



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

Monitoring-Bericht

des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

nach § 51 EnWG

zur Versorgungssicherheit

im Bereich der

leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität

Stand: Juli 2016

Verfasser:

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
Scharnhorststr. 34-37
10115 Berlin
Postanschrift: 11019 Berlin
Telefon: +49 (0)30- 18 615 0
Telefax: +49 (0)30- 18 615 7010

Zusammenfassung

Die Zuverlässigkeit der Stromversorgung insgesamt ist hoch. Die Nichtverfügbarkeit, d. h. die Zeit, die ein Letztverbraucher im Durchschnitt nicht mit Elektrizität versorgt werden kann, betrug 12,7 Minuten im Jahr 2015.¹ Dieser Wert liegt auf dem Niveau des 2014 ermittelten Wertes von 12,3 Minuten und ist im europäischen Vergleich ein besonders gutes Ergebnis.

Die Erzeugungssituation am Strommarkt ist durch deutliche Überkapazitäten gekennzeichnet. Damit steht weiterhin mehr als ausreichend Kraftwerksleistung zur Deckung der Nachfrage zur Verfügung. Aktuelle Erkenntnisse zur wahrscheinlichen Entwicklung der Erzeugung und Last bis 2025 zeigen, dass die Versorgungssicherheit am Strommarkt in Deutschland auch künftig gewahrt bleibt. Grundlage für diese Erkenntnisse sind Studien aus 2015 und 2016, welche Versorgungssicherheit erstmals umfassend europäisch und nach neusten Methoden bewerten.

Eine summarische Betrachtungsweise, die für den Strommarkt zielführend ist, gibt allerdings keine Aufschlüsse über die regionale Verteilung der Erzeugungsleistung innerhalb Deutschlands. Wegen des strukturellen Umbaus der deutschen Stromversorgung und unzureichender Übertragungskapazitäten in Nord-Süd-Richtung herrscht insbesondere im Winter bei hoher Last eine angespannte Situation in den Netzen. Es hat im Berichtszeitraum keine Hinweise auf akute Gefährdungen der Systemsicherheit gegeben. Seit Jahren ist jedoch eine kontinuierliche Zunahme der seitens der Übertragungsnetzbetreiber ergriffenen Maßnahmen, welche zur Einhaltung der Systemsicherheit dienen, festzustellen.

Die Situation in den Übertragungsnetzen wird in den kommenden Jahren angespannt bleiben. Eine dauerhafte und substantielle Entlastung ist erst durch die Realisierung der Nord-Süd-Stromtrassen zu erwarten. Die Bundesregierung hat diverse Maßnahmen beschlossen und Prozesse aufgesetzt, um den verzögerten Netzausbau zu beschleunigen. Die Maßnahmen werden ihre Wirkung jedoch erst nach und nach entfalten können. In den kommenden Wintern werden daher weiterhin

¹ SAIDI = „System Average Interruption Duration Index“

Netzreservekraftwerke zum Erhalt der Versorgungssicherheit benötigt. Der Fortschritt der wichtigsten Netzausbauprojekte wird durch die Bundesnetzagentur überwacht.

Systemsicherheitsrisiken können auch bei Über- und Unterfrequenzen auftreten, da sich Erneuerbaren-Energien-Anlagen in diesen Fällen in der Vergangenheit teilweise automatisch abgeschaltet haben. Deswegen hatte das BMWi in enger Kooperation mit den betroffenen Verbänden, den Netzbetreibern, der Bundesnetzagentur und den zuständigen Bundesministerien Prozesse angestoßen, mit welchen die betroffenen Anlagen – sofern erforderlich – nachgerüstet werden, damit sie sich nicht automatisch abschalten.

Der Großteil der in Deutschland installierten Erneuerbaren-Energien-Anlagen wird nicht auf der Übertragungsnetzebene, sondern auf der Verteilnetzebene angeschlossen. Neben dem Ausbaubedarf in den Übertragungsnetzen besteht daher auch ein Bedarf, die Verteilernetze kontinuierlich auszubauen.

Die Verfügbarkeit der Energieträger für die Stromerzeugung ist als gesichert einzuschätzen. 2015 lag der Anteil des durch heimische Energieträger (Braunkohle, Steinkohle, Gas, erneuerbare Energien) erzeugten Stroms bei etwa 58 %. Dieser Anteil sollte aufgrund des künftigen Zubaus an Erneuerbaren-Energien-Anlagen weiter zunehmen. Rund 15 % des erzeugten Stroms stammt aus Steinkohle, die über den liquiden Weltmarkt bezogen wurde. Die restliche Stromproduktion basiert im Wesentlichen auf ausländischem Uran und Erdgas. Der Stromversorgung in Deutschland liegt folglich ein relativ breiter Erzeugungsmix zwischen den Energieträgern zugrunde, der das Risiko eines Versorgungsengpasses einzelner Energieträger weitgehend minimiert.

Inhaltsverzeichnis

1	Hintergrund.....	7
2	Stromerzeugungskapazitäten.....	9
2.1	Aktueller Bestand an Stromerzeugungskapazitäten.....	9
2.2	Entwicklung von Stromerzeugungskapazitäten bis zum Jahr 2019.....	10
2.3	Stromtausch mit den Nachbarländern	11
2.4	Monitoring und Gewährleistung der Versorgungssicherheit heute	12
2.5	Monitoring und Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Zukunft	15
2.6	Beiträge zur Versorgungssicherheit durch Verbraucher.....	17
3	Stromübertragungskapazitäten	19
3.1	Zustand der Netzinfrastruktur.....	19
3.2	Netzbelastung	19
3.3	Netzausbau	19
4	Systemstabilität	22
4.1	Bewirtschaftung von Netzengpässen	22
4.2	Optimierung der Netzengpassbewirtschaftung.....	23
4.3	Weiterentwicklung Systemdienstleistungen	23
4.4	Nachrüstung dezentraler Erzeugungsanlagen zur Sicherstellung der Frequenzstabilität.....	24
5	Stromerzeugung nach Energieträgern	26
5.1	Anteile der Energieträger an der Stromerzeugung.....	26
5.2	Verfügbarkeit der Primärenergieträger.....	26
6	Quellenverzeichnis	29

1 Hintergrund

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) führt gemäß § 51 Abs. 1 des Gesetzes über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG) ein Monitoring der Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität und Erdgas durch. Nach § 63 Abs. 2 EnWG ist der Monitoring-Bericht zur Versorgungssicherheit im Elektrizitätsbereich mindestens alle zwei Jahre zu erstellen und gemäß Artikel 4 der Richtlinie 2003/54/EG der EU-Kommission zu übermitteln.

Mit dem Monitoring soll die bestehende Versorgungssituation bewertet und ihre künftige Entwicklung untersucht werden. Eventuelle Defizite im Bereich der Versorgungssicherheit früh zu erkennen ist von großer Bedeutung, da erforderliche Investitionen in Kraftwerke und Netze teilweise erhebliche Vorlaufzeiten benötigen. Im Mittelpunkt steht die Frage, ob und inwieweit die Unternehmen im Bereich der Stromerzeugung sowie bei der Stromübertragung und -verteilung ausreichend Vorsorge getroffen haben, um die Nachfrage nach Strom heute und in Zukunft auch in extremen Situationen sicher zu decken. Genauere inhaltliche Vorgaben für den Monitoring-Bericht zur Versorgungssicherheit im Elektrizitätsbereich sind in § 51 EnWG festgelegt.

Unter dem Begriff Versorgungssicherheit wird im Rahmen des Monitoring die dauerhafte und nachhaltige Bedarfsdeckung verstanden. Diese umfasst die folgenden Aspekte der Elektrizitätsversorgung²:

- die Stromerzeugung (s. Kapitel 2),
- den Transport des Stroms (s. Kapitel 3),
- die Gewährleistung der Stabilität des elektrischen Systems (s. Kapitel 4)
- die Verfügbarkeit von Energieträgern für die Stromerzeugung (s. Kapitel 5),

Wesentlicher Bestandteil einer so verstandenen Versorgungssicherheit ist die Zuverlässigkeit der Versorgung.

² Handel und Vertrieb werden im Rahmen dieses Berichts nicht betrachtet.

Die Gewährleistung der Elektrizitätsversorgungssicherheit in Deutschland ist gemäß EnWG prinzipiell Aufgabe der am Strommarkt tätigen Unternehmen. Die nationalen und europarechtlichen Vorgaben setzen dabei einen Rahmen, der die Erreichung dieses ermöglichen soll. Nach den §§ 1 und 2 EnWG sind die Energieversorgungsunternehmen verpflichtet, die leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität sicherzustellen. Bei der näheren Ausgestaltung der Vorgaben unterscheidet das EnWG – im Einklang mit den europarechtlichen Vorgaben – zwischen dem Netzbereich, der einer detaillierten Regulierung unterworfen ist, und den vor- und nachgelagerten Wettbewerbsbereichen, die in erster Linie unter der Aufsicht der Kartellbehörden stehen.

Aufgaben und Pflichten der Netzbetreiber regeln die §§ 11 bis 14 EnWG. Die Übertragungsnetzbetreiber haben gemäß § 12 Abs. 3 EnWG „dauerhaft die Fähigkeit des Netzes sicherzustellen, die Nachfrage nach Übertragung von Elektrizität zu befriedigen und insbesondere durch entsprechende Übertragungskapazität und Zuverlässigkeit des Netzes zur Versorgungssicherheit beizutragen“. Für die Verteilnetzbetreiber gelten gemäß § 14 Abs. 1 EnWG die Regelungen der §§ 12 und 13 EnWG entsprechend.

2 Stromerzeugungskapazitäten

Das folgende Kapitel analysiert zunächst den aktuellen Bestand an Stromerzeugungskapazitäten in Deutschland auf Basis der im Rahmen des jährlichen Monitorings durch die Bundesnetzagentur abgefragten Daten der Kraftwerksbetreiber. Anschließend wird bis zum Betrachtungsjahr 2019 der bundesweit prognostizierte Zu- und Rückbau dargebotsunabhängiger Erzeugungskapazitäten (im Bau befindlich, Netto-Leistung ≥ 10 MW) dargestellt und weiterhin der Stromaustausch Deutschlands mit den Nachbarländern untersucht. Ferner erfolgt eine Auswertung des heutigen und zukünftigen Gleichgewichts zwischen erwarteter Last und Erzeugung am europäischen Strommarkt. Abschließend wird auf die Beiträge zur Versorgungssicherheit durch Verbraucher eingegangen.

2.1 Aktueller Bestand an Stromerzeugungskapazitäten

Seit 2011 werden bei den Kraftwerksbetreibern Daten zur installierten Kraftwerkskapazität (≥ 10 MW), zu geplanten Kraftwerkszubauten und beabsichtigten Kraftwerksstilllegungen im Rahmen des jährlichen Monitorings durch die Bundesnetzagentur abgefragt.

Mit Stand Mai 2016 beinhaltete die Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (s. Tabelle 1) Stromerzeugungsanlagen mit einer Netto-Nennleistung von insgesamt 204,8 GW (exklusive endgültig stillgelegte Anlagen).³ 97,8 GW entfallen dabei auf die erneuerbaren Energien. Die Übertragungsnetzbetreiber haben in ihrem Bericht zur Leistungsbilanz 2015 nach § 12 EnWG – ohne Reserve für Systemdienstleistungen und die ins deutsche Netz direkt einspeisenden ausländischen Kraftwerke – eine sog. gesicherte Leistung von rd. 83,9 GW für 2015 ausgewiesen (Amprion, Tennet, Transnet BW, 50Hertz 2015).

³ Erfasst sind in der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur auch Kraftwerke außerhalb des deutschen Staatsgebiets, sofern diese in eine deutsche Regelzone einspeisen und daher elektrisch dem deutschen Stromnetz zuzuordnen sind. Dies betrifft Kraftwerke aus Luxemburg, Österreich und der Schweiz.

Energieträger	Netto-Nennleistung (elektrisch) in MW
Abfall	1.738
Biomasse	6.980
Braunkohle	21.140
Deponiegas	222
Erdgas	28.494
Geothermie	34
Grubengas	242
Kernenergie	10.800
Klärgas	133
Laufwasser	4.110
Mehrere Energieträger (nicht erneuerbar)	144
Mineralölprodukte	4.236
Pumpspeicher	9.428
Solare Strahlungsenergie	39.332
Sonstige Energieträger (nicht erneuerbar)	2.722
Speicherwasser (ohne Pumpspeicher)	1.533
Steinkohle	28.314
Unbekannter Energieträger (nicht erneuerbar)	259
Windenergie (Offshore)	3.679
Windenergie (Onshore)	41.302
Summe	204.842

Tabelle 1: Installierte elektrische Netto-Nennleistung in MW (Stand 10.05.2016). Quelle: Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (BNetzA 2016a)

2.2 Entwicklung von Stromerzeugungskapazitäten bis zum Jahr 2019

Mit Stand 10.05.2016 wies das Kraftwerks-Monitoring der Bundesnetzagentur bis zum Betrachtungsjahr 2019 einen bundesweiten erwarteten Zubau dargebotsunabhängiger Erzeugungskapazitäten (im Bau befindlich, Netto-Leistung ≥ 10 MW) von 3,3 GW auf (BNetzA 2016b). Der Zubau erfolgt durch Gaskraftwerke mit einer installierten Leistung von ca. 1,9 GW, zwei Steinkohlkraftwerke (ca. 1,1 GW) sowie durch zwei Pumpspeicher von ca. 0,4 GW im Turbinenbetrieb. Zeitgleich wird eine bundesweite Stilllegung von Kraftwerken mit einer Gesamtleistung von 4,7 GW erwartet.⁴ In Summe kann nach derzeitigem Kenntnisstand von einem saldierten Kraftwerksrückbau in Höhe von ca. 1,4 GW ausgegangen werden.

⁴ Stilllegungsankündigungen von Kraftwerken mit Systemrelevanz gemäß § 13a EnWG werden nicht berücksichtigt; sie dürfen derzeit nicht endgültig stillgelegt werden.

2.3 Stromaustausch mit den Nachbarländern

Deutschland war im Jahr 2013 mit einem Überschuss in die Nachbarländer von saldiert ca. 51,8 TWh Netto-Stromexporteur (s. Tabelle 2). Dies entspricht einem Anstieg im Vergleich zu 2014 von rd. 35,5 TWh oder 45,5 Prozent im Vergleich zum Vorjahr. Der mit Abstand größte Import an Strom erfolgte aus Frankreich mit insgesamt rd. 12,1 TWh. Die Hauptexportländer in 2013 waren mit zusammen ca. 57,8 TWh die Niederlande, Österreich und die Schweiz.

	Import aus dem Ausland		Export in das Ausland		Saldo + Exportüberschuss - Importüberschuss
	GWh	Änderung zum Vorjahr %	GWh	Änderung zum Vorjahr %	GWh
Frankreich	12.093	-18,2	1.363	+ 64,4	- 10.730
Tschechien	6.103	- 2,6	6.267	+ 63,6	+ 164
Österreich	3.480	- 36,5	17.774	+ 22,8	+ 14.294
Dänemark	5.143	+ 13,6	2.873	- 27,9	- 2.270
Niederlande	339	- 2,6	23.961	- 1,6	+ 23.622
Schweiz	3.020	- 34,2	16.096	+ 40,5	+ 13.076
Schweden	1.935	+ 8,8	166	- 75,3	- 1.769
Luxemburg	1.353	+ 27,9	6.087	+7,7	+ 4.734
Polen	17	- 65,6	10.659	+ 15,8	+ 10.642
Summe	33.484	- 13,9	85.246	+ 14,5	+ 51.762

Tabelle 2: Stromaustausch Deutschlands mit den Nachbarländern in 2015. Quelle: BDEW

Im Ergebnis zeigt sich anhand der hohen exportierten und importierten Strommengen die enge Vernetzung Deutschlands im europäischen Binnenmarkt. Hieraus lassen sich keine direkten Aussagen zur Versorgungssicherheit ableiten, da hierfür nicht in erster Linie saldierte, jährliche Import- und Exportmengen relevant sind, sondern die

Möglichkeit zu Importen gerade in kritischen Situationen mit hoher Stromnachfrage. Allerdings stellt die gute und weiter zunehmende Einbindung Deutschlands in den europäischen Binnenmarkt einen wesentlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit dar.

2.4 Monitoring und Gewährleistung der Versorgungssicherheit heute

Das BMWi entwickelt das Monitoring ständig nach neuen Erkenntnissen aus Wissenschaft und Forschung weiter. Ein Gutachten über die Versorgungssicherheit in Deutschland und seinen Nachbarländern aus dem Jahr 2015 (Consentec, r2b 2015) hat ein neues Berechnungsverfahren für das Monitoring und die Bewertung von Versorgungssicherheit am Strommarkt entwickelt. Die neue Methodik bildet insbesondere die Effekte des grenzüberschreitenden Stromaustauschs ab. Der Prognose zufolge liegt die Wahrscheinlichkeit, dass in Deutschland die Stromnachfrage bis zum Jahr 2025 jederzeit gedeckt werden kann, bei nahezu 100 Prozent. Die Prognose basiert auf der nach ENTSO-E wahrscheinlichen Entwicklung an den europäischen Strommärkten.

Das Gutachten setzt neue Maßstäbe für das Monitoring und die Bewertung von Versorgungssicherheit. Die neue Methodik bildet den Beitrag des integrierten Strombinnenmarkts ab und liefert so ein realistisches Bild der Versorgungssicherheit in Deutschland und den Nachbarstaaten. Das Gutachten zeigt, dass ein Monitoring der Versorgungssicherheit am Strommarkt nur grenzüberschreitend sinnvoll gestaltet werden kann. Eine rein nationale Betrachtung ist nicht zielführend und führt zu einer Fehleinschätzung des Versorgungssicherheitsniveaus. Das deutsche Stromnetz ist eng mit den Netzen der Nachbarstaaten verbunden⁵, der Strom im europäischen Strommarkt wird grenzüberschreitend gehandelt und länderübergreifende Ausgleichseffekte haben erheblichen Einfluss auf die Versorgungssicherheit in Deutschland. Durch den grenzüberschreitenden Stromaustausch kann Versorgungssicherheit außerdem zu insgesamt geringeren Kosten gewährleistet

⁵ In den europäischen Binnenmarkt ist Deutschland derzeit mit ca. 13 GW an simultaner Importkapazität und ca. 16 GW simultaner Exportkapazität eingebunden (ENTSO-E Scenario Outlook & Adequacy Forecast 2015). Beide Größen steigen nach Prognose von ENTSO-E auf 25 bzw. 27 GW bis 2025 an.

werden. Autarkie in jedem Mitgliedsstaat als energiepolitisches Ziel würde zu unnötig hohen Stromerzeugungskapazitäten führen.

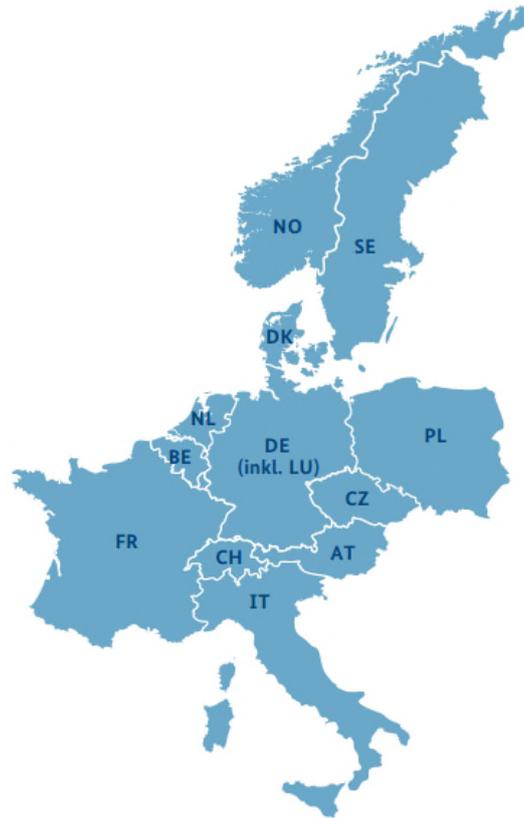


Bild 1: Relevanter geografischer Betrachtungsbereich für die Versorgungssicherheit am Strommarkt (Consentec, r2b 2015)

Neben der wichtigen europäischen Perspektive verwendet das Gutachten erstmals einen sogenannten probabilistischen Ansatz, d.h. eine wahrscheinlichkeitsbasierte Risikoanalyse mit stundengenauer Auflösung des ganzen Jahres. Als Risiko lässt sich in diesem Zusammenhang die Nichtdeckung der Nachfrage nach Strom auffassen. Die entscheidende Größe in dem Gutachten ist die sogenannte Lastausgleichswahrscheinlichkeit. Sie beschreibt die Wahrscheinlichkeit dafür, dass das verfügbare Angebot die Nachfrage im gesamten Jahresverlauf decken kann. Für die Betrachtungsjahre 2015 und 2020 ergibt die Studie insbesondere für Deutschland eine Lastausgleichswahrscheinlichkeit von (rechnerisch) 100 Prozent. Tatsächlich ist die Wahrscheinlichkeit nur nahezu 100 Prozent.

Durch großräumige Ausgleichseffekte besteht im europäischen Binnenmarkt – im Vergleich zu einer getrennten Betrachtung der Länder – ein geringerer Bedarf an

Erzeugungskapazität, Lastmanagement und Speichern. Diese Ausgleichseffekte betreffen die nationalen Höchstlasten, den Beitrag der erneuerbaren Energien zur gesicherten Leistung sowie Ausgleichseffekte bei der Verfügbarkeit konventioneller Kraftwerke. Das Gutachten von Consentec/r2b beziffert die länderübergreifenden Ausgleichseffekte bei den Lasten und erneuerbaren Energien auf mindestens 10 GW in 2015 und 20 GW in 2025. Hierdurch kann Versorgungssicherheit zu geringeren Kosten und damit effizienter gewährleistet werden.

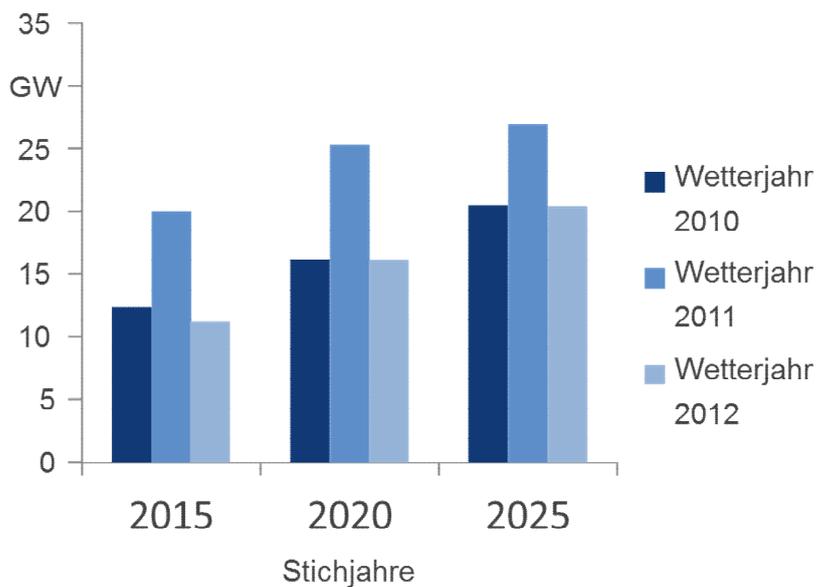


Bild 2: Europäische Ausgleichseffekte der residualen Jahreshöchstlasten (Consentec, r2b 2015)

Einen ähnlichen Bericht mit einer weiterentwickelten Methodik zur Bemessung von Versorgungssicherheit am Strommarkt hatten ebenfalls in 2015 die Übertragungsnetzbetreiber des sogenannten Pentalateralen Energieforums vorgelegt (Amprion et al. 2015). Im 2005 gegründeten Pentalateralen Forum (PLEF) arbeiten unter dem Vorsitz der zuständigen Ministerien Regulierungsbehörden, Netzbetreiber, Strombörsen und Vertreter der regionalen Marktparteien-Plattform der Länder Belgien, Frankreich, Luxemburg, Niederlande, Österreich, der Schweiz und Deutschland zusammen, um die regionale Strommarktintegration voranzubringen. Der Bericht schaut sich die wahrscheinliche Entwicklung in diesen Ländern bis zum Winter 2020/21 an und prognostiziert ebenfalls, dass Deutschland die Stromnachfrage in jeder Stunde des Jahres decken können wird.

ENTSO-E, der europäische Verband der Übertragungsnetzbetreiber, hat in 2016 ebenfalls einen Bericht zur Versorgungssicherheit am Strommarkt veröffentlicht (ENTSO-E 2016). Der Bericht hat zum Ziel, eine paneuropäische Bewertung der Versorgungssicherheit in den kommenden zehn Jahren vorzunehmen. Die Analysen zeigen in allen als wahrscheinlich einzustufenden Szenarien bis 2025, dass die Versorgungssicherheit in Deutschland gewahrt bleibt. Unter sehr konservativen und teilweise unvollständigen Annahmen in der Modellierung findet ENTSO-E ein reduziertes Versorgungssicherheitsniveau für 2025 in Deutschland. Dieser Befund in diesem speziellen Modellansatz gilt nicht nur für Deutschland, sondern für die Mehrzahl der europäischen Länder. Da die zugehörigen Annahmen und Ergebnisse als nicht realistisch, und damit als nicht auslegungsrelevant einzuordnen sind, erfordern sie kein weiteres Handeln.

Das BMWi führt ein regelmäßiges Monitoring der Versorgungssicherheit durch (s. Kapitel 3.5); bei künftigen Analysen der Versorgungssicherheit, welche ein zu niedriges Versorgungssicherheitsniveau für Deutschland aufzeigen würden und gleichzeitig auslegungsrelevant wären, würde das BMWi auf dieser Grundlage frühzeitig zusätzliche Maßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit ergreifen oder empfehlen.

2.5 Monitoring und Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Zukunft

Mit dem Strommarktgesetz aus dem Juli 2016 hat der Gesetzgeber einige Änderungen vorgenommen, die das Thema Versorgungssicherheit an den Strommärkten betreffen. Zunächst wurde der § 51 EnWG überarbeitet, der das Monitoring der Versorgungssicherheit durch das BMWi betrifft. Einige der wesentlichen Änderungen sind:

- Das Monitoring betrifft das heutige und künftige Verhältnis zwischen Angebot und Nachfrage auf den europäischen Strommärkten mit Auswirkungen auf das Gebiet der Bundesrepublik Deutschland als Teil des Elektrizitätsbinnenmarktes.
- Beim Monitoring sind auch grenzüberschreitende Ausgleichseffekte bei erneuerbaren Energien, Lasten und Kraftwerksausfällen sowie der heutige und künftige Beitrag von Lastmanagement und von Netzersatzanlagen zur

Versorgungssicherheit sowie Anpassungsprozesse an den Strommärkten auf Basis von Preissignalen zu analysieren und zu berücksichtigen.

- Das Monitoring erfolgt auf Basis von Indikatoren, die zur Messung der Versorgungssicherheit an den europäischen Strommärkten mit Auswirkungen auf das Gebiet der Bundesrepublik Deutschland als Teil des Elektrizitätsbinnenmarktes geeignet sind, sowie Schwellenwerten, bei deren Überschreiten oder Unterschreiten eine Prüfung und bei Bedarf eine Umsetzung angemessener Maßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit erfolgt.
- Bei der Messung der Versorgungssicherheit sollen wahrscheinlichkeitsbasierte Analysen vorgenommen werden.
- Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie wirkt auf eine Abstimmung mit den an das Gebiet der Bundesrepublik Deutschland angrenzenden Mitgliedstaaten der Europäischen Union sowie mit der Schweizerischen Eidgenossenschaft, mit dem Königreich Norwegen und dem Königreich Schweden im Hinblick auf eine gemeinsame Methodik und ein gemeinsames Verständnis zur Messung und Bewertung der Versorgungssicherheit sowie auf einen gemeinsamen Versorgungssicherheitsbericht hin.

Ein wichtige Rolle im künftigen Strommarkt wird die sogenannte Kapazitätsreserve spielen (Vgl. §§ 13e, 13h EnWG). Wesentliches Ziel der Kapazitätsreserve ist es, die Stromversorgung zusätzlich abzusichern. Die Einführung einer derartigen Reserve ist kostengünstiger als ein Stromversorgungssystem mit umfassendem Kapazitätsmarkt. In der Kapazitätsreserve sollen Anlagen mit einer Reserveleistung in Höhe von 2 Gigawatt ab dem Winterhalbjahr 2018/2019 gebunden werden. Ab dem Winterhalbjahr 2020/2021 kann die Reserveleistung angepasst werden. Die Übertragungsnetzbetreiber beschaffen die Anlagen der Kapazitätsreserve im Rahmen eines Ausschreibungsverfahrens.

Zu erwähnen ist ferner die sogenannte Sicherheitsbereitschaft, die ebenfalls im Rahmen des Strommarktgesetzes beschlossen wurde (Vgl. § 13g EnWG). Die Anlagen der Sicherheitsbereitschaft leisten einen Beitrag zur Erreichung der nationalen Klimaschutzziele und sichern bei länger andauernden Extremsituationen die

Stromversorgung zusätzlich ab. Die Anlagen können als Ultima Ratio zur Gewährleistung der Systemstabilität dienen: Sie müssen bei einer Vorwarnung durch den zuständigen Übertragungsnetzbetreiber innerhalb von 10 Tagen betriebsbereit sein. Insgesamt 2,7 GW an Braunkohlekraftwerkskapazitäten werden für vier Jahre in der Sicherheitsbereitschaft gehalten.

Der nächste Monitoring-Bericht des BMWi nach § 63 EnWG wird auf den hier skizzierten Neuerungen basieren und bis Ende Juli 2018 verfasst. Die Übertragungsnetzbetreiber des o.g. Pentilateralen Energieforums arbeiten ebenfalls an einer Weiterentwicklung ihrer Berichtes (s. Kapitel 3.4). Nach aktuellem Zeitplan planen die Übertragungsnetzbetreiber eine Veröffentlichung eines methodisch und datenmäßig überarbeiteten Berichts im ersten Halbjahr 2018.

2.6 Beiträge zur Versorgungssicherheit durch Verbraucher

Beiträge zur Versorgungssicherheit können auch durch Verbraucher im Strommarkt erbracht werden. Hierbei erfolgt Lastmanagement vor allem als Reaktion auf Preissignale am Markt. Zentrale Aufgabe der Entwicklung des Lastmanagements ist es, die Rahmenbedingungen so zu gestalten, dass sich die Verbraucher marktrational verhalten können.

Im Strommarktgesetz wurden die Regeln für unabhängige Lastmanagementdienstleister, oft Aggregatoren genannt, klargestellt. Im Bereich der Regelenergie können nun detaillierte Erfahrungen zur Zusammenarbeit von Aggregatoren mit Bilanzkreisverantwortlichen und Lieferanten gesammelt werden. Indem das Strommarktgesetz reine Leistungsentgelte für Speicher ermöglicht, wird die auch die nachfrageseitige Flexibilität der Speicher gestärkt. Sie können somit leichter auf Preisdifferenzen am Strommarkt reagieren und zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage beitragen.

Aufgrund seiner perspektivisch hohen Bedeutung für die Versorgungssicherheit sieht das Strommarktgesetz zukünftig auch die Möglichkeit eines Monitorings des Lastmanagements vor (Vgl. § 51a EnWG). Dieses Monitoring wird die Bundesnetzagentur durchführen. Grundlage sind Informationen bei Großverbrauchern, die einen jährlichen Stromverbrauch von mehr als 50 Gigawattstunden haben. Das

Monitoring soll Rückschlüsse darauf zulassen, welche Beiträge zur Versorgungssicherheit die Verbraucher heute und künftig erbringen können.

Bei der in 2016 ebenfalls novellierten Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) handelt es sich um ein Instrument zur Aufrechterhaltung der netzseitigen und nicht der marktseitigen Versorgungssicherheit. In Knappheitssituation am Strommarkt können jedoch kontrahierte Abschaltlasten auch den Strommarkt entlasten. Somit sind die in der Verordnung zu abschaltbaren Lasten erschlossenen Potenziale auch für die marktseitige Versorgungssicherheit relevant.

3 Stromübertragungskapazitäten

3.1 Zustand der Netzinfrastruktur

Voraussetzung für die Versorgung der Verbraucher ist die zuverlässige Verfügbarkeit ausreichend bemessener Stromübertragungskapazitäten. Neben der reinen Übertragungskapazität ist dabei der Zustand der Übertragungsinfrastruktur von hoher Relevanz. Es gibt derzeit keine Anzeichen dafür, dass Betriebsmittel (Leitungen, Transformatoren, Leistungsschalter) des deutschen Übertragungsnetzes überaltert oder in einem nicht funktionsgerechten Zustand sein könnten. Die Investitionen und Aufwendungen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber für Neuinstallationen, Ausbau, Erweiterungen, Erhalt und Erneuerungen betragen im Jahr 2014 1.769 Mio. Euro und im Jahr 2015 2.655 Mio. Euro (Planwerte). Seit 2010 ist ein kontinuierlicher Anstieg dieser Investitionen zu verzeichnen. Die entsprechenden Investitionen und Aufwendungen der deutschen Verteilernetzbetreiber beliefen sich im Jahr 2014 auf 6.193 Mio. Euro bzw. im Jahr 2015 auf 6.648 Mio. Euro (Planwerte) und liegen damit seit dem Jahr 2007 auf einem annähernd konstanten Niveau (BNetzA 2015).

3.2 Netzbelastung

Im innerdeutschen Übertragungsnetz kommt es zu einer relevanten Anzahl an Zeitpunkten zu Auslastungen der Übertragungsleitungen bis an die Kapazitätsgrenzen und auch zeitweise und punktuell darüber hinaus, wobei betriebliche Reserven – wie beispielsweise eine Erhöhung der Strombelastung bei tiefen Außentemperaturen – bereits ausgeschöpft sind. Überlastungen treten aber nicht dauerhaft und flächendeckend, sondern punktuell insbesondere auf den stark ausgelasteten Nord-Süd-Trassen auf und insbesondere bei den Netznutzungsfällen „Starkwind-Starklast“ und „Starkwind-Schwachlast“. Durch verschiedene Maßnahmen zur Netzengpassbewirtschaftung wird dem entgegengewirkt (s. Kapitel 5.1).

3.3 Netzausbau

Ursache für die in 4.2 beschriebenen punktuellen Überlastungen ist der schnelle strukturelle Umbau der deutschen Stromversorgung von einem früher durch regionale Lastdeckung geprägten System hin zu einem System mit zunehmendem Anteil

erneuerbarer Energien, ansteigenden Transportmengen und -entfernungen sowie europäischem Stromhandel. Damit weicht die Transportaufgabe zunehmend von derjenigen ab, die der Auslegung der bestehenden Netze ursprünglich zugrunde lag. Insbesondere der Ausbau der Windenergie an Land und auf See, aber auch Neuansiedlungen von konventionellen Kraftwerken in Küstennähe, der Ausbau der Photovoltaik, die Abschaltung von Kernkraftwerken in Süddeutschland sowie der europäische Stromhandel führen zu einem zusätzlichen Bedarf an Übertragungskapazitäten und stellen erhöhte Anforderungen an den Systembetrieb.

Bereits im Jahr 2009 wurde das Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) beschlossen, das 22 vordringliche Netzausbauvorhaben vorsieht. Im Jahr 2015 wurde auf Basis des von der Bundesnetzagentur bestätigten Netzentwicklungsplans der über die EnLAG-Maßnahmen hinausgehende Netzausbaubedarf im Bundesbedarfsplangesetz (BBPIG), das weitere 43 vordringliche Vorhaben beinhaltet, für den Zeithorizont 2024/25 festgehalten. Acht der 43 Vorhaben sind als Pilotprojekte für verlustarme Übertragung über große Entfernungen (Höchstspannungs-Gleichstrom-Übertragung) vorgesehen. 17 Vorhaben sind als länderübergreifend oder grenzüberschreitend im Sinne des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes gekennzeichnet. Bei 16 dieser Vorhaben führt die Bundesnetzagentur die sogenannte Bundesfachplanung zur Festlegung eines groben Trassenkorridors und im Anschluss das Planfeststellungsverfahren zur Fixierung des genauen Trassenverlaufs durch. Die auf Basis des Netzentwicklungsplans geschätzten Kosten des Netzausbaus bis 2025 belaufen sich auf ca. 27–34 Mrd. Euro. Hinzu kommen die Kosten für Anbindungsleitungen von Offshore-Windparks in Höhe von ca. 7–10 Mrd. Euro.

Am Ende des zweiten Quartals 2016 waren von den insgesamt rund 1.800 km nach EnLAG zu errichtenden Leitungen rund 850 km genehmigt und rund 650 km fertiggestellt. Der Grund für die zeitliche Verzögerung gegenüber der Planung (Zieljahr größtenteils 2015) liegt in nur schleppend verlaufenden Planungs- und Genehmigungsverfahren, die insbesondere aufgrund von Akzeptanzproblemen in der betroffenen Bevölkerung auftreten.

Die Gesamtlänge der Leitungen, die sich aus dem BBPIG ergeben, beträgt rund 6.100 km. Davon sind etwa 3.050 km als Netzverstärkung kategorisiert. Insgesamt sind bisher rund 350 km genehmigt und 69 km realisiert.

Die Bundesnetzagentur veröffentlicht vierteljährlich aktuelle Informationen zum Fortschritt aller Vorhaben nach EnLAG und BBPIG sowie der Offshore-Anbindungsleitungen unter www.netzausbau.de auf Basis detaillierterer Abfragen bei den Netzbetreibern und Planungsbehörden. Dies beinhaltet auch Angaben zu den geplanten Inbetriebnahmedaten der einzelnen Vorhaben.

Mit dem Gesetz zur Änderung von Bestimmungen des Rechts des Energieleitungsbaus, das am 31.12.2015 in Kraft getreten ist, hat der deutsche Gesetzgeber zudem einen Paradigmenwechsel bei der Planung der deutschen Gleichstromvorhaben vollzogen. Danach sind die neuen Höchstspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen (HGÜ-Leitungen) nunmehr vorrangig als Erdkabel zu errichten. Bisher galt dort ebenso wie bei Drehstromleitungen im Übertragungsnetz das Freileitungsprimat. Bei den geplanten Drehstrom-Übertragungsleitungen bleibt es beim Freileitungsvorrang, zugleich wurden aber weitere Pilotvorhaben für eine Teilerdverkabelung ermöglicht. Mit den Änderungen reagierte der Gesetzgeber auch auf die teilweise heftige Kritik in den vom Netzausbau betroffenen Regionen. Ziel des Erdkabelvorrangs ist somit nicht zuletzt eine Steigerung der Akzeptanz in der Bevölkerung für den dringend erforderlichen, zügigen Ausbau der Übertragungsnetze in Deutschland.

Der Großteil der in Deutschland installierten Erneuerbaren-Energien-Anlagen wird nicht auf der Übertragungsnetzebene, sondern auf der Verteilnetzebene (≤ 110 kV) angeschlossen. Neben dem Ausbaubedarf in den Übertragungsnetzen besteht daher auch ein Bedarf, die Verteilernetze kontinuierlich auszubauen. Im Gegensatz zu den Übertragungsnetzbetreibern, die einen gemeinsamen deutschen Netzentwicklungsplan aufstellen, unterscheiden sich die rund 850 Verteilnetzbetreiber stark bezüglich ihrer Netz-, Erzeugungs- und Laststruktur. Es ist Aufgabe eines jeden einzelnen Verteilnetzbetreibers, sein Netz in Abhängigkeit der installierten Erneuerbaren-Energien-Anlagen bedarfsgerecht auszubauen. Nach einer vom BMWi beauftragten „Verteilernetzstudie“ (E-Bridge, IAEW, OFFIS 2014) könnte der zur Integration der Erneuerbaren-Energien-Anlagen zusätzliche Netzausbaubedarf auf Nieder-, Mittel- und Hochspannungsebene bis zum Jahr 2032 je nach Szenario zwischen ca. 130.000 km und ca. 280.000 km gegenüber dem Vergleichsjahr 2012 betragen, verbunden mit zusätzlichen Gesamtinvestitionen in Höhe von ca. 23 Mrd. Euro bis ca. 49 Mrd. Euro.

4 Systemstabilität

4.1 Bewirtschaftung von Netzengpässen

Für ein funktionierendes und versorgungssicheres elektrisches System ist es nicht allein ausreichend, die in den Kapiteln 2 bis 4 erläuterten Voraussetzungen (Bereitstellung von Primärenergieträgern, Stromerzeugungskapazitäten und Stromtransportkapazitäten) zu erfüllen. Es ist vielmehr notwendig, die Stabilität des Systems im Zuge eines sicheren und planbaren Systembetriebs sicherzustellen. Nach EnWG obliegt diese Systemverantwortung in erster Linie den deutschen Übertragungsnetzbetreibern. Wesentliche Aufgaben sind die Sicherstellung einer ausgeglichenen Systembilanz, d. h. des Gleichgewichts zwischen Erzeugung und Last, sowie eines größtmöglichen aus dem Marktergebnis resultierenden Stromtransports. Hierbei ist sicherzustellen, dass keine Leitungsüberlastungen im Fall von Netzengpässen auftreten.

Es hat im Berichtszeitraum keine Hinweise auf akute Gefährdungen der Systemsicherheit aufgrund prozessualer oder organisatorischer Schwachstellen gegeben. Ganz im Gegenteil gilt: Die im § 13 EnWG festgelegte dreistufige Vorgehensweise (netz- und marktbezogene Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 bzw. Anpassungsmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG) wurde durch die Übertragungsnetzbetreiber konsequent und sinnvoll angewendet und war damit die Basis für einen sicheren Systembetrieb. Netz- und marktbezogene Maßnahmen schließen Maßnahmen nach § 13 Abs. 1a EnWG ein, wonach Übertragungsnetzbetreiber Kraftwerksbetreiber anweisen können, Leistung aus betriebsbereiten Kraftwerken einzuspeisen und stillgelegte Kraftwerke wieder betriebsbereit zu machen, die derzeit nicht einspeisen. Seit Jahren ist eine kontinuierliche Zunahme der Anzahl der ergriffenen Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 und Abs. 2 festzustellen. Im Jahr 2015 ist sowohl die Anzahl als auch das Volumen der Maßnahmen zur Netzengpassentlastung im Vergleich zu den Jahren 2013 und 2014 nochmals signifikant angestiegen. Aktuelle Zahlen können den Quartalsberichten der Bundesnetzagentur zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen entnommen werden (BNetzA 2016c).

Gemäß der im Rahmen des Strommarktgesetzes im Sommer 2016 novellierten Netzreserveverordnung (ehemals Reservekraftwerksverordnung) wird von den Netzbetreibern eine durch die Bundesnetzagentur festgestellte Netzreserve

vorgehalten, damit jederzeit genügend Erzeugungsanlagen für Redispatch- und sonstige netzstützende Maßnahmen zur Verfügung stehen. Für den Winter 2015/2016 betrug die Netzreserve 7.515 MW. Die Netzreserve kam in 93 Tagen des Winters mit einer durchschnittlichen Leistung von 790 MW zum Einsatz. Die Kontrahierung von Reservekraftwerken bleibt damit zwar ein temporäres, aber gegenwärtig unentbehrliches Instrument der Absicherung gegen kalkulierbare Risiken für die Sicherheit bzw. Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems, auch wenn sich diese im besten Falle nicht oder nur teilweise realisieren. Die Bundesnetzagentur hat einen Bedarf an Netzreserve in Höhe von 5.400 MW für den Winter 2016/2017 und in Höhe von 1.900 MW für den Winter 2018/2019 festgestellt (BNetzA 2016d).

4.2 Optimierung der Netzengpassbewirtschaftung

Vor dem Hintergrund des in den letzten Jahren gestiegenen Umfangs der Redispatch- bzw. Einspeisemanagement-Maßnahmen untersucht das BMWi aktuell im Rahmen eines Gutachtens Möglichkeiten, die Prozesse zur Netzengpassentlastung effizienter zu gestalten. Hierzu werden Potentiale zur Einbeziehung von Erneuerbaren-Energien-Anlagen und KWK-Anlagen in den regulären marktlichen Redispatch gemäß § 13 Absatz 1 bzw. § 13 Absatz 1a EnWG mit dem Ziel bewertet, Redispatchmengen zu reduzieren und den netzbetrieblichen Ablauf zu verbessern. In diesem Zuge sollen auch die Koordinations- und Planungsprozesse zwischen den Akteuren, insbesondere Übertragungsnetzbetreiber, Verteilernetzbetreiber und Direktvermarkter, weiterentwickelt werden.

4.3 Weiterentwicklung Systemdienstleistungen

Der Ausbau der erneuerbaren Energien, insbesondere von wetterabhängigen Windenergie- und Photovoltaik-Anlagen, stellt wachsende Herausforderungen an die Stromübertragung und -verteilung in Deutschland. Die Lastflüsse im Netz wechseln stärker und der Strom muss tendenziell über weitere Entfernungen transportiert werden. Gleichzeitig stehen konventionelle Kraftwerke immer weniger zur Verfügung, um Systemdienstleistungen (Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Versorgungswiederaufbau, Betriebsführung) zur Verfügung zu stellen. Um den sicheren Netzbetrieb auch in Zukunft gewährleisten zu können, müssen mittel- bis langfristig neue Wege zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen gefunden werden. Dezentrale

Energieanlagen müssen in Zukunft mehr zur Sicherung eines stabilen Stromnetzbetriebs beitragen. Die Bundesregierung ist zu diesem Zweck unter anderem an der Plattform Systemdienstleistungen der Deutsche Energie-Agentur (www.plattform-systemdienstleistungen.de) beteiligt, in der mit den Stakeholdern die zur Weiterentwicklung bis 2030 erforderlichen Maßnahmen identifiziert und Vorschläge für die Umsetzung entwickelt werden.

4.4 Nachrüstung dezentraler Erzeugungsanlagen zur Sicherstellung der Frequenzstabilität

Stand Mitte 2014 waren in Deutschland Photovoltaik-Anlagen mit 36 GW Erzeugungsleistung installiert. Bis zur Einführung der Richtlinie des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. „Erzeugungseinheiten am Mittelspannungsnetz“ in der Fassung von Juni 2008, des technischen Hinweises „Rahmenbedingungen für eine Übergangsregelung zur frequenzabhängigen Wirkleistungssteuerung von PV-Anlagen am NS-Netz“ in der Fassung von März 2011 und der VDE-AR-N 4105 für „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“ in der Fassung von August 2011 waren die Wechselrichter von PV-Anlagen mit einer Überfrequenz-Abschaltautomatik bei 50,2 Hertz ausgestattet. Damit hätten sich in Deutschland im ungünstigen Fall etwa 9 GW PV-Leistung bei Erreichen einer Frequenz von 50,2 Hertz gleichzeitig abgeschaltet. Die Ergebnisse einer im Rahmen der BMWi-Plattform „Zukunftsfähige Energienetze“ begleiteten Studie (Ecofys, IFK 2011) hatten gezeigt, dass ein erhebliches Systemsicherheitsrisiko bestand, insbesondere im Falle einer großräumigen Störung im europäischen Verbundnetz, bei der die Netzfrequenz stark von 50,0 Hertz abweicht (z. B. über 50,2 Hertz). Eine durch die automatische Abschaltung von Bestandsanlagen schlagartig ansteigende/sinkende Frequenz könnte nicht mehr durch Gegenmaßnahmen der Netzbetreiber aufgefangen werden.

Mit Inkrafttreten der Systemstabilitätsverordnung (SysStabV) im Juli 2012 wurde zunächst eine Nachrüstung der betroffenen PV-Anlagen (insg. 13,0 GW) initiiert. Im Juni 2016 wurde dieser Nachrüstprozess für Anlagen mit einer Leistung von insgesamt 12,2 GW weitgehend abgeschlossen. Hierzu wurden über 1,5 Millionen Wechselrichter nachgerüstet. Die Netzbetreiber werden den Nachrüstprozess in Kürze formal beenden und dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie einen Bericht vorlegen, auf dessen Grundlage dann eine erneute Bewertung der Gefährdungslage erstellt wird.

Es besteht jedoch nicht nur Handlungsbedarf bei PV-Anlagen. Eine im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums erstellte Studie (Ecofys, Deutsche WindGuard, BBH, IFK 2013) zeigt, dass sich bei Absinken der Netzfrequenz auf 49,5 Hz Windenergie-, Biomasse-, KWK- und kleine Wasserkraftanlagen mit einer installierter Gesamtleistung von insgesamt rd. 27 GW automatisch abschalten. Sollte ein solcher Fall auftreten, könnten die Netzbetreiber das Stromnetz nicht mehr stabilisieren. Es ist deshalb nun erforderlich, die Frequenzschutzeinstellungen von circa 21.000 betroffenen Anlagen so nachzurüsten, dass eine gleichzeitige Abschaltung vermieden wird oder für das Netz nicht systemgefährdend wirkt. Mit Inkrafttreten der Novelle der Systemstabilitätsverordnung am 9. März 2015 wurde daher ein weiterer Nachrüstprozess mit Blick auf die Unterfrequenzabschaltung der o. g. Anlagen initiiert. Die Verordnung sieht vor, dass dieser Nachrüstprozess nach insgesamt 2 Jahren abgeschlossen sein soll. Die Netzbetreiber führen ein fortlaufendes Monitoring der Nachrüstung durch und legen dieses auch dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie und der Bundesnetzagentur vor.

5 Stromerzeugung nach Energieträgern

5.1 Anteile der Energieträger an der Stromerzeugung

Die Anteile der Energieträger an der Brutto-Stromerzeugung in Deutschland betragen im Jahr 2015 nach Angaben der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB 2016): fossile Energieträger 51,9 %, erneuerbare Energien 30,1 %, Uran 14,1 % und Sonstige 3,9 %. Die fossilen Energieträger setzen sich zusammen aus: Braunkohle 23,8 %, Steinkohle 18,1 %, Erdgas 9,1 % sowie Mineralöl 0,8 %. Ein zentraler Punkt der Energiewende ist zwar der Ausstieg aus der Kernenergie, dennoch wird Deutschland bis zur endgültigen Abschaltung der deutschen Kernreaktoren in 2022 auf eine sichere Versorgung mit Uran angewiesen sein. Auch wird die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern noch auf absehbare Zeit fortbestehen. Der im Vergleich zum Jahr 2014 (Stand des letzten vorgelegten Monitoring-Berichts) gesunkene Anteil der Kernenergie (- 1,4 %-Punkte) wurde bilanziell durch einen Anstieg des Anteils erneuerbarer Energien (+ 4,2 %-Punkte) mehr als kompensiert. Erdgas hatte einen Rückgang von minus 0,6 %-Punkten zu verzeichnen.

5.2 Verfügbarkeit der Primärenergieträger

Braunkohle wird als einziger Energieträger vollständig inländisch gefördert. Die deutschen Reserven⁶ der Weichbraunkohle werden auf rund 36,3 Mrd. Tonnen geschätzt. Demgegenüber stand 2014 eine Förderung von rund 178 Mio. Tonnen, wobei rund 89 % des Gesamtaufkommens an Braunkohle verstromt wird. Die Versorgung kann insofern als gesichert angesehen werden (BGR 2015).

Im Gegensatz zur Braunkohle, die in der Regel nicht grenzüberschreitend gehandelt wird, werden Steinkohle und Uran weltweit gehandelt. Die weltweiten Uranreserven werden für Förderkosten bis zu 80 USD je kg Uran auf 1,2 Mio. Tonnen geschätzt; die weltweite Förderung lag im Jahr 2014 bei 56,2 Kilotonnen. Auch die globalen Uranressourcen von 13,4 Mio. Tonnen sind sehr umfangreich, sodass aus geologischer Sicht kein Engpass bei der Versorgung von Uran zu erwarten ist. Die Reserven verteilen sich auf eine begrenzte Anzahl von Ländern: 95 % der derzeitigen Reserven

⁶ Reserven: Nachgewiesene, zu heutigen Preisen und mit heutiger Technik wirtschaftlich gewinnbare Energierohstoffmengen.

befinden sich in zehn Ländern. 2014 wurde in 19 Ländern Uran produziert. Die größten Produzenten sind Kasachstan, Kanada, Australien, Niger, Namibia, Russland, Usbekistan, USA und China. Das für die Brennstoffherstellung in Deutschland benötigte Uran wird über langfristige Verträge aus Frankreich, UK, Kanada und USA bezogen. Zusätzlich stehen, aufgrund der guten Lagerfähigkeit von Uran, Vorräte im eigenen Land zur Verfügung, sodass eine Versorgung der deutschen Kernkraftwerke über einen längeren Zeitraum – auch ohne Uranimporte – gewährleistet werden kann. Die Versorgungssicherheit mit Uran wird daher als hoch eingeschätzt.

Die weltweiten Reserven der Hartkohle (Steinkohle, Hartbraunkohle) werden auf 699 Mrd. Tonnen geschätzt. Die weltweite Steinkohleförderung lag 2014 bei rund 7,2 Mrd. Tonnen. Im Gegensatz zu Uran sind Steinkohlevorkommen und -förderung auf viele Unternehmen und Staaten weltweit verteilt. Der Steinkohleverbrauch in Deutschland lag 2014 bei rund 61,3 Mio. Tonnen. Die Steinkohlenimporte betragen in 2014 rund 56 Mio. t, davon 41,9 Mio. t Kraftwerkskohle. Die Steinkohlenimporte sind breit diversifiziert. Deutschland importiert Steinkohle vor allem aus der Russischen Föderation, den USA und Kolumbien (VDKI 2015). Aus inländischem Aufkommen wurden in 2014 rund 7,2 Mio. Tonnen an die Kraftwerke geliefert. Der Steinkohlenverbrauch für Kraftwerke insgesamt (importiert und inländisch) lag im Jahr 2014 bei rund 39,5 Mio. Tonnen. Die Versorgungssicherheit mit Steinkohle wird aufgrund des liquiden Weltmarkts und der internationalen Angebotsstrukturen als hoch eingeschätzt.

Die weltweiten konventionellen Erdgasreserven werden auf rund 197.841 Mrd. m³ geschätzt. Der weltweite Verbrauch lag 2014 bei rund 3.483 Mrd. m³. Der Verbrauch in Deutschland im Jahr 2014 betrug 84,7 Mrd. m³, wobei ein Großteil in die industrielle Verwendung und in den Wärmemarkt fließt. Die inländische Förderung im selben Jahr betrug 8,6 Mrd. m³; dies entspricht einem Anteil von rund 7 % am jährlichen Aufkommen. Die Importanteile der verschiedenen Herkunftsländer am Aufkommen beliefen sich in 2015 auf 40 % Russland, gefolgt von Niederlande mit 29 %, Norwegen mit 21 % und 3 % Sonstige. Der Erdgasbezug Deutschlands ist im Vergleich zu anderen europäischen Ländern, sowohl was Lieferländer als auch -routen betrifft, relativ breit diversifiziert. Im Rahmen des EU-Erdgasbinnenmarktes bestehen zudem Zugänge zu Importterminals für LNG (Liquified Natural Gas), wie z.B. in den

Niederlanden und Belgien. Eine wichtige Rolle in der deutschen Erdgasversorgung spielen Untertageerdgasspeicher. Mit einem Speichervolumen in Höhe von ca. 24,1 Mrd. m³ verfügt Deutschland mit deutlichen Abstand über die größten Speicherkapazitäten in der Europäischen Union. Bezüglich der Einschätzung der Versorgungssicherheit wird auf den Monitoring-Bericht nach § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit bei Erdgas des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi 2016a) verwiesen. Dieser kommt zu dem Ergebnis, dass die Erdgasversorgungslage in Deutschland als sicher und zuverlässig zu bewerten ist, auch wenn eine Gasmangellage im deutschen L-Gas-System möglich ist (Vgl. S. 8 in BMWi 2016b). Insgesamt gesehen war die Versorgungssicherheit bislang auch bei unvorhergesehenen, zeitlich befristeten Lieferunterbrechungen auf der Importseite stets gewährleistet. Eine weitere Diversifikation der Bezugsquellen, der Importinfrastruktur, stabile Beziehungen zu Lieferanten sowie eine Verbesserung der inländischen Versorgungsinfrastruktur tragen dazu bei, die Erdgasversorgungssicherheit weiter zu erhöhen.

Insgesamt ist die Verfügbarkeit der Energieträger für die Stromerzeugung als gesichert einzuschätzen. 2015 lag der Anteil des durch heimische Energieträger (Braunkohle, Steinkohle, Gas, erneuerbare Energien) erzeugten Stroms bei etwa 58 %. Dieser Anteil sollte aufgrund des künftigen Zubaus an Erneuerbaren-Energien-Anlagen weiter zunehmen. Rund 15 % des erzeugten Stroms stammt aus Steinkohle, die über den liquiden Weltmarkt bezogen wurde. Die restliche Stromproduktion basiert im Wesentlichen auf ausländischem Uran und Erdgas. Der Stromversorgung in Deutschland liegt folglich ein relativ breiter Erzeugungsmix zwischen den Energieträgern zugrunde, der das Risiko eines Versorgungsengpasses einzelner Energieträger weitgehend minimiert.

6 Quellenverzeichnis

Amprion, Tennet, Transnet BW, 50Hertz 2015: Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2015 nach EnWG § 12 Abs. 4 und 5, (Amprion, Tennet, Transnet BW, 50Hertz 2015)

Amprion et al. 2015: Generation Adequacy Assessment, Pentalateral Energy Forum, Support Group 2, (Amprion et al. 2015)

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen 2016: Stromerzeugungstabelle, (AGEB 2016)

Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe 2015: Energiestudie 2015: Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen, (BGR 2015)

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2016: Monitoring-Bericht nach § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit bei Erdgas, (BMWi 2016a)

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2016: Präventionsplan Gas für die Bundesrepublik Deutschland, (BMWi 2016b)

Bundesnetzagentur 2015: Monitoring-Bericht 2015 gemäß § 63 Abs. 4 i. V. m. § 35 EnWG, (BNetzA 2015)

Bundesnetzagentur 2016: Kraftwerksliste Bundesnetzagentur, Stand 10.05.2016, (BNetzA 2016a)

Bundesnetzagentur 2016: Kraftwerksliste Bundesnetzagentur zum erwarteten Zu- und Rückbau 2016 bis 2019, Stand 10.05.2016, (BNetzA 2016b)

Bundesnetzagentur 2016: 2. Quartalsbericht 2015 zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen, Stand: 14. März 2016, (BNetzA 2016c)

Bundesnetzagentur 2016: Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2016/2017 sowie das Jahr 2018/19, Bundesnetzagentur, (BNetzA 2016d)

Consentec GmbH und r2b energy consulting GmbH 2015: Versorgungssicherheit in Deutschland und seinen Nachbarländern: Länderübergreifendes Monitoring und Bewertung, (Consentec, r2b 2015)

E-Bridge Consulting GmbH, Institut und Lehrstuhl für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) der RWTH Aachen, Oldenburger Institut für Informatik (OFFIS) 2014: Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie), (E-Bridge, IAEW, OFFIS 2014)

Ecofys Germany GmbH und Institut für Feuerungs- und Kraftwerkstechnik der Universität Stuttgart (IFK) 2011: Auswirkungen eines hohen Anteils dezentraler Erzeugungsanlagen auf die Netzstabilität bei Überfrequenz & Entwicklung von Lösungsvorschlägen zu deren Überwindung, (Ecofys, IFK 2011)

Ecofys Germany GmbH, Deutsche WindGuard GmbH, Becker Büttner Held (BBH) und Institut für Feuerungs- und Kraftwerkstechnik der Universität Stuttgart (IFK) 2013: Entwicklung einer Nachrüstungsstrategie für Erzeugungsanlagen am Mittel- und Niederspannungsnetz zum Erhalt der Systemsicherheit bei Über- und Unterfrequenz, (Ecofys, Deutsche WindGuard, BBH, IFK 2013)

ENTSO-E, Mid-term Adequacy Forecast 2016 edition, (ENTSO-E 2016)

Verein der Kohlenimporteure e.V. 2014: Jahresbericht 2014, (VDKI 2015)