzeitig starker Nachfrage, entstehen Defizite, wenn die verfügbaren Flexibilitäten nicht ausreichen. Umgekehrt können in Phasen geringer Residuallast Überschüsse entstehen, wenn z. B. bei Zusammentreffen von Starkwind und hoher Solareinspeisung die nicht disponible Erzeugung (zzgl. der technischen Mindesterzeugung konventioneller Kraftwerke, s. Abschnitt 2.5) die Nachfrage übersteigt und das Aufnahmevermögen von Speichern erschöpft ist.

Ein Bedarf für zusätzliche Flexibilitäten ergibt sich also dann, wenn trotz Einsatz der sicheren Flexibilitäten zur „Glättung“ der Residuallast noch Defizite oder Überschüsse verbleiben.

Dieser Bedarf muss aus dem Potenzial an offenen Flexibilitäten gedeckt werden (Bild 2.2). Dabei besteht ein Freiheitsgrad bei der Auswahl aus den verfügbaren Flexibilitätsoptionen. Aus diesem Grund betrachten wir in dieser Untersuchung drei Varianten mit unterschiedlichen Strategien. Variante 1 unterstellt einen progressiven Ausbau von Speichern und eine hohe Potenzilausschöpfung von DSM mit dem Ziel, den Restbedarf an konventioneller Erzeugung gering zu halten. In Variante 2 werden ein moderaterer Speicherausbau und eine zurückhaltende Potenzilausschöpfung von DSM verfolgt, und Variante 3 verzichtet ganz auf Speicherausbau und Nutzung von DSM, so dass zusätzliche Flexibilität ausschließlich aus konventionellen Kraftwerken bereitgestellt wird.

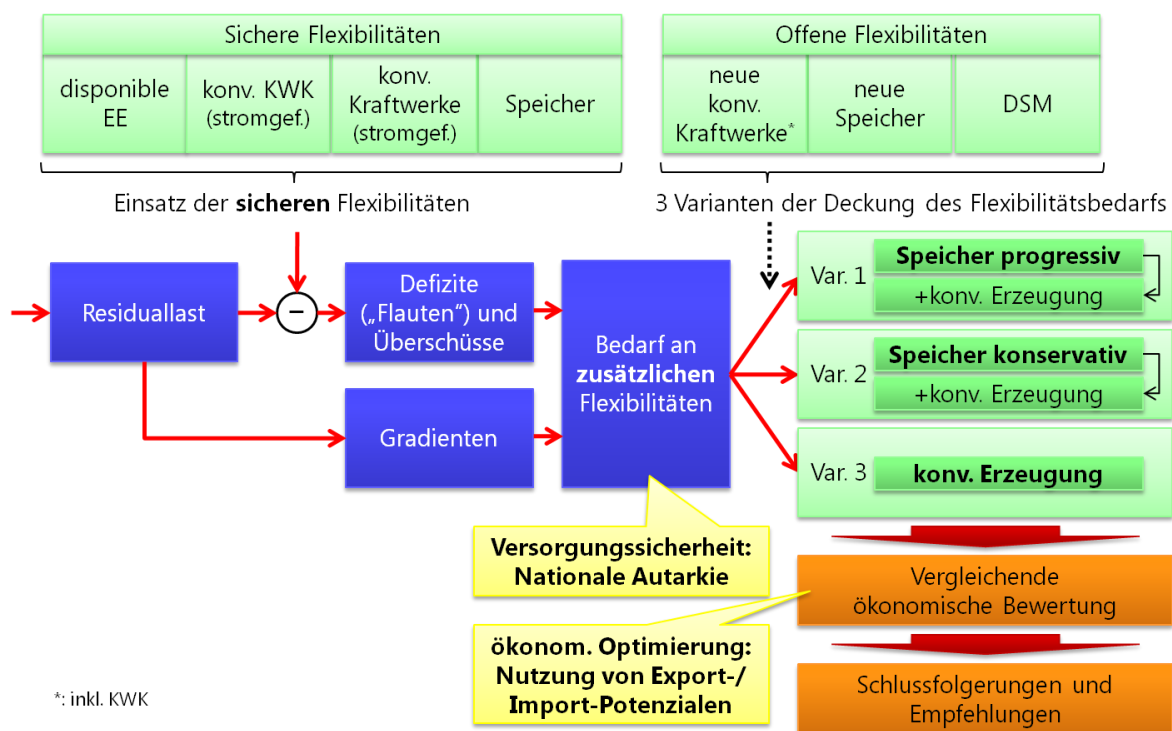


Bild 2.2: Untersuchungsablauf im Überblick

2.3 Ableitung von Ganglinien

Die Quellen, auf denen die Eckwerte der hier betrachteten Szenarien beruhen, weisen i. A. nur Jahresenergien und Leistungsgrößen (z. B. installierte Leistung von EE-Technologien) aus.

Die Anforderungen an die Flexibilität des Stromversorgungssystems entstehen aber ganz wesentlich durch den zeitlichen Verlauf der nicht disponiblen Erzeugungs- und Nachfragekomponenten. Daher werden für diese Untersuchung entsprechende Ganglinien mit exakter zeitlicher Auflösung benötigt und generiert.

Um tatsächlich auftretende Korrelationen, z. B. zwischen Wind- und Solareinspeisung, berücksichtigen zu können, greifen wir dabei auf möglichst aktuelle, gleichzeitige, reale Ganglinien zurück. Tatsächliche Einspeiseganglinien der EE-Erzeugung werden um den unterjährigen Zubau bereinigt. Anschließend werden die Ganglinien so skaliert, dass die für das jeweilige Betrachtungsjahr und Szenario vorgegebenen Eckwerte von Leistung und Energie erreicht – und prognostizierte Änderungen der Volllaststundenzahlen somit abgebildet – werden, die zeitliche Charakteristik der ursprünglichen Ganglinien aber erhalten bleibt. Das Verhältnis von maximaler Einspeisung eines Anlagenkollektivs zu seiner kumulierten installierten Leistung wird dabei berücksichtigt.

Ähnlich wie bei der EE-Erzeugung werden auch Einspeiseganglinien der KWK-Stromerzeugung generiert. Außerdem werden die allgemein verfügbaren Lastganglinien der deutschen Stromversorgung verwendet.

2.4 Anforderungen an die Regelleistungsvorhaltung in disponiblen Erzeugungsanlagen

Der technische Mindestbedarf an disponiblen Erzeugungsanlagen, die für die Vorhaltung von Reserve erforderlich sind, ergibt sich ausschließlich im Hinblick auf positive Regelleistung, denn negative Reserve (d. h. kurzfristige Reduktion von Erzeugungsleistung) kann grundsätzlich auch von dargebotsabhängigen EE-Anlagen erbracht werden. Darüber hinaus müssen die unterschiedlichen Zeitbereiche bzw. korrespondierenden Reservearten differenziert betrachtet werden:

- Die im Sekundenbereich wirkende Primärregelreserve hat im kontinentaleuropäischen Verbundnetz eine feste Höhe, die anhand der relativen Gesamterzeugung auf die Länder bzw. ÜNB aufgeteilt wird. Der steigende EE-Ausbau hat hierauf also keinen direkten Einfluss.
- Sekundärregelreserve dient zur Ausregelung kurzfristiger Bilanzschwankungen im Zeitbereich unterhalb einer Viertelstunde. Dieser entsteht auch dann, wenn die Bilanzkreisver-

antwortlichen (BKV) ihre Fahrpläne vollständig erfüllen, denn diese beziehen sich nur auf Viertelstundenmittelwerte. Das „Nachfahren“ von sog. Fahrplansprüngen – im Kollektiv betrachtet also Veränderungen von Viertelstundenmittelwerten der Residuallast – erfolgt durch die individuellen Kraftwerksregelungen der BKV und aus Sicht der ÜNB somit stochastisch. Es lässt sich zeigen, dass die maximale Abweichung und damit der Bedarf an Sekundärregelreserve gerade der Hälfte der maximalen Differenz zweier aufeinanderfolgender Viertelstundenmittelwerte entsprechen. Er kann somit anhand der Gradientenanalyse (vgl. Bild 2.2) ermittelt werden.

- Minutenreserve wird benötigt, um Prognosefehler der Viertelstundenmittelwerte der Residuallast auszugleichen. Bei genauer Betrachtung beeinflusst dies aber lediglich die Aufteilung der Erzeugung zwischen den BKV und den ÜNB: Je stärker die BKV das Niveau der Residuallast unter- oder überschätzen, desto mehr Minutenreserve muss vom ÜNB eingesetzt werden. Der Viertelstundenmittelwert der Gesamterzeugung entspricht aber jeweils dem der Residuallast. Insbesondere kann die Deckung der für den Flexibilitätsbedarf relevanten Spitzenwerte der Residuallast durch die Summe von fahrplanmäßiger Erzeugung der BKV und Einsatz der Minutenreserve erfolgen. Folglich ergibt sich hieraus kein technischer Mehrbedarf an disponibler Erzeugungsleistung.

2.5 Bestimmung von Defiziten und Überschüssen

Ein Defizit liegt zu einem gegebenen Zeitpunkt dann vor, wenn die Residuallast – nach Glättung durch Einsatz solcher Flexibilitäten, die eine zeitliche Verschiebung erlauben (Speicher, DSM etc.) – größer ist als die als verfügbar angenommene konventionelle Erzeugungsleistung. Es werden durchschnittliche Verfügbarkeiten je Erzeugungstechnologie [7] sowie Einschränkungen durch die Vorhaltung von Sekundärregelreserve (Ergebnis der Gradientenanalyse, s. o.) berücksichtigt.

Für den Flexibilitätsbedarf ist allerdings nicht nur die maximale Höhe eines momentanen Defizits von Bedeutung, sondern auch die Dauer und Defizitenergie zusammenhängender Defizitphasen. Deren Bestimmung ist notwendig, um zu beurteilen, inwieweit die durch

Flexibilitäten mögliche maximale Dauer von Leistungsverschiebungen (z. B. begrenzt durch das Beckenvolumen von Pumpspeichern) eine Restriktion darstellt.⁵

Umgekehrt kann es bei hohem Aufkommen nicht disponibler Erzeugung zu Überschüssen kommen, wenn die Residuallast – wiederum nach Glättung durch Einsatz solcher Flexibilitäten, die eine zeitliche Verschiebung erlauben – einen Mindestwert unterschreitet. Dieser wird bestimmt durch die zur Gewährleistung der Netzstabilität technisch notwendige Mindesterzeugung aus konventionellen Kraftwerken.

Grundsätzlich gibt es mehrere technische Kriterien, die eine Mindesterzeugung bedingen können, um einen stabilen Betrieb des Stromversorgungssystems zu gewährleisten. Basierend auf einer aktuellen Untersuchung für die deutschen ÜNB sowie unserer Einschätzung bzgl. der künftigen Entwicklung des Erzeugungssystems im In- und Ausland gehen wir davon aus, dass im hier betrachteten Zeitbereich ab 2020 die Sicherstellung eines Mindestniveaus des sog. Kurzschlussstroms das maßgebliche Kriterium sein wird. Vereinfacht gesprochen stellt der Mindestkurzschlussstrom sicher, dass im Falle eines (nie vermeidbaren) Netzfehlers keine Ausweitung zum Blackout erfolgt.⁶ Aufgrund der technologiespezifischen Unterschiede zwischen konventionellen Kraftwerken (Synchrongeneratoren, Anschluss großer Einheiten an das Übertragungsnetz) und den dominanten EE-Technologien (Einspeisung über Umrichter überwiegend in Verteilungsnetze) erfordert dies nach derzeitigem und absehbarem Stand der Technik einen Mindestbetrieb von konventionellen Kraftwerken mit regional verteiltem Anschluss an das Übertragungsnetz. Weitere Anforderungen wie die Bereitstellung von Blindleistung zur Spannungsregelung werden hierdurch mit abgedeckt. Für diese Untersuchung schätzen wir die Mindesterzeugung vereinfachend auf bundesweit 10 GW ab.⁷ Dies vernach-

⁵ Eine einzelne Defizitphase umfasst dabei auch kurze Perioden, in denen die (geglättete) Residuallast die konventionelle Erzeugungsleistung wieder unterschreitet, sofern eine anschließende erneute Defizitperiode das Gesamtdefizit noch vergrößert.

⁶ Das Kurzschlussstromniveau repräsentiert dabei mehrere unabhängige Wirkungen wie die Selektivität des Netzschutzes, die Begrenzung von Spannungseinbrüchen sowie die Stabilität des Generatorbetriebs bei generatornahem Kurzschluss.

⁷ Es ist zu beachten, dass dabei keine Synergien mit KWK-Erzeugung bestehen, weil diese überwiegend in Verteilungsnetze einspeist.

lässt Anforderungen an die regionale Verteilung, die ggf. zusätzliche Einschränkungen bewirken können.

2.6 Ermittlung und Bewertung alternativer Varianten zur Deckung des Flexibilitätsbedarfs

2.6.1 Modellierung von Flexibilitäten zur zeitlichen Verschiebung der Residuallast

Unter dem Begriff DSM fassen wir in dieser Untersuchung „intelligente Verbraucher“ wie z. B. elektrische Heizungen einschließlich Wärmepumpen, steuerbare Kühl- und Haushaltsgeräte sowie Flexibilität beim Be- und Entladen der Batterien von Elektrofahrzeugen zusammen. Die gemeinsame Eigenschaft dieser Geräte besteht darin, dass sie eine fallweise Verschiebung des Verbrauchs um einige Stunden⁸ erlauben, der dann aber nachgeholt werden muss.⁹

Im Vergleich dazu erlauben Pumpspeicherwerke prinzipiell eine zeitliche Entkopplung von Ein- und Ausspeicherung, deren jeweilige Dauer aber durch das Speichervolumen ebenfalls auf einige Stunden begrenzt ist.¹⁰ Speicherkraftwerke mit deutlich größeren Speichervolumina, die auch saisonale Verschiebungen erlauben, finden sich nur im Ausland, so dass diese zwar für die wirtschaftliche Optimierung im Markt, nicht aber für die Dimensionierung der benötigten Flexibilitäten herangezogen werden können.

Der Einsatz der genannten Flexibilitäten wird mittels eines heuristischen Modells bestimmt, das in Abhängigkeit von Schwellwerten der Residuallast die Lastverschiebung bzw. Ein- und Ausspeicherung steuert. Die Wirkung des Modells wird durch iterative Justierung der Schwellwerte parametrisiert und plausibilisiert.

⁸ Wie nehmen hier ein gleichverteiltes Verschiebepotenzial zwischen 4 und 10 Stunden an.

⁹ Ein gewerblicher Produktionsverzicht stellt somit keine Flexibilität im Sinne dieser Untersuchung dar.

¹⁰ Wir nehmen ein durchschnittliches Speichervolumen von umgerechnet 5,5 Volllaststunden an.

2.6.2 Wirtschaftliche Bewertung

Da die technische Eignung der betrachteten Varianten zusätzlicher Flexibilitäten eine Prämisse darstellt, also alle Varianten die hier geprüften technischen Anforderungen erfüllen, erfolgt ihre Differenzierung anhand einer wirtschaftlichen Bewertung. Dies umfasst primär eine Kostenanalyse (volkswirtschaftliche Perspektive). Darüber hinaus wird die Wirtschaftlichkeit neuer Investitionen beurteilt, um einzuschätzen, inwieweit von einer Deckung des notwendigen Bedarfs zusätzlicher Flexibilitäten aus Eigeninteresse der Marktakteure auszugehen ist.

Für die Bewertung wird zunächst die Residuallast durch Einsatz von Flexibilitäten zur zeitlichen Verschiebung geglättet. Neben inländischen Flexibilitäten werden dabei Pumpspeicher und Speicherkraftwerke in den Alpen und Norwegen berücksichtigt.¹¹ Die verbleibende Residuallast wird anschließend durch disponible thermische Erzeugung im In- und Ausland gedeckt. Hierbei wird eine stündliche Merit Order zugrunde gelegt.¹² Beschränkungen des internationalen Stromaustauschs werden berücksichtigt, wobei in Importrichtung angenommen wird, dass nicht Netzbeschränkungen, sondern Exportbeschränkungen ausländischer Märkte aufgrund der Korrelation dargebotsabhängiger Erzeugungsdefizite die wesentliche Begrenzung bilden.

¹¹ Dabei wird angenommen, dass die dortigen Potenziale nur anteilig zur Glättung der deutschen Residuallast zur Verfügung stehen, weil eine Konkurrenz zur jeweils nationalen Nutzung bzw. weiterer internationaler Vermarktung besteht. Zusätzlich bestehen Einschränkungen durch begrenzte Übertragungskapazitäten.

¹² Weil wesentliche zeitkoppelnde Effekte durch die zuvor simulierte Glättung der Residuallast bereits berücksichtigt sind, ist dieser Ansatz im Rahmen der hier geforderten Genauigkeit ausreichend.

3 Bedarf an zusätzlichen Flexibilitäten

In diesem Kapitel skizzieren wir zunächst die Eckwerte der Entwicklung des Stromversorgungssystems, die den Flexibilitätsbedarf wesentlich bestimmen. Im Anschluss wird der über das sicher vorhandene Niveau hinausgehende Flexibilitätsbedarf ermittelt, der sich einerseits aus den Gradienten der Residuallast und andererseits aufgrund von Erzeugungsdefiziten und -überschüssen ergibt. Zu Deckung dieses Bedarfs werden dann drei Varianten zusätzlicher Flexibilitäten abgeleitet.

3.1 Eckwerte der Entwicklung des Stromversorgungssystems

EE-Erzeugung

Die Gesamterzeugung aus EE-Anlagen ergibt sich für die beiden Betrachtungsjahre aus der jeweiligen EE-Quote gem. Energiekonzept (35% bzw. 50% EE-Anteil am Bruttostromverbrauch) sowie dem Bruttostromverbrauch in Basisszenario bzw. dem Szenario „konstante Nachfrage“. Die Aufteilung auf die EE-Technologien erfolgt im Wesentlichen proportional zur BMU-Leitstudie unter Berücksichtigung von Potentialausschöpfungen in Absprache mit dem Auftraggeber (Tabelle 3.1 und 3.2).

2020				
	Installierte Leistung [MW]		Erzeugung [GWh]	
	Basisszenario	Konst. Nachfrage	Basisszenario	Konst. Nachfrage
Wasser	4700	4700	22000	22000
Wind onshore	31000	36000	66000	76000
Wind offshore	8700	10000	28000	33000
Photovoltaik	45000	52000	38000	44000
Geothermie	260	300	1400	1700
Biomasse	6700	6700	38000	38000
Summe EE	96 GW	110 GW	194 TWh	215 TWh
Bruttoverbrauch			553 TWh	615 TWh

Tabelle 3.1: Höhe und Zusammensetzung der künftigen EE-Erzeugung – 2020

2030				
	Installierte Leistung [MW]		Erzeugung [GWh]	
	Basisszenario	Konst. Nachfrage	Basisszenario	Konst. Nachfrage
Wasser	4900	4900	24000	24000
Wind onshore	30000	37000	69000	86000
Wind offshore	20000	25000	76000	94000
Photovoltaik	50000	62000	45000	56000
Geothermie	800	990	5200	6500
Biomasse	7300	7300	42000	42000
Summe EE	113 GW	137 GW	261 TWh	307 TWh
Bruttoverbrauch			522 TWh	615 TWh

Tabelle 3.2: Höhe und Zusammensetzung der künftigen EE-Erzeugung – 2030

Die EE-Erzeugung ist weitgehend nicht disponibel, mit Ausnahme des Zubaus an Biomasseanlagen, die als disponibel angenommen werden.¹³

Entwicklung der KWK

Für den Bereich konventioneller KWK-Anlagen wird von einem moderaten Zubau um ca. 11% bis 2020 und 14% bis 2030 gemäß dena [7] bzw. auch BMU-Leitstudie ausgegangen (Tabelle 3.3). Die Stromerzeugung dieser Anlagen ist z. T. wärmegeführt und damit nicht disponibel, wobei dieser Anteil aufgrund der Schwankung des Wärmebedarfs saisonal variiert.

Für EE-basierte KWK (Biomasse) wird auf Basis von Einschätzungen des Auftraggebers ein Zubau von 2.500 MW bis 2030 angesetzt, der, wie oben erwähnt, als disponibel angenommen wird.

¹³ Dies basiert auf der Erwartung, dass durch Anreize zur bedarfsgerechten Einspeisung Neuanlagen künftig auf flexiblere Fahrweise (geringere Volllaststundenzahl) ausgelegt werden.

[MW]	Bestand	2020	2030
EE-KWK disponibel	-	1900	2500
EE-KWK nicht disp.	4800	4800	4800
Fossile KWK	18600	20800	21200
Gesamt	23400	27400	28700

Tabelle 3.3: Annahmen zur Entwicklung der KWK

Entwicklung des konventionellen Erzeugungssystems

Für das konventionelle Erzeugungssystem wird zum einen ausgehend vom aktuellen Bestand eine „Sterbelinie“ angenommen.¹⁴ Zu berücksichtigen ist, dass die angesetzte Lebensdauer für bestehende Kraftwerke eine maßgebliche Einflussgröße für die Bewertung des Energieversorgungssystems darstellt. Wir unterstellen eine Lebensdauer von – je nach Art der Anlage – 40-50 Jahren, was sowohl praxisnahen Durchschnittswerten als auch den bekannten Veröffentlichungen der dena entspricht.

Bezüglich der Laufzeit der Kernkraftwerke wird, entsprechend dem zum Zeitpunkt der Durchführung der Analyse (Frühjahr 2011) vorliegenden Diskussionsstand, der ursprüngliche Fahrplan des Kernenergieausstiegs aus dem Jahr 2002 zugrunde gelegt, ergänzt um die sofortige und dauerhafte Abschaltung der vom sog. Moratorium betroffenen Anlagen. Dies entspricht für 2020 sehr weitgehend und für 2030 vollständig der jüngsten Novelle des Atomgesetzes.

Darüber hinaus werden derzeit in Bau befindliche Kraftwerke als sicherer Zubau berücksichtigt. Entsprechend einer aktuellen Erhebung des BDEW umfasst dies eine Kapazität von ca. 12 GW. Per Saldo ergibt sich für die sicher vorhandene Kapazität konventioneller Kraftwerke ein Rückgang von 33 GW bis 2030 (Bild 3.1). Über diesen sicheren Bestand hinausgehende Erzeugungsleistung stellt einen Freiheitsgrad im Sinne dieser Untersuchung dar, d. h. eine Option zur Deckung des Bedarfs an zusätzlichen Flexibilitäten.

¹⁴ Quelle: Eigene Expertise IAEW auf Basis der Altersstruktur der Anlagen

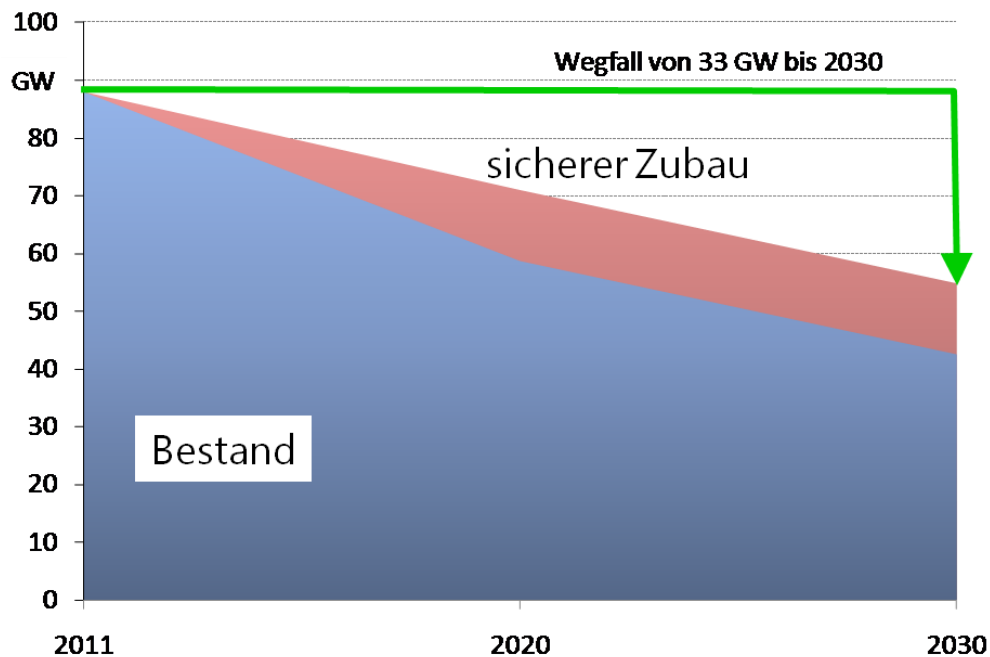


Bild 3.1: Sichere Entwicklung der installierten Leistung konventioneller Erzeugungsanlagen

3.2 Zusätzlicher Flexibilitätsbedarf aufgrund von Gradienten der Residuallast

Die Residuallast ist die Differenz zwischen Nachfrage und nicht disponibler Erzeugung. Aufgrund des – teils zufälligen, teils witterungsbedingt korrelierten – Zusammenfallens von Veränderungen der Einzelkomponenten unterliegt die Residuallast Schwankungen, die deutlich stärker als die einer einzelnen Komponente ausfallen können (s. Beispielverläufe in Bild 3.2)

Die Gradientenanalyse basiert auf dem systematischen Vergleich der Residuallasten jeweils angrenzender Zeitintervalle. Entscheidend für den Flexibilitätsbedarf sind die maximalen (Beträge der) Gradienten im Verlauf eines Betrachtungsjahrs. Die Auswertung wird für drei unterschiedliche Abtastraten von einer Viertelstunde, einer Stunde und vier Stunden durchgeführt.

Die maximalen Gradienten weisen bereits 2020 im Basisszenario erhebliche Werte von 4,9 GW, 11 GW bzw. 32 GW auf (Tabelle 3.4) und nehmen bis 2030 um weitere 10-25% zu.

Darüber hinaus zeigt sich eine deutliche Abhängigkeit der Gradienten von der angenommenen Nachfrageentwicklung.

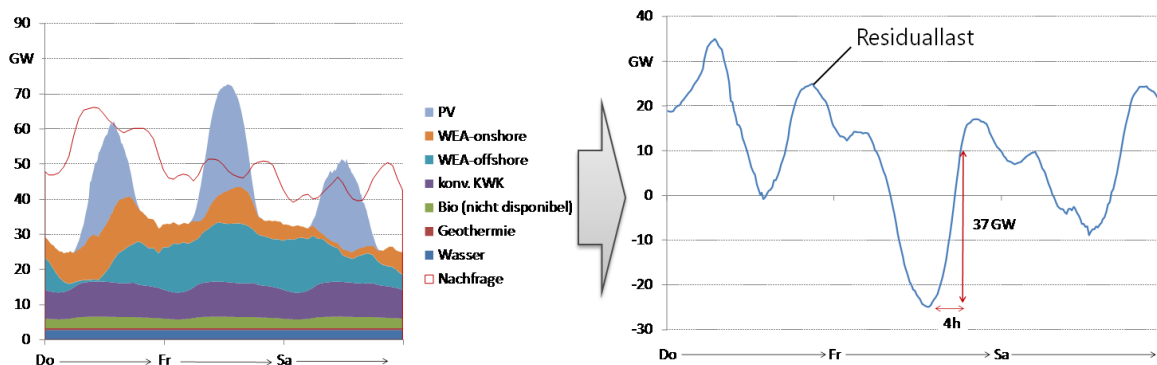


Bild 3.2: Beispielhafter Verlauf von nicht disponibler Erzeugung und Nachfrage (links) sowie resultierende Residuallast (rechts) – Basisszenario 2030, Aprilwoche

Szenario	Jahr	Max. Gradienten (Absolutbeträge) in GW		
		¼ h	1h	4h
Basis-szenario	2020	4,9	11	32
	2030	5,4	14	37
Konst. Nachfrage	2020	5,7	13	37
	2030	6,6	17	45

Tabelle 3.4: Maximale Viertelstunden-, Stunden- und Vier-Stunden-Gradienten der Residuallast

Im Hinblick auf die notwendige Flexibilität im Bereich der disponiblen Erzeugung ergeben sich hieraus zweierlei Konsequenzen:

- Wie in Abschnitt 0 erläutert, bestimmen die Viertelstundengradienten den Bedarf an Sekundärregelreserve, der 50% des maximalen Gradienten beträgt. Diese Reserve in Höhe von je nach Betrachtungsjahr und Szenario 2,4-3,3 GW steht für die Deckung der Residuallast nicht zur Verfügung.
- Zum Ausgleich der erheblichen Gradienten im Bereich von einer Stunde und darüber hinaus sind die Leistungsänderungsgeschwindigkeiten der disponiblen Kraftwerke zwar

grundsätzlich ausreichend, so dass sich hieraus kein technischer Flexibilitätsbedarf ergibt. Dennoch stellt die praktische Bewältigung dieser Gradienten eine große Herausforderung dar:

- Die summarische Leistungsänderungsgeschwindigkeit des Anlagenkollektivs ist nur dann ausreichend, wenn eine genügend große Zahl von Kraftwerken in Betrieb ist. Gerade bei starken positiven Residuallastgradienten ausgehend von einem niedrigen Ausgangsniveau ist dies nicht automatisch sichergestellt. Vielmehr kann es erforderlich sein, bereits vorzeitig Kraftwerke anzufahren und in Teillast zu betreiben.
- Die erforderliche kumulierte Leistungsänderung muss durch viele unabhängig betriebene Erzeugungsanlagen erbracht werden. Die bisherige Praxis der Erzeugungsplanung auf Basis von Viertelstunden-Mittelwerten je Bilanzkreis stellt die hierfür notwendige Synchronisierung nicht automatisch sicher.

Beide Aspekte erfordern ein konzertiertes und koordiniertes Handeln vieler unabhängiger Betreiber von Erzeugungsanlagen im Hinblick auf ein globales Bedarfssignal, das sich auf die zeitliche Änderung der Residuallast bezieht. Es bestehen jedoch keine Marktprozesse, die ein solches Bedarfssignal abbilden und die notwendige Koordination der Erzeugung gewährleisten können. Die zu erwartenden Gradienten stellen insofern trotz grundsätzlicher technischer Beherrschbarkeit eine erhebliche betrieblich-organisatorische Herausforderung dar, wenngleich die hieraus sich ergebenden Mehrkosten hier nicht quantifizierbar sind.

Darüber hinaus bewirkt der vermehrte Teillastbetrieb von Kraftwerken zur „Vorbereitung“ auf Residuallastgradienten einen insgesamt ineffizienteren Kraftwerkseinsatz, aus dem höhere Erzeugungskosten und ggf. ein erhöhter CO₂-Ausstoß resultieren.

3.3 Zusätzlicher Flexibilitätsbedarf aufgrund von Erzeugungsdefiziten und -überschüssen

Zur Ermittlung des zusätzlichen Flexibilitätsbedarfs werden diejenigen Defizite und Überschüsse ermittelt, die nach dem Einsatz aller sicheren Flexibilitäten jeweils verbleiben. Die verfügbare konventionelle Erzeugung ist dabei bereits um die notwendige Sekundärregelreserve verringert.

Die Auswertung zeigt, dass die sicheren Flexibilitäten schon 2020 nicht mehr ausreichen, um Defizite zu verhindern (Tabelle 3.5). Bis zum Jahr 2030 steigen die Defizite deutlich an. Dies betrifft zum einen die maximale Leistung, noch viel mehr jedoch die Dauer und Energiemenge der stärksten Defizitphasen. Schon im Basisszenario ist die längste Defizitphase mit 200 h länger als eine Woche.

	Jahr	Extremwerte der Defizitphasen			Jahresmenge
		Leistung [GW]	Energie [GWh]	Dauer (h)	kumulierte Energie [GWh/a]
Basisszenario	2020	8	33	21	350
	2030	17	470	220	3.200
Konstante Nachfrage	2020	16	340	120	3.400
	2030	30	2.100	400	16.000

Tabelle 3.5: Defizite nach Einsatz sicherer Flexibilitäten

Dies macht deutlich, dass bei der Abwägung zwischen unterschiedlichen Flexibilitätsoptionen nicht nur Anforderungen an die Leistung, sondern insbesondere auch an die benötigten Energiemengen zur Überbrückung von Defizitphasen zu beachten sind.

Darüber hinaus zeigen die Ergebnisse einen deutlichen Einfluss der Annahmen zur Nachfrageentwicklung. Wenn die Nachfrage anstatt der im Energiekonzept der Bundesregierung angestrebten Senkung konstant bleibt, so verdoppelt sich die Defizitleistung, und die längste Defizitphase dauert bereits in 2020 mehrere Tage.

Die Überschüsse in Phasen hoher EE-Erzeugung weisen sogar noch erheblich größere Werte auf als die Defizite (Tabelle 3.6). Allerdings bedingen sie keine Zunahme der technisch notwendigen Flexibilitäten. Hierauf gehen wir im folgenden Abschnitt näher ein.

	Jahr	Extremwerte der Überschussphasen			Jahresmenge
		Leistung [GW]	Energie [GWh]	Dauer (h)	kumulierte Energie [GWh/a]
Basisszenario	2020	-22	-240	59	-1.400
	2030	-41	-1.600	650	-11.000
Konstante Nachfrage	2020	-25	-210	56	-1.300
	2030	-49	-1.200	420	-10.000

Tabelle 3.6: Überschüsse nach Einsatz sicherer Flexibilitäten

3.4 Ableitung von Varianten zur Deckung des Flexibilitätsbedarfs

3.4.1 Optionen

Die oben aufgezeigten Erzeugungsdefizite bedingen zwangsläufig einen zusätzlichen Flexibilitätsbedarf. Wenn dieser anteilig durch Flexibilitäten zur zeitlichen Verschiebung der Residuallast gedeckt wird, dann muss zunächst die Wirkung dieser Flexibilitäten bestimmt werden, um ggf. noch verbleibende Defizite zu bestimmen, die durch konventionelle Kraftwerke (Neubau oder Retrofit von Bestandsanlagen, deren Stilllegung unterstellt wurde) zu decken sind.

Erzeugungsüberschüsse erfordern dagegen nicht zwingend zusätzliche Flexibilitäten, denn eine Abregelung der Erzeugung von EE-Anlagen ist prinzipiell stets möglich.

Daneben können Kurzfristspeicher (Pumpspeicher, Batterien) und DSM einen Beitrag zur Reduktion von Überschüssen leisten, indem Überschussstrom eingespeichert wird bzw. ein „Vorziehen“ von Nachfrage erfolgt. Das Potenzial ist jedoch insbesondere hinsichtlich der Energie (Einspeicherdauer) begrenzt, so dass diese Technologien keine vollständige Lösungsoption zur Vermeidung von Überschüssen darstellen.

Diese kann nach derzeitigem Kenntnisstand nur durch die sog. Methanisierung erreicht werden. Dabei wird Überschussstrom in synthetisches Gas umgewandelt, das im Erdgasnetz

gespeichert und später in Gaskraftwerken rückverstromt wird. Aufgrund der Speicherkapazitäten im Gasversorgungssystem ist so eine Langfristspeicherung auch großer Energiemengen überschüssigen (EE-)Stroms möglich.¹⁵ Allerdings ist nach derzeitiger Experteneinschätzung davon auszugehen, dass Methanisierungsanlagen im Betrachtungszeitraum dieser Untersuchung hohe Investitionskosten und einen relativ geringen Zykluswirkungsgrad aufweisen werden.¹⁶ Wir berücksichtigen die Option der Methanisierung in der Flexibilitätsvariante 1 („Speicher progressiv“). Die Kapazität wird dabei so ausgelegt, dass die nach Export und Einsatz von Speichern und DSM verbleibenden Überschüsse vollständig methanisiert werden können.

Eine weitere Alternative stellen sog. EE-Elektroheizer in Fernwärmesystemen dar. Dabei wird Überschussstrom zur Wärmeerzeugung genutzt, wodurch eine Flexibilisierung der KWK-Erzeugung erzielt wird, weil die Stromerzeugung dieser KWK-Anlagen entsprechend reduziert werden kann. Eine weitere Flexibilisierung ist durch den Einsatz von Wärmespeichern möglich, die Wärmebedarf und wärmegeführte Stromerzeugung in begrenztem Maße zeitlich entkoppeln. Nach Einschätzung des BDEW besteht im Bereich der EE-Elektroheizer ein Potenzial von ca. 5-7 GW bei moderaten Kosten. Damit bildet die Flexibilisierung der KWK in Bezug auf die Nutzung von Überschussstrom eine in diesem Rahmen wirtschaftliche Alternative zur Methanisierung. Ein Beitrag zur Defizitdeckung und damit Substitution sonstiger Flexibilitäten zur zeitlichen Verschiebung von Residuallast entsteht jedoch erst durch Wärmespeicher. Diesen Beitrag berücksichtigen wir in den betrachteten Flexibilitätsvarianten 1 („Speicher progressiv“) und 2 („Speicher konservativ“) in jeweils unterschiedlichem Umfang.

¹⁵ In geringen Anteilen lässt sich dem Erdgas auch synthetisch effizienter zu erzeugender Wasserstoff beimeschen, wodurch die Anlagen zur Umwandlung von Strom in Gas wirtschaftlicher wären als bei Methanererzeugung. Wenn die Umwandlung von Überschussstrom in Gas langfristig jedoch in einem Umfang von systemtechnischer Bedeutung erfolgen soll, ist davon auszugehen, dass durch temporäre und lokale Konzentrationen eine Nutzung der vorhandenen Erdgasnetze grundsätzlich nur bei Methanisierung möglich sein wird.

¹⁶ Anstatt der Rückverstromung könnte das synthetisch erzeugte Gas auch anderweitig, etwa zur Wärmegewinnung, genutzt werden. Dies könnte in Bezug auf die Deckung des Gesamtenergiebedarfs wirtschaftlicher als die Rückverstromung sein. Allerdings würde der zur Methanisierung eingesetzte EE-Strom dann nicht zur Deckung der Stromnachfrage beitragen. Eine energieträgerübergreifende Betrachtung ist nicht Gegenstand dieser Studie und würde die Einbeziehung einer Vielzahl weiterer Wechselwirkungen erfordern.

3.4.2 Wirkung der zusätzlichen Flexibilitäten zur zeitlichen Verschiebung der Residuallast

Tabelle 3.7 zeigt die auf Basis der o. g. Erwägungen und unter Berücksichtigung von Potenzi-aleinschätzungen abgeleiteten Varianten von Flexibilitäten, die eine zeitliche Verschiebung der Residuallast erlauben. Ausgehend vom bestehenden Niveau (Variante 3) werden über Variante 2 zu Variante 1 zunehmend Potenziale genutzt.

	[MW]	Var. 1		Var. 2		Var. 3	
		2020	2030	2020	2030	2020	2030
Speicher- dauer: „beliebig“ (optimier- bar)	Pumpspeicher	9.700	9.700	8.700	8.700	6.700	6.700
	Druckluftspeicher diabat	320	320	320	320	320	320
	Druckluftspeicher adiabat	2.000	2.000	0	0	0	0
Lastver- schiebung um wenige Stunden	Flexibilisierung KWK [*]	2.500	2.500	1.200	1.200	0	0
	E-Mobility ^{**}	900	5.500	900	5.500	0	0
	Zubau Wärmepumpen	2.100	3.400	2.100	3.400	0	0
	Sonstiges DSM	1.800	3.700	1.200	1.800	0	0

Tabelle 3.7: Drei Varianten zur Deckung des Flexibilitätsbedarfs: Gesamtleistung von Flexi-bilitäten zur zeitlichen Verschiebung der Residuallast – Summe aus sicheren und zusätzlichen Flexibilitäten (Var. 3: nur sichere Flexibilität)

*: durch Einsatz von Wärmespeichern

** : Berücksichtigung nur teilweiser Nutzbarkeit als Flexibilität (nur anteilig rei-ne E-Kfz, begrenzte Teilnahmequote, Mindestladestand)

Der darüber hinaus in den drei Flexibilitätsvarianten jeweils noch benötigte zusätzliche Be-darf an konventionellen Kraftwerkskapazitäten (Zubau oder Retrofit) ist davon abhängig, inwieweit die Erzeugungsdefizite durch den Einsatz der Lastverschiebungspotenziale verrin-gert werden.

Tabelle 3.8 zeigt am Beispiel des Basisszenarios die Auswirkungen des DSM auf die Defizite. In der ganz rechten Spalte ist zu erkennen, dass die zusätzlichen Flexibilitäten in den Varian-ten 2 und 1 eine deutliche Reduktion der im Jahresverlauf auftretenden Defizitenergie bewir-ken.

Jahr	Flexibilitäts- variante	Extremwerte der Defizitphasen			Jahresmenge
		Leistung	Energie	Dauer	kumulierte Energie
		[GW]	[GWh]	[h]	[GWh/a]
2020	Var. 1	6,2	26	22	200
	Var. 2	6,2	30	22	220
	Var. 3	7,6	33	21	350
2030	Var. 1	17	450	210	1900
	Var. 2	17	450	210	2100
	Var. 3	17	470	220	3200

Tabelle 3.8: Auswirkung von DSM (einschließlich Flexibilisierung von KWK und Wärmepumpen sowie E-Mobility) auf Höhe, Dauer und Energie von Defizitphasen im Basisszenario

Allerdings kommt dies den jeweils gravierendsten Defizitphasen (Spalten in der Tabellenmitte) kaum zugute. Vielmehr wird die Reduktion der Defizitenergie fast ausschließlich durch die effektive Residuallastglättung bei kürzeren Defizitphasen erreicht. Für den Bedarf an konventionellen Erzeugungskapazitäten ist aber die jeweils höchste Defizitleistung bestimmend, die aufgrund der nur begrenzten Wirkungsdauer des DSM in 2020 nur geringfügig und in 2030 gar nicht verringert wird.

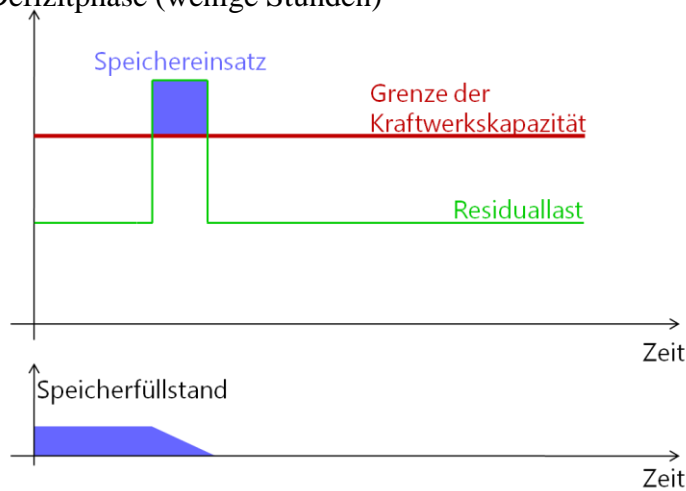
Die zusätzliche Berücksichtigung von Pump- und Druckluftspeichern gemäß Tabelle 3.7 hat, da diese aufgrund der begrenzten Speichervolumina ebenfalls nur kurze Veränderungen der Residuallast ermöglichen, denselben Effekt, d. h. eine weitere Reduktion der Defizitenergie, aber keine (weitere) Verringerung der maximalen Defizitleistung.

Der Bedarf an zusätzlicher konventioneller Erzeugungskapazität ist daher mit Ausnahme von Variante 3 im Jahr 2020 in allen Varianten identisch. Dies gilt auch für das Szenario mit konstanter Nachfrage, aufgrund der dort noch höheren Defizite auch in 2020 bereits für alle Varianten.

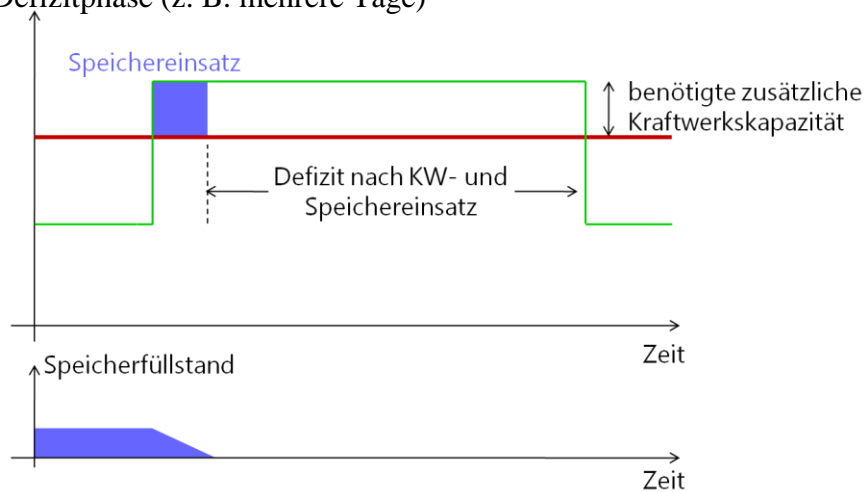
Der für dieses Ergebnis verantwortliche Effekt lässt sich anhand eines Prinzipbeispiels illustrieren (Bild 3.3). Zunächst wird eine kurze Defizitphase betrachtet, bei der die Residuallast die verfügbare Kraftwerkskapazität nur für wenige Stunden überschreitet (Bild 3.3 a). Die verfügbare Speicherkapazität reicht aus, um diese Defizitphase zu überbrücken.

Dauert die Defizitphase jedoch lange (z. B. mehrere Tage, Bild 3.3 b), so kann die Residuallast lediglich in den ersten Stunden durch Speichereinsatz vollständig gedeckt werden. Wenn, wie hier vereinfachend angenommen, die Residuallast während der langen Defizitphase ein konstantes Niveau hat, dann ist die zur Lastdeckung benötigte zusätzliche Kraftwerkskapazität davon unabhängig, für wie lange der Speicherinhalt zu Beginn der Defizitphase noch ausreicht. Daher hat eine Erhöhung der Speicherkapazität, sofern sie zur vollständigen Überbrückung der Defizitphase weiterhin nicht ausreicht (Bild 3.3 c), keinen Einfluss auf die zusätzlich benötigte Kraftwerkskapazität (d. h. die maximale Defizitleistung bleibt gleich), sondern reduziert lediglich die Defizitenergie.

a) Kurze Defizitphase (wenige Stunden)



b) Lange Defizitphase (z. B. mehrere Tage)



c) Lange Defizitphase (z. B. mehrere Tage) – Erhöhung der Speicherkapazität

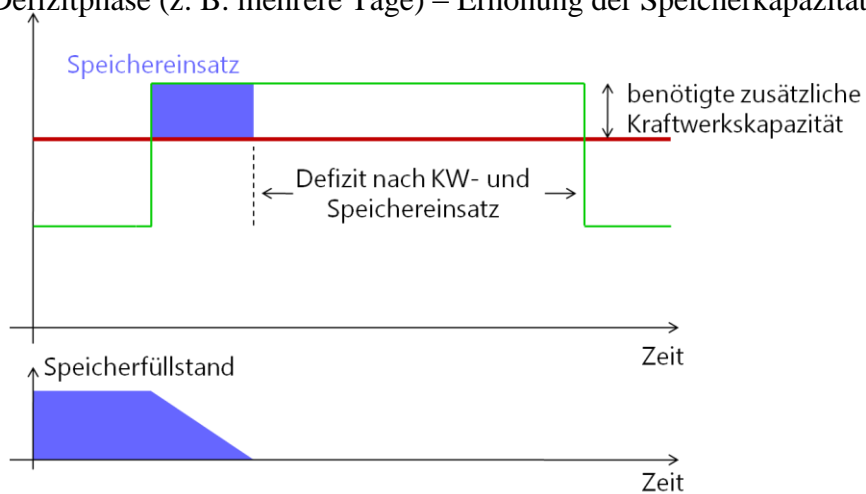


Bild 3.3: Prinzipbeispiel zur Wirksamkeit von Kurzfristspeichern bei Defiziten

3.4.3 Drei Varianten zusätzlicher Flexibilitäten

Auf Basis der im vorigen Abschnitt diskutierten Defizitbewertung und unter Berücksichtigung der durchschnittlichen Nichtverfügbarkeit konventioneller Kraftwerke ergibt sich schließlich die Zusammensetzung der im Folgenden bewerteten drei Varianten zusätzlicher Flexibilitäten (Tabelle 3.9). In Variante 1 wird zusätzlich die Methanisierung von Überschussstrom betrachtet. Die Kapazität wird dabei so ausgelegt, dass die nach Export und Einsatz von Speichern und DSM verbleibenden Überschüsse vollständig methanisiert werden können.

[GW]	Basisszenario		Konst. Nachfrage	
	2020	2030	2020	2030
Var. 1 – Speicher progressiv				
-Speicher (PSW, CAES)	5,0	5,0	5,0	5,0
-DSM	7,3	15	7,3	15
-Methanisierung	1,9	25,3	6	31,4
-GuD	3,4	9,6	7,8	16,3
-Gasturbine	3,4	9,6	7,8	16,3
Var. 2 – Speicher konservativ				
-Speicher (PSW, CAES)	2,0	2,0	2,0	2,0
-DSM	5,5	12	5,5	12
-Kohle	2,0	6,0	2,0	6,0
-GuD	2,4	6,5	6,8	13,1
-Gasturbine	2,4	6,5	6,8	13,1
Var. 3 – konventionelle Kraftwerke				
-Kohle	2,0	6,0	2,0	6,0
-GuD	3,1	6,5	7,6	13,1
-Gasturbine	3,1	6,5	7,6	13,1

Tabelle 3.9: Drei Varianten zur Deckung des zusätzlichen Flexibilitätsbedarfs – Kapazitäts-zubau (über sicheren Zubau hinaus)

Aufgrund der geschilderten zeitlich begrenzten Wirkung der Speicherkapazitäten ergibt sich in allen drei Varianten in etwa der gleiche Bedarf an zusätzlicher konventioneller Kraftwerkskapazität von 7-19 GW im Basisszenario und 16-32 GW im Szenario „konstante Nachfrage“.

Dieser Bedarf wird im Folgenden entsprechend der Aufteilung gemäß Tabelle 3.9 beispielhaft durch einen Mix aus neuen GuD- und Gasturbinen-Kapazitäten, in Varianten 2 und 3 ergänzt um einen kleineren Teil an neuen Kohle-Kraftwerkskapazitäten, gedeckt.

Wie bereits erwähnt, besteht grundsätzlich aber auch die Option, den Kapazitätsbedarf anstatt mit neuen Kraftwerkskapazitäten mit dem Weiterbetrieb von Bestandskraftwerken über die

bisher veranschlagte Lebensdauer von 40-50 Jahren hinaus zu decken. Lebensdauer verlängernde, sog. Retrofit-Maßnahmen könnten sich je nach Marktbedingungen als wirtschaftlichere Alternative zum Neubau darstellen. Dies hätte ggf. Einfluss auf die – ohnehin großen Unsicherheiten unterliegende – Kostenwirkung, nicht jedoch auf die Höhe des Gesamtbedarfs an konventioneller Erzeugungskapazität.

4 Bewertung der Flexibilitätsvarianten

4.1 Kosten

Für die Bestimmung der Investitionskosten wird, wie oben erwähnt, hinsichtlich konventioneller Kraftwerkskapazität ein Zubau betrachtet, da eine Kostenabschätzung von eventuell möglichen Retrofitmaßnahmen nicht verlässlich durchführbar ist. Die Investitionskosten betragen bei vorsichtiger Abschätzung¹⁷ im Basisszenario ca. 6 Mrd. € bis 2020 bzw. 16 Mrd. € bis 2030 (Bild 4.1) – über die bereits in Bau befindlichen sicheren Zubauten¹⁸ mit Kosten von ca. 18 Mrd. € hinaus. Durch Nutzung von Retrofitpotenzialen könnten diese Kosten möglicherweise geringer ausfallen. Aufgrund des geringen Einflusses des Speicherzubaues bzw. der Aktivierung von DSM-Potenzialen auf den Bedarf an konventionellen Kraftwerken sind deren Kosten in Varianten 2 und 3 fast (2020) bzw. völlig (2030) identisch, so dass Variante 2 aufgrund der Mehrkosten für Speicher und – hier nicht quantifizierbar – DSM höhere Gesamtkosten aufweist. In Variante 1 dominiert, insbesondere in 2030, die Methanisierung die Höhe der Investitionskosten.

Wenn die gemäß Energiekonzept der Bundesregierung angestrebte Verringerung der Nachfrage nicht erzielt wird (Szenario „konstante Nachfrage“), ergibt sich ein deutlicher Anstieg der Investitionskosten (Bild 4.2). Dies gilt in grundsätzlich ähnlicher Weise für alle drei Varianten, so dass die Aussagen zur deren Relation untereinander auch für dieses Szenario gelten.

Auch bei einer ebenfalls durchgeführten Bewertung der Summe aus Betriebskosten und – annuisierten – Investitionskosten zeigen sich die gleichen relativen Kostendifferenzen zwischen den Flexibilitätsvarianten, weil die Mehrkosten für Investitionen in kurzfristige Flexibilitäten und Methanisierung nicht durch Einsparung von Brennstoffkosten aufgewogen werden.

Generell ist anzumerken, dass die Investitionskosten in Kraftwerks- und Speicherkapazitäten im Vergleich zu den für den Ausbau der EE-Kapazitäten veranschlagten über 150 Mrd. € [2]

¹⁷ Die Berechnungen basieren auf den Kostenansätzen der BMU-Leitstudie 2010, die nach Einschätzung von BDEW ca. 10-20% unter dem real zu erwartenden Niveau liegen.

¹⁸ Gem. Erhebung seitens BDEW, s. Abschnitt 3.1

gering ausfallen. Lediglich bei hohen Investitionen in Langzeitspeicher via Methanisierung könnten mit 60 bis über 80 Mrd. € nennenswerte Höhen erreicht werden.

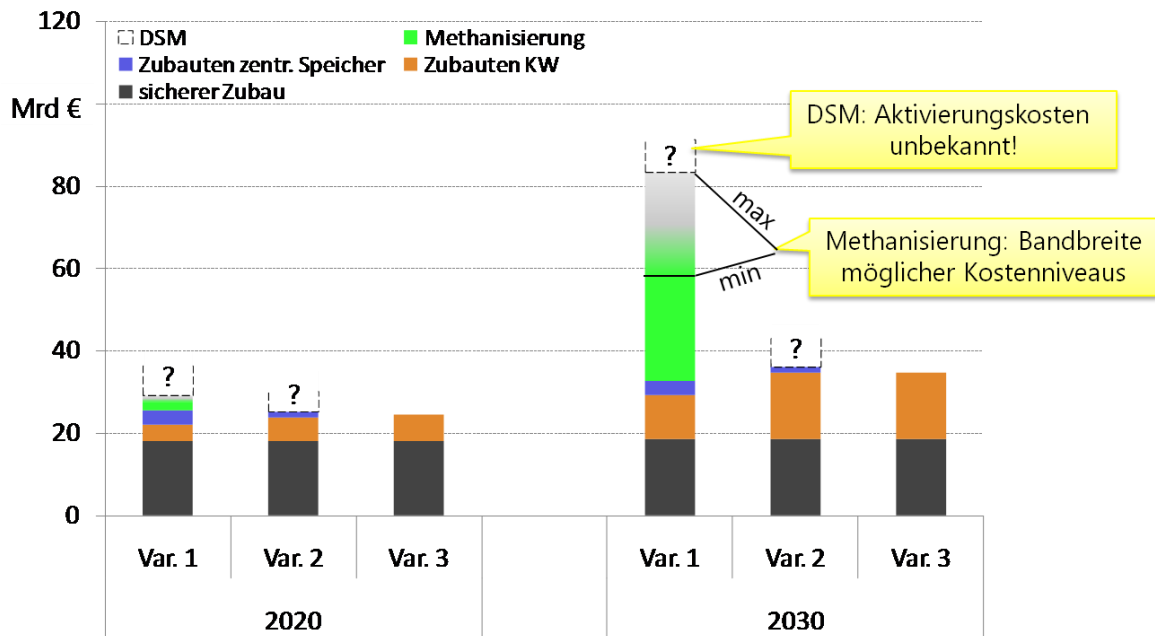


Bild 4.1: Investitionskosten – Basisszenario

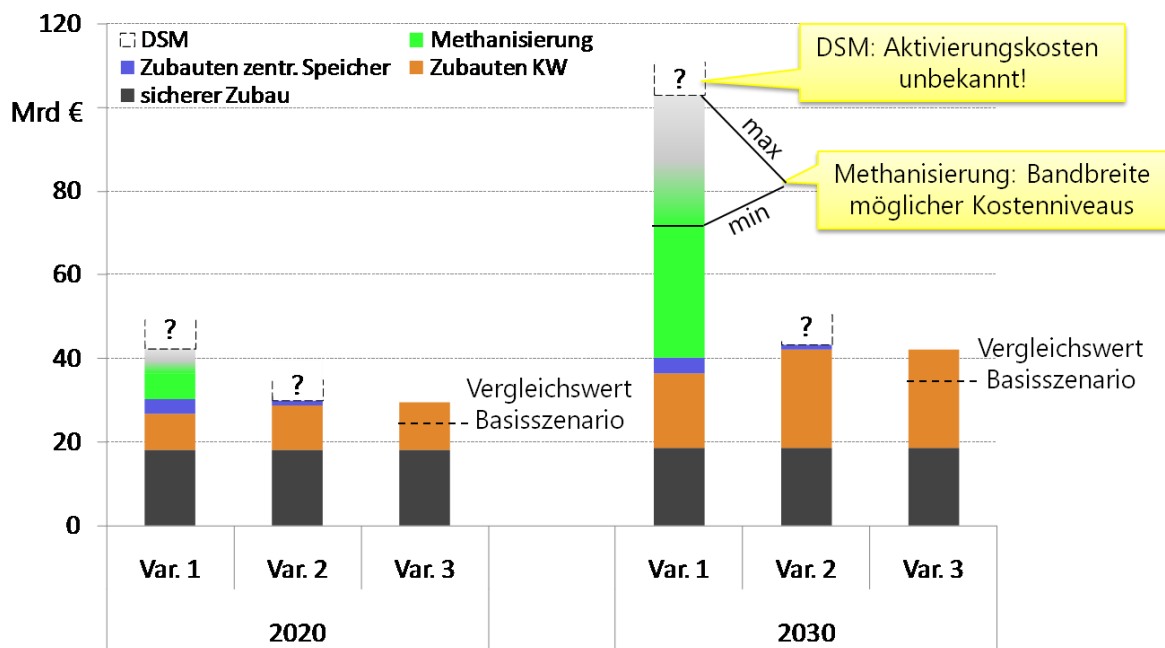


Bild 4.2: Investitionskosten – Szenario „konstante Nachfrage“

4.2 Auslastung der Erzeugungsanlagen am oberen Rand der Merit Order

Für die Wirtschaftlichkeit von Investitionen insbesondere in hocheffiziente, aber kapitalintensive Kraftwerke ist die erzielbare Anlagenauslastung von großer Bedeutung. Neue Anlagen ordnen sich aufgrund ihrer Effizienz i. A. am unteren Ende der Merit Order innerhalb ihrer jeweiligen Technologieklasse ein. Dabei verdrängen sie Bestandsanlagen, deren Auslastung entsprechend zurückgeht. Für die generelle Beurteilung der Wirtschaftlichkeit ist es daher zweckmäßig, die durchschnittliche Auslastung je Technologieklasse zu untersuchen.

Zu diesem Zweck wurde im Rahmen der Untersuchung eine Simulationsrechnung für die jederzeitige Deckung der Residuallast durchgeführt, bei der sowohl der jeweils noch vorhandene Umfang der Bestandsanlagen als auch das in Abschnitt 3.4.3 (Tabelle 3.9) dargestellte Neuanlagen-Portfolio nach dem Merit-Order-Prinzip wirtschaftlich optimiert eingesetzt wurde.

Dabei wurden die Möglichkeiten des internationalen Stromhandels, also des Im- und Exports über die Kuppelstellen, berücksichtigt, wodurch sich die in der nationalen Bilanz festgestellten Defizite geringfügig, die Überschuss-Situationen allerdings erheblich entschärfen lassen.

Für Kraftwerke am oberen Rand der Merit Order wird die Auslastung durch zwei Effekte negativ beeinflusst. Zum einen wird aufgrund der Volatilität der EE-Erzeugung der residuale Energiebedarf im Vergleich zu heute viel stärker reduziert als die von konventionellen Kraftwerken zu deckenden Leistungsspitzen. Zum anderen wirkt sich hier das Zubaukriterium der Versorgungssicherheit aus; dies erfordert, dass Erzeugungskapazität für den Notfall vorgehalten werden muss, die aber aufgrund der im Regelfall bestehenden Optimierungsmöglichkeiten durch internationalen Stromhandel nur selten zum Einsatz kommt.

Hieraus resultieren in allen Varianten niedrige durchschnittliche Volllaststunden, die von 2020 nach 2030 noch weiter sinken (Tabelle 4.1). Gasturbinen kommen lediglich punktuell zum Einsatz.

GuD kommen zwar aufgrund ihrer günstigeren Position in der Merit Order auf höhere Werte als Gasturbinen. Auch ihre Auslastung ist aber, gemessen an üblichen Dimensionen der Wirtschaftlichkeit von Kraftwerken, sehr gering. Die im Vergleich zu den Varianten 2 und 3 höheren Werte für GuD in Variante 1 sind dadurch bedingt, dass hier der konventionelle Kraftwerkszubau ausschließlich in Gaskraftwerken erfolgt, während in Varianten 2 und 3 z. T.

auch zusätzliche Kohlekraftwerke angenommen werden, deren bessere Auslastung die durchschnittliche Auslastung der Gaskraftwerke weiter reduziert.

Basisszenario	2020			2030		
	Var. 1	Var. 2	Var. 3	Var. 1	Var. 2	Var. 3
GuD	2800	2700	1900	1200	360	520
Gasturbine	<10	<10	<10	<10	<10	<10

Konst. Nachfrage	2020			2030		
	Var. 1	Var. 2	Var. 3	Var. 1	Var. 2	Var. 3
GuD	2600	2500	2300	2300	1300	1400
Gasturbine	<20	<10	<20	<20	<10	<10

Tabelle 4.1: Durchschnittliche Volllaststunden von GuD-Kraftwerken und Gasturbinen

4.3 Reduktion der Einspeisung von EE-Anlagen

Wie in Abschnitt 3.4.1 ausgeführt, können Erzeugungüberschüsse grundsätzlich durch fallweises Abregeln von EE-Erzeugung abgefangen werden, so dass sich hieraus kein unmittelbarer Bedarf für zusätzliche Flexibilitäten ergibt. Die Struktur der – zur Deckung von Defiziten – installierten Flexibilitäten sowie die Möglichkeiten des operativen Im- und Exports haben aber einen Einfluss auf die Menge an EE-Erzeugung, auf die letztlich tatsächlich durch Abregeln verzichtet werden muss. Entsprechend zeigt das Ergebnis der Simulation sehr deutlich, dass diese Energiemenge nicht nur von Betrachtungsjahr und Nachfrageszenario abhängig, sondern auch zwischen den drei Flexibilitätsvarianten deutliche Unterschiede aufweist (Bild 4.3). Die zusätzlichen Kapazitäten von Kurzfristspeichern und DSM führen in den Varianten 1 und 2 zu einer Reduktion gegenüber Variante 3; hierdurch ist die in Variante 1 methanisierte Energie geringer als die in den anderen Varianten anfallenden Überschüsse.

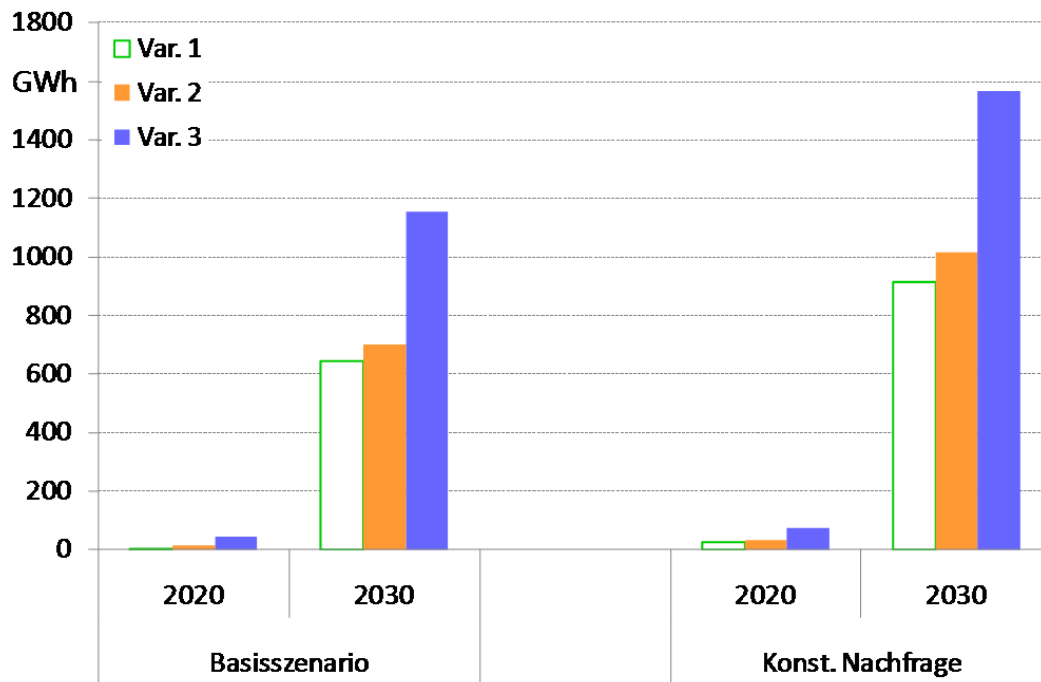


Bild 4.3: Verbleibende Überschüsse nach Einsatz aller Flexibilitäten und Export (in Variante 1 werden Überschüsse vollständig methanisiert, dargestellt ist die hierfür anfallende Überschussenergie)

Bemerkenswert ist jedoch, dass selbst der Maximalwert der abgeregelten EE-Erzeugung (Variante 3) mit knapp 1.200 bzw. 1.600 GWh in 2030 jeweils weniger als 0,5% der gesamten EE-Erzeugung ausmacht, der ökologische Effekt der EE-Abregelung also sehr gering ist.¹⁹

¹⁹ Ohne zusätzliche DSM- und Speicherkapazitäten sowie ohne Nutzung der Exportmöglichkeiten wären bis zu ca. 4% der EE-Erzeugung betroffen, vgl. Tabelle 3.6 (Überschüsse) und Tabelle 3.2 (Summe EE-Erzeugung).

5 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Im Rahmen der Studie werden Simulationsberechnungen für die Jahre 2020 und 2030 durchgeführt. Die wichtigste Kenngröße zur Bestimmung des Bedarfs an flexiblen Erzeugungs- und Speichertechnologien ist dabei die sog. Residuallast, die sich aus der Differenz von Nachfrage und nicht disponibler Erzeugung, v. a. aus erneuerbaren Quellen, ergibt.

Dargebotsabhängige EE-Anlagen (Windkraft und Solarenergie) stellen das Gros des realisierbaren EE-Potenzials dar. Die starke Fluktuation dieser Erzeugung dominiert den Verlauf der Residuallast und bestimmt damit wesentlich den Bedarf an Flexibilität aller übrigen Systemkomponenten.

Kurzfristige Schwankungen der Residuallast führen zu einem erhöhten Bedarf an Regelleistung, die – zumindest in positiver Richtung – in konventionellen Kraftwerken vorgehalten werden muss. Damit steht ein kontinuierlich wachsender Anteil der Kraftwerkskapazität nicht zur Nachfragedeckung zur Verfügung.

Im Bereich einer bis weniger Stunden kann die Residuallast um 30-45 GW ansteigen. Solche Gradienten sind zwar technisch grundsätzlich beherrschbar. Die bisherige Praxis der Erzeugungsplanung auf Basis von Viertelstunden-Mittelwerten je Bilanzkreis stellt die hierfür notwendige Synchronisierung einer Vielzahl unabhängig betriebener Erzeugungsanlagen jedoch nicht sicher, so dass die Etablierung entsprechender Markt- und Organisationsprozesse eine erhebliche Herausforderung darstellt und zu zusätzlichen Kosten, z. B. für technisch notwendige, betriebswirtschaftlich aber unrentable Kraftwerksbetriebszustände, führen kann.

Darüber hinaus treten im Jahresverlauf hohe und lange andauernde Erzeugungsdefizite auf, weil z. B. aufgrund von Flauten die dargebotsabhängige EE-Erzeugung über längere Zeiträume nur einen geringen Beitrag zur Nachfragedeckung leisten kann. Einzelne Defizitphasen, in denen diese Lücken von der sicher verfügbaren konventionellen Erzeugung nicht kompensiert werden können, erreichen in 2020 eine Dauer von 20 Stunden, in 2030 von über 200 Stunden. Bei stagnierender (anstatt sinkender) Stromnachfrage können bereits in 2020 Defizitphasen von 5 Tagen Dauer auftreten.

Daneben entstehen aber auch temporäre Erzeugungsüberschüsse, wenn z. B. in Starkwindphasen die nicht disponible Erzeugung die Nachfrage übersteigt. Neben der dargebotsabhängigen EE-Erzeugung trägt hierzu auch der wärmegeführte Anteil der KWK-Erzeugung bei, der durch Maßnahmen zur Flexibilisierung der KWK jedoch künftig sinken wird, was einen

Beitrag zur Integration der EE-Erzeugung darstellt. Zusätzlich ist bzgl. Erzeugungsüberschüssen zu berücksichtigen, dass aus elektrotechnischen Gründen zur Sicherung der Netzstabilität jederzeit eine Mindesterzeugung aus konventionellen Kraftwerken mit Anschluss an das Übertragungsnetz in einer Größenordnung von ca. 10 GW erforderlich ist, um sicherzustellen, dass im Falle eines Netzfehlers keine Ausweitung zum Blackout erfolgt.

Eine Gruppe von Optionen zur Bewältigung dieser Defizite und Überschüsse besteht in Technologien und Maßnahmen zur Anpassung der Nachfrage an das Erzeugungsangebot. Hierzu zählen das sog. Demand Side Management (DSM), die Nutzung der Flexibilität von Batterien in Elektrofahrzeugen, aber auch dedizierte Stromspeicher wie Pumpspeicherwerke oder neue Speichertechnologien. Hinzu kommen Potenziale zur Flexibilisierung von KWK-Fernwärmesystemen, etwa durch Wärmespeicher.

Allen diesen Optionen ist gemeinsam, dass sie eine Verschiebung der Nachfrage um realistischere Weise nur wenige Stunden bewirken können, sei es durch praktische Notwendigkeiten des Nachholens aufgeschobener Nachfrage oder aufgrund begrenzter Speichervolumina. Da einzelne Phasen zusammenhängender Erzeugungsdefizite aber deutlich länger sind, kann hierdurch in 2020 nur ein marginaler und in 2030 gar kein Beitrag zur Reduktion der maximalen Defizitleistungen erzielt werden. (Dauert eine Defizitphase z. B. eine Woche, so ist es für die Höhe der Defizitleistung, die in den Tagen 2 bis 7 auftritt, unerheblich, ob durch forcierten Speicherausbau der Zeitraum der Deckung des Defizits z. B. von 6 auf 18 Stunden ausgedehnt werden kann.) Dennoch können diese Flexibilitätspotenziale im operativen unterjährigen Betrieb einen Beitrag zur Optimierung des Gesamtsystems der elektrischen Energieversorgung leisten.

Die im Jahresverlauf auftretenden Phasen hoher Erzeugungsdefizite erfordern allerdings zusätzlich unabdingbar und langfristig auch unabhängig von der Ausbauentwicklung von Kurzfristspeichern und DSM einen erheblichen Zubau konventioneller Erzeugungskapazität (Neubau oder Retrofit). Über die aktuell in Bau befindlichen Kraftwerke hinaus (ca. 12 GW) werden bis 2020 ca. 6-8 GW und bis 2030 ca. 19 GW benötigt. Gelingt die angestrebte Reduktion der Nachfrage nicht, so wird sogar zusätzliche Kraftwerksleistung von 16 GW (2020) bzw. 32 GW (2030) erforderlich. Weiterer Zubaubedarf kann entstehen, wenn bei unzureichendem Netzausbau regionale Defizite und Überschüsse nicht mehr uneingeschränkt saldiert werden können.

So notwendig der Zubau bzw. Erhalt konventioneller Kraftwerkskapazität ist, so unsicher ist allerdings dessen Wirtschaftlichkeit unter den aktuellen Rahmenbedingungen des Strommarkts. Dies resultiert zum einen aus der Volatilität der EE-Erzeugung, die den residualen Energiebedarf viel stärker reduziert als die zu deckenden Leistungsspitzen. Zum anderen wirkt sich hier das angenommene Kriterium der Versorgungssicherheit aus; dies erfordert, dass Erzeugungskapazität für den Grenzfall vorgehalten werden muss, die aber aufgrund der im Regelfall bestehenden Optimierungsmöglichkeiten durch internationalen Stromhandel nur selten zum Einsatz kommt. Die durchschnittliche Volllaststundenzahl von Gaskraftwerken (GuD) wird unter diesen Bedingungen im Jahr 2020 je nach Speicherausbau bei 2000-3000 Stunden liegen, im Jahr 2030 aber nur noch bei 500-1200 Stunden. Zusätzlich für den Spitzenbedarf benötigte Gasturbinen erreichen sogar nur deutlich geringere Auslastungen von durchschnittlich unter 20 Stunden pro Jahr.

Vor diesem Hintergrund wird deutlich, dass eine Refinanzierung der dringend benötigten Investitionen insbesondere in hocheffiziente, aber kapitalintensive Kraftwerkstechnologien allein über den Absatz erzeugter elektrischer Energie unrealistisch erscheint. Um den weiteren Ausbau der EE-Erzeugung zu ermöglichen, ist es mittelfristig notwendig, die Investitionssicherheit für den komplementären Zubau (bzw. Betriebskostendeckung für den Erhalt) konventioneller Erzeugungsleistung zu schaffen.

Flankierend wird verschiedentlich vorgeschlagen, bei der Bestimmung des Bedarfs an zusätzlicher Kraftwerkskapazität künftig auch grenzüberschreitende Reserven zu berücksichtigen. Allerdings kann ein solcher Ansatz nur ein langfristiges Ziel sein, denn er erfordert eine verbindliche Koordination der nationalen Energiepolitiken mit Blick auf die Versorgungssicherheit – was z. B. angesichts des uneinheitlichen Umgangs der europäischen Länder mit dem Reaktorunglück in Fukushima kurzfristig nicht realistisch scheint.

Die Investitionskosten für zusätzlich benötigte Kraftwerke betragen bei vorsichtiger Abschätzung ca. 6 Mrd. € (bis 2020) bzw. 16 Mrd. € (bis 2030), bei konstanter Nachfrage 11 bzw. 23 Mrd. € – ein nennenswerter Betrag, der sich im Vergleich allein zu den Kosten des in diesem Zeitraum geplanten EE-Zubaus von schätzungsweise über 150 Mrd. € jedoch relativiert, zumal er bei Nutzung von Retrofitmaßnahmen möglicherweise geringer ausfallen kann.

Die genannten Kosten beziehen sich auf Investitionen zur notwendigen Deckung der Erzeugungsdefizite. Bzgl. der Erzeugungsüberschüsse ist es bis zum Jahr 2030 kosteneffizient und ökologisch akzeptabel, die durch Kurzfristspeicher und DSM nicht auffangbare EE-

Erzeugung fallweise abzuregeln. Dies betrifft Leistungsspitzen von bis zu 30 GW, die aber so selten auftreten, dass lediglich auf weniger als 0,5% der potenziellen EE-Erzeugung verzichtet werden muss.

Alternativ bestünde die Möglichkeit, Stromüberschüsse grundsätzlich zu speichern und zeitversetzt zu nutzen. Die einzige aus heutiger Sicht praktikable Technologie zur Langfristspeicherung auch großer Mengen überschüssiger Elektrizität ist die sogenannte Methanisierung, d. h. die Umwandlung in synthetisches Gas und Speicherung im Erdgasnetz. Weil zur Rückverstromung jedoch wiederum Gaskraftwerke benötigt werden, hätte dies zwar Auswirkungen auf den Bedarf an fossilem Erdgas, würde jedoch den Bedarf an zusätzlicher konventioneller Kraftwerkskapazität nicht reduzieren.

Im Betrachtungsbereich bis 2030 hätten umfangreiche Investitionen in Anlagen zur Methanisierung aufgrund des o. g. geringen Effekts einer EE-Abregelung nur einen marginalen ökologischen Nutzen und wären angesichts der andererseits erforderlichen hohen Kapazitäten nach derzeitigem Stand nicht wirtschaftlich.²⁰ Zudem besteht mit den sog. EE-Elektroheizern eine alternative Möglichkeit der Nutzung von Überschussstrom, die freilich vorwiegend der Wärmeversorgung zugutekäme.

Um in der Stromversorgung EE-Anteile von weit über 50% zu erreichen, wird die zeitlich flexible Nutzung von EE-Überschüssen und damit die Technik der Methanisierung jedoch langfristig unabdingbar. Daher sollten Forschung und Entwicklung in diesem Bereich vorangetrieben werden, damit die Technologie für die Zeit nach 2030 zur Verfügung steht. Angesichts des erwarteten geringen Wirkungsgrads von 30-40% (einschließlich Rückverstromung) ist bei der Bewertung von EE-Ausbauzielen dann zu beachten, dass die EE-Erzeugung deutlich stärker als der angestrebte EE-Anteil an der Nachfragedeckung steigen muss.

²⁰ Lokale Projekte in begrenztem Umfang können u. U. wirtschaftlich sein, wenn sich aufgrund verzögerten Netzausbaus regional verstärkte Erzeugungsrestriktionen ergeben, wengleich dies volkswirtschaftlich suboptimal wäre.

Literatur

- [1] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung
www.bmwi.de, www.bmu.de, 28.9.2010
- [2] DLR, Fraunhofer IWES, IfnE
„Leitstudie 2010“ – Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global
Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, BMU – FKZ 03MAP146, Dezember 2010
- [3] Prognos, EWI, GWS
Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung
Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Projekt Nr. 12/10, Basel/Köln/Osnabrück, 27.8.2010
- [4] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
Monitoring-Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie nach § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität
Januar 2011, www.bmwi.de
- [5] Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.)
dena-Netzstudie II – Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Ausblick auf 2025
Endbericht, Berlin, November 2010, www.dena.de
- [6] E-Bridge, IAEW, BET
Abschätzung des Ausbaubedarfs in deutschen Verteilungsnetzen aufgrund von Photovoltaik- und Windeinspeisungen bis 2020
Gutachten im Auftrag des BDEW, Bonn/Aachen, 30.3.2011, www.bdew.de

- [7] Deutsche Energie-Agentur
Kurzanalyse der Kraftwerksplanung in Deutschland bis 2020
Aktualisierung, Februar 2010
- [8] IAEW/FGH/ISET
Bewertung der Optimierungspotenziale zur Integration der Stromerzeugung aus Windenergie in das Übertragungsnetz
Wissenschaftliche Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Endbericht, August 2007, <http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/42024/40870/> (Stand 26.8.2011)
- [9] r2b energy consulting und Consentec
Förderung der Direktvermarktung und der bedarfsgerechten Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien
Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Endbericht, Köln/Aachen, 23.6.2010, www.bmwi.de