



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

Verfasser:

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

...

Inhaltsverzeichnis

1	Hintergrund.....	3
2	Verfügbarkeit von Primärenergieträgern zur Stromerzeugung	7
3	Stromerzeugungskapazitäten.....	9
3.1	Bewertungsmethodik.....	9
3.2	Perspektive bis 2020	11
4	Stromübertragungskapazitäten	14
4.1	Vorgehensweise.....	14
4.2	Aktuelle Situation.....	15
4.3	Perspektive bis 2020	16
5	Gewährleistung eines sicheren Systembetriebs.....	18
6	Schlussfolgerungen	21
7	Quellenverzeichnis	25

1 Hintergrund

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (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. 1 EnWG ist der Monitoring-Bericht zur Versorgungssicherheit im Elektrizitätsbereich alle zwei Jahre zu erstellen und gemäß Artikel 4 der Richtlinie 2003/54/EG unverzüglich der EU-Kommission zu übermitteln.

Unter dem Begriff Versorgungssicherheit wird die dauerhafte und nachhaltige Bedarfsdeckung verstanden. Dies umfasst im Grundsatz sämtliche Stufen der Elektrizitätsversorgung: die Bereitstellung von Primärenergieträgern (s. Kapitel 2), die Stromerzeugung (s. Kapitel 3), den Transport des Stroms (s. Kapitel 4 und 5) sowie den – im Rahmen dieses Berichts nicht betrachteten – Handel und Vertrieb. Wesentlicher Bestandteil einer so verstandenen Versorgungssicherheit ist die Zuverlässigkeit (Unterbrechungsfreiheit) der Versorgung.

Inhaltliche Vorgaben für den Monitoring-Bericht zur Versorgungssicherheit im Elektrizitätsbereich sind in § 51 Abs. 2 EnWG festgelegt. Das Monitoring soll insbesondere das Verhältnis zwischen Angebot und Nachfrage auf dem heimischen Markt, die erwartete Nachfrageentwicklung und das verfügbare Angebot, die in Planung und im Bau befindlichen zusätzlichen Kapazitäten, die Qualität und den Umfang der Netzwartung, eine Analyse von Netzstörungen sowie Maßnahmen zur Bedienung von Nachfragespitzen und zur Bewältigung von Ausfällen eines oder mehrerer Versorger betreffen.

Mit dem Monitoring wird die bestehende Versorgungssituation bewertet und deren Entwicklung untersucht. Im Zentrum des Berichts 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 jederzeit auch in extremen Situationen sicher zu decken. Ein frühes Erkennen eventueller Defizite ist von großer Bedeutung, da erforderliche hohe Investitionen in Kraftwerke und Netze erhebliche Vorlaufzeiten benötigen.

Die Gewährleistung der Elektrizitätsversorgungssicherheit ist nach dem EnWG prinzipiell eine Aufgabe der am Strommarkt tätigen Unternehmen. Die nationalen und europarechtlichen Vorgaben beschränken sich im Wesentlichen auf Rahmenzielstellungen. 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 i. V. m. § 12 Abs. 3 EnWG die Regelungen der §§ 13 und 14 EnWG entsprechend.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben der Bundesnetzagentur alle zwei Jahre einen Bericht über den Netzzustand und die Netzausbauplanung vorzulegen. Außerdem berichten die Übertragungsnetzbetreiber vierteljährlich über den Fortgang der vorgesehenen Ausbaumaßnahmen an die Bundesnetzagentur. Versorgungsstörungen müssen von den Netzbetreibern gemäß § 52 EnWG jährlich an die Bundesnetzagentur gemeldet werden. Mit diesen Maßnahmen soll sichergestellt werden, dass Schwachpunkte für einen zuverlässigen Netzbetrieb rechtzeitig lokalisiert und entsprechende Schritte zur Beseitigung von Schwachstellen eingeleitet werden.

Grundlage für den vorliegenden Monitoring-Bericht ist ein im Auftrag des BMWi von der Consulting für Energiewirtschaft und –technik GmbH Aachen (Consentec) in Zusammenarbeit mit dem Energiewirtschaftlichen Institut an der Universität zu Köln (EWI) und dem Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen (IAEW) erstelltes Gutachten. Dem Gutachten liegen Ergebnisse zugrunde, die auf Untersuchungen im Zeitraum Juni 2009 bis März 2010 basieren.

Der Anteil der Stromerzeugung aus Kernenergie an der Gesamtstromerzeugung beträgt in Deutschland derzeit rund 23 % und spielt somit für die Versorgungssicherheit eine wichtige Rolle. Vor dem Hintergrund der bereits zum damaligen Zeitpunkt laufenden Debatte über eine Laufzeitverlängerung wurde bei Vergabe des Gutachtens durch das BMWi im Juni 2009 vorgesehen, als Grundlage für die Analysen zur Versorgungssicherheit im Gutachten zwei unterschiedliche Szenarien zu berechnen: Das Szenario „Kernenergieausstieg“ sah einen Ausstieg aus der Kernenergienutzung entsprechend der zum Zeitpunkt der Beauftragung geltenden Gesetzeslage vor. Das Szenario „Laufzeitverlängerung“ ging demgegenüber für die Zwecke der Untersuchung von einer Verlängerung der Laufzeiten aller Kernkraftwerke um 20 Jahre aus.

Im Rahmen des vorliegenden Monitoring-Berichts erfolgt eine Auswertung der Szenariorechnungen für die Stromerzeugung ausschließlich bis zum Jahr 2020. Die für den Zeitpunkt 2030 durchgeführten Berechnungen der Gutachter für die Stromerzeugung und die Stromnetzauslastung werden aufgrund der mittlerweile geänderten Rahmenbedingungen nicht in dem Monitoring-Bericht berücksichtigt. Die im Dezember 2010 in Kraft getretene 11. Atomgesetznovelle sieht um durchschnittlich zwölf Jahre längere Laufzeiten der Kernkraftwerke vor. Die Laufzeiten für Kernkraftwerke, die ihren Leistungsbetrieb bis einschließlich 1980 aufgenommen haben, sind um 8 Jahre, die von jüngeren Kernkraftwerken um 14 Jahre verlängert worden. Unter der Voraussetzung, dass die Verlängerungsmöglichkeiten voll ausgeschöpft werden, wird das erste der noch in Leistungsbetrieb befindlichen 17 Kernkraftwerke frühestens im Jahr 2019 vom Netz gehen. Das von den Gutachtern betrachtete Szenario „Laufzeitverlängerung“ entspricht vor diesem Hintergrund bis zum Stichtag 2020 in guter Näherung der gesetzlich verabschiedeten Regelung.

Der vorliegende Monitoring-Bericht und das ihm zugrunde liegende Gutachten zielen darauf ab, eine aus Sicht der Gutachter mögliche zukünftige Entwicklung bis 2020 unter einer Versorgungssicherheits-Perspektive abzubilden. Damit unterscheidet sich der hier gewählte Ansatz von demjenigen aus den Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung von 2010. Die dort erstellten Zielszenarien bis 2050 können als grobe Wegbeschreibung oder als ein Kompass verstanden werden, der unter bestimmten Annahmen die Richtung zur Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele der Bundesregierung angibt und die hierfür notwendigen Maßnahmen benennt. Dieser

unterschiedliche Ansatz ist bei der Bewertung der Ergebnisse der Szenario-berechnungen dieser Studie zu beachten.

2 Verfügbarkeit von Primärenergieträgern zur Stromerzeugung

Die Stromerzeugung in Deutschland basiert größtenteils auf den fossilen Primärenergieträgern und Uran. Deutschland wird daher, auch bei der Stromerzeugung, noch auf absehbare Zeit auf eine sichere Versorgung mit diesen Energieträgern angewiesen sein.

In der Vergangenheit wurde aus versorgungspolitischen Gründen für die Stromerzeugung ein zwischen den Energieträgern relativ ausgeglichener Erzeugungsmix angestrebt. Die Anteile der Primärenergieträger an der Netto-Stromerzeugung betragen im Jahr 2009: Braunkohle 24 %, Uran 23 %, Steinkohle 18 %, Erneuerbare Energien 16 %, Erdgas 13 %, Sonstige 6 %.

Braunkohle wird ausschließlich inländisch gefördert und die Reserven¹ werden mit einer hohen statischen Reichweite² von 290 Jahren angegeben. Die Versorgungssituation bezüglich der Energieträger Steinkohle und Uran ist insbesondere aufgrund der breiten Importdiversifizierung Deutschlands günstig. Die Steinkohlevorkommen sind weltweit breit gestreut und die Reserven haben eine relativ hohe Reichweite von 130 Jahren. Uran wird zwar zu 100 % importiert; in den Bezugsländern ist aber langfristig von stabilen politischen Verhältnissen auszugehen.

Die weltweiten Erdgasvorkommen konzentrieren sich – im Gegensatz zu den Steinkohlevorkommen – auf einige wenige Regionen. Die statische Reichweite der Erdgasreserven wird zur Zeit mit etwa 62 Jahren angegeben. Der jährliche Verbrauch in Deutschland im Jahr 2009 betrug 92,7 Mrd. m³. Die inländische Förderung in demselben Jahr betrug 14,5 Mrd. m³, entsprechend einem Anteil von etwa 15 % am jährlichen Verbrauch.

¹ Reserven sind diejenigen Rohstoffvorkommen, die mit großer Genauigkeit erfasst sind und mit den derzeitigen technischen Möglichkeiten wirtschaftlich gewonnen werden können.

² Die Reichweite der Reserven eines Rohstoffs stellt diese in Relation zur jährlichen Fördermenge dar. Der aus diesem Verhältnis resultierende Wert besagt, wie viele Jahre die Vorkommen bei unveränderter Förderhöhe reichen würden, wenn diese mit dem Verbrauch des Rohstoffs beständig abnehmen würden.

Die deutschen Erdgas-Importmengen sind im Laufe der vergangenen Jahre aufgrund des steigenden Erdgasanteils an der Strom- und Wärmeerzeugung sowie der langfristig rückläufigen Inlandsgewinnung angestiegen. Die Hauptlieferländer (2009) sind Russland (34 %), Norwegen (33 %) und die Niederlande (17 %). Der Erdgasbezug Deutschlands ist damit im Vergleich zu anderen europäischen Ländern zwar relativ breit diversifiziert. Kurzfristige Ausweichmöglichkeiten beim Bezug sind aber nur begrenzt gegeben. Deutschland verfügt allerdings über ein relativ hohes Speichervolumen für Erdgas (maximal 80 Tage). Hinzu kommt die Möglichkeit, LNG-Terminals in benachbarten Staaten zu nutzen.

Die deutschen Gasversorgungsunternehmen sind bestrebt, die Versorgungssicherheit mit Erdgas über eine weitere Diversifikation der Bezugsquellen, der Importinfrastruktur und über stabile Beziehungen zu Lieferanten und langfristige Lieferverträge weiter zu erhöhen. Für die Stromerzeugung aus Erdgas spielt neben der grundsätzlichen Verfügbarkeit des Brennstoffs die Transportinfrastruktur für Gas eine große Rolle. Es sei an dieser Stelle auf den Monitoring-Bericht des BMWi zur Versorgungssicherheit mit Erdgas nach § 51 EnWG verwiesen. Der insgesamt gute Zustand des Gasleitungsnetzes in Deutschland wird durch eine seit 1981 stetig fallende Schadens- und Unfallrate nach DVGW-Statistik bestätigt.

3 Stromerzeugungskapazitäten

3.1 Bewertungsmethodik

Aus Gründen der Versorgungssicherheit muss gewährleistet sein, dass zu jedem Zeitpunkt die Stromnachfrage mit hinreichender Sicherheit gedeckt werden kann. Aus diesem Grund muss sichergestellt sein, dass die inländische gesicherte Erzeugungslleistung³ jederzeit größer ist als die Jahreshöchstlast⁴. Die Leistung, die nach Deckung der Last noch zur Verfügung steht, wird als verbleibende Leistung bezeichnet. Sie ist ein Maßstab dafür, welche Kapazitäten zur Bedarfsdeckung bei Nachfrageschwankungen oder stochastischen Einspeiseschwankungen sicher zur Verfügung stehen.

Diese oben beschriebene Leistungsbilanz liefert eine Übersicht über den Strombedarf zu einem bestimmten Zeitpunkt sowie über die Beiträge verschiedener Energieträger bzw. Stromerzeugungskapazitäten zu seiner Deckung.

Zur Abschätzung des zukünftigen Kraftwerksparks und damit des Erzeugungsmixes verwenden die Gutachter zwei unterschiedliche Methodiken. Für den Zeitpunkt bis 2015 wird auf Basis von vorgegebenen Realisierungswahrscheinlichkeiten der zukünftig erwartete Kraftwerkspark anhand der zur Zeit bekannten Kraftwerksprojekte hochgerechnet. Zusätzlich wird die Bewertung des ENTSO-E⁵ herangezogen.

³ Die gesicherte Leistung ergibt sich aus der inländischen Kraftwerksleistung abzüglich der nicht einsetzbaren Leistung, der Einschränkungen durch Ausfälle und Revisionen, der Reserve für Systemdienstleistungen, Leistungsreduktionen von Wasserkraftwerken und Reduktionen der elektrischen Erzeugungslleistung von KWK-Anlagen infolge Fernwärme-Auskopplung. Die Gutachter setzen ein Sicherheitsniveau von 99 % an, d. h., dass zur Stunde der Höchstlast die Stromnachfrage mit einer Wahrscheinlichkeit von 99 % durch inländische Kraftwerksleistung gedeckt wird. Nur etwa 5-10% der installierten Kraftwerksleistung von Windkraftanlagen kann als gesichert betrachtet werden. Bei Photovoltaik liegt dieser Wert bei Null.

⁴ Auch „Spitzenlast“: Gesamtnetzlast inkl. Netzverlusten. Die Jahreshöchstlast tritt typischerweise an einem Winterabend bei Dunkelheit auf.

⁵ Verband der europäischen Stromübertragungsnetzbetreiber, entstanden durch den Zusammenschluss der Vorgängerorganisationen ATSOI, BALTSO, Nordel, UKTSOA und UCTE.

Der Erzeugungsmix für den Zeitpunkt 2020 ergibt sich aus Szenariorechnungen auf Basis eines Strommarktmodells. Durch die Modellanalyse⁶ der Gutachter wird ermittelt, wie viel inländische Kraftwerksleistung bei einem vorgegebenen Sicherheitsniveau⁷ zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast statistisch gesichert zur Verfügung steht. Die Ergebnisse zeigen auf, mit welchem Kraftwerkspark eine sichere Stromversorgung in der Zukunft unter minimalen Kosten möglich ist. Die Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wurde dabei als exogene Annahme auf Basis der BMU-Leitstudie (2008) vorgegeben. Für den Betrachtungszeitpunkt 2020 werden die durch die Gutachter berechneten Szenarien Kernenergieausstieg und Laufzeitverlängerung ausgewertet (siehe Erläuterung in Kapitel 1).

Für die Entwicklung der Stromnachfrage bis 2020 und den Zubau von Kraftwerkskapazitäten bis 2015 haben die Gutachter bewusst konservative Annahmen getroffen, um bei der Abschätzung zur Versorgungssicherheit auf der sicheren Seite zu sein. So wird von einer leichten Zunahme des Stromverbrauchs bis 2020 ausgegangen. Ebenso wurden die Realisierungswahrscheinlichkeiten der Kraftwerkszubauten in Deutschland bis 2015 bewusst vorsichtig eingeschätzt (siehe Tabelle 1). Von allen derzeit in Planung befindlichen Kraftwerksprojekten (26 GW) nehmen die Gutachter nur etwa 15 GW bis 2015 als realisiert an. Damit wird aus Sicht der Gutachter den bestehenden Unsicherheiten bei der Realisierung von Kraftwerksprojekten ausreichend Rechnung getragen.

⁶ Modellgestützte Analyse mit dem am Energiewirtschaftlichen Institut an der Universität Köln entwickelten Strommarktmodell DIME. Das Modell berechnet die kostenminimale Deckung einer vorgegebenen zeitvariablen Stromnachfrage. Die errechneten Szenarien illustrieren, welcher Mix von Erzeugungskapazitäten die Stromnachfrage kosteneffizient decken kann.

⁷ Das Sicherheitsniveau wurde von den Gutachtern vorgegeben. In den berechneten Szenarien wird die Stromnachfrage mit einer Wahrscheinlichkeit von 99 % gedeckt.

EWI-Einschätzung (gewichtet)	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Sonstige	Summe
100% (im Bau)	2940	7403	2376	250	12969
66% (genehmigt)	0	0	0	85	85
33% (im Verfahren)	0	3800	2027	30	5857
0% (geplant)	660	2750	3563	0	6973
Zubau (ungewichtet)					25.884
erwarteter Zubau (gewichtet)	2940	8657	3045	316	14958

Tabelle 1: Erwarteter Kraftwerkszubau in Deutschland (in MW) bis 2015 (Anlagen > 20 MW); Quelle: Analyse des EWI.

3.2 Perspektive bis 2020

ENTSO-E berechnet auf Basis nationaler Leistungsbilanzen für jedes Land die sog. „Adequacy Reference Margin“, die den relativen Vorhaltebedarf an Kraftwerksleistung (bezogen auf die Netto-Kraftwerksleistung) beschreibt. Bei der Berechnung dieses relativen Vorhaltebedarfs werden dargebotsabhängige bzw. zufallsbedingte Einspeise- und Verbrauchsschwankungen (u. a. die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien) berücksichtigt.

Für das Jahr 2010 weist ENTSO-E für Deutschland an einem typischen Tag der Höchstlast eine verbleibende Leistung von 10 % bezogen auf die installierte Nettokraftwerksleistung aus, der erforderliche relative Vorhaltebedarf wird mit 8,2 % angegeben. Da die verbleibende Leistung größer ist als der relative Vorhaltebedarf, ist es als gesichert anzusehen, dass zum Zeitpunkt der Höchstlast der Strombedarf mit hoher Wahrscheinlichkeit vollständig durch heimische Kapazitäten gedeckt werden kann.

Im Rahmen des sog. „System Adequacy Forecast“ erstellt ENTSO-E zusätzlich zu den aktuellen Leistungsbilanzen eine Vorschau für kommende Jahre (Tabelle 2). Bei der Betrachtung wird jeweils von einem wahrscheinlichen und einem konservativen Szenario bezüglich des Kraftwerkszubaues ausgegangen. Für das Jahr 2015 prognostiziert ENTSO-E, dass in Deutschland – trotz eines leichten Anstiegs des relativen Vorhaltebedarfs – die verbleibende Leistung noch deutlicher als heute über dem Vorhaltebedarf liegen wird und sich damit die Versorgungssituation bis zum Jahr 2015 gegenüber der aktuellen Situation noch verbessern wird. Der Grund für den

Anstieg sind vor allem die zahlreichen Kraftwerke, die sich aktuell in Bau bzw. in Planung befinden und dann in Betrieb sein werden. Da die Prognose für das Jahr 2020 mit deutlich mehr Unsicherheiten behaftet ist, wird diese hier nicht zur Bewertung herangezogen.

System Adequacy Forecast 2009-2020 (Last bezogen auf einen Januartag, 19 Uhr)			
	2010	2015	2020
Netto-Kraftwerksleistung [GW]			
Konservatives Szenario	135,0	162,3	178,7
Wahrscheinliches Szenario	135,0	178,3	190,0
Gesicherte Nettoleistung [GW]			
Konservatives Szenario	89,9	103,7	98,0
Wahrscheinliches Szenario	89,9	117,1	113,1
Last [GW]	76,7	77,2	79,1
Verbleibende Leistung [GW]			
Konservatives Szenario	13,5	27,0	19,4
Wahrscheinliches Szenario	13,5	40,4	34,5
Anteilige verbleibende Leistung bezogen auf Netto-Kraftwerksleistung [%]			
Konservatives Szenario	10,0%	16,6%	10,9%
Wahrscheinliches Szenario	10,0%	22,7%	18,1%
Relativer Vorhaltebedarf (Adequacy Reference Margin) [%]			
Konservatives Szenario	8,2%	9,1%	9,6%
Wahrscheinliches Szenario	8,2%	9,9%	10,7%

Tabelle 2: Leistungsbilanzen nach ENTSO-E für Deutschland für die Jahre 2010, 2015, 2020; Quelle: ENTSO-E (2009).

Auch nach den Berechnungen der Gutachter übertrifft in beiden betrachteten Szenarien (mit und ohne Verlängerung von Laufzeiten der Kernkraftwerke) bis zum Jahr 2015 die gesicherte Leistung – aufgrund des geplanten Ausbaus des Kraftwerksparks – die Spitzenlast signifikant. In diesem Zeitraum wird von keinen erzeugungsseitigen Engpässen ausgegangen.

Die Szenariorechnungen zeigen darüber hinaus, dass mit der Laufzeitverlängerung diese Aussage sogar bis etwa zum Jahr 2020 gilt – die notwendige gesicherte Leistung wird in diesem Szenario bis 2020 allein auf Basis der heute bereits absehbaren Kraftwerkszubauten sowie der länger laufenden Kernkraftwerke erbracht. Ohne Laufzeitverlängerung wäre dagegen ein Zubau weiterer Kapazitäten bis 2020

erforderlich, um die Lastabdeckung durch gesicherte Leistung zu gewährleisten. Dieser Zubau erfolgt modellseitig marktgetrieben mit Gaskraftwerken in einer Größenordnung von 6 GW. Fielen Kernkraftwerke aus dem Stromerzeugungsmix, so würden aus Gründen der Versorgungssicherheit also entsprechende Ersatzkapazitäten im Strommarkt benötigt, um diese Lücke an gesicherter Leistung zu füllen.

Nach den Modellrechnungen der Gutachter erhöht sich die Gesamtkapazität des Kraftwerkparks bis zum Jahr 2020 auf über 170 GW. Dieser Zuwachs ergibt sich durch den Zubau erneuerbarer Energien (gemäß BMU-Leitstudie 2008), die allerdings nur in einem sehr geringen Maße zu der unter Versorgungssicherheitsaspekten bedeutsamen gesicherten Leistung beitragen können. Im Jahr 2020 werden nach den Szenariorechnungen der Gutachter noch über 80 % der zur Abdeckung der Spitzenlast benötigten gesicherten Leistung durch Gas-, Kohle- und Kernkraftwerke bereitgestellt werden.

Im Jahr 2020 werden annahmegemäß dabei insgesamt über 30 % des Stroms durch erneuerbare Energien erzeugt (193 TWh). Im Szenario „Laufzeitverlängerung“ nimmt nach den Annahmen der Gutachter die Stromerzeugung aus Stein- und Braunkohlekraftwerken bis zum Jahr 2020 stark ab, die Erzeugung aus Gaskraftwerken dagegen nur leicht – von 71 TWh im Jahr 2008 auf 66 TWh im Jahr 2020. Die Stromerzeugung aus Kernenergie bleibt annahmegemäß auf dem heutigen Niveau. Ohne längere Laufzeiten wäre die wegfallende Erzeugung aus Kernenergie sowie aus Braun- und Steinkohlekraftwerken hauptsächlich durch zusätzliche Stromerzeugung aus Gaskraftwerken zu ersetzen.

Zudem wäre ohne längere Laufzeiten laut Berechnungen der Gutachter ab dem Jahr 2020 zu erwarten, dass Deutschland relevante Strommengen (ca. 6 %) importieren würde, da Nachbarländer (Frankreich, osteuropäische Länder) CO₂-frei erzeugten Strom (größtenteils aus Kernenergie) günstiger anbieten könnten. In dem von den Gutachtern berechneten Szenario „Laufzeitverlängerung“ ist der Stromimport bis zum Jahr 2020 demgegenüber zunächst zu vernachlässigen.

4 Stromübertragungskapazitäten

4.1 Vorgehensweise

Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit muss nicht nur eine ausreichende Menge an Strom erzeugt werden, sondern der erzeugte Strom muss auch zuverlässig zu den Stromverbrauchern transportiert werden. Unabdingbare Voraussetzung hierfür ist die Verfügbarkeit ausreichend bemessener Stromübertragungskapazitäten. Gleichzeitig muss aber auch dafür Sorge getragen werden, dass das elektrische Gesamtsystem zu jedem Zeitpunkt in einem stabilen Gleichgewichtszustand gehalten wird (vgl. Kapitel 5).

Die Auslastung des Übertragungsnetzes im Jahr 2015 wurde durch die Gutachter unter Verwendung eines vom IAEW entwickelten Näherungsmodells des deutschen Übertragungsnetzes simuliert. Zukünftige Erzeugung und Last wurden auf Basis der in Kapitel 2 hergeleiteten Daten prognostiziert. Dabei lagen der Berechnung die in Planung oder Bau befindlichen Projekte zugrunde. Für die Netzberechnungen haben die Gutachter eine Zuordnung zukünftiger Erzeugungseinheiten zu bestimmten Netzknoten vorgenommen. Die Allokation der Kraftwerke orientiert sich dabei an regionalen Standortfaktoren, ihr Einsatz erfolgt marktorientiert über ein Markt-simulationsverfahren. Grenzüberschreitende Stromflüsse wurden berücksichtigt. Zur Berechnung der Netzauslastung wurden von den Gutachtern die zurzeit von den Übertragungsnetzbetreibern geplanten sowie in öffentlichen Dokumenten zugänglichen Netzausbaumaßnahmen berücksichtigt.

Zur Identifikation zukünftiger Netzengpässe werden Netznutzungsszenarien mit besonders hoher Netzbelastung betrachtet. Dabei werden die Fälle „Starkwind-Starklast“ und „Starkwind-Schwachlast“ berücksichtigt, da diese besonders hohe Anforderungen an die Netze stellen und i. d. R. auslegungsrelevant sind. Als Kriterium für die Netzauslastung wurde ausschließlich die thermische Belastbarkeit der Leitungen („überlastete Leitungen“) im Rahmen einer Ausfallsimulation mit (n-1)-Kriterium herangezogen. Es wurden keine weiteren Stabilitätsbetrachtungen (z. B. bzgl. Kurzschlussleistung, Spannungshaltung, Schaltbarkeit) durchgeführt.

4.2 Aktuelle Situation

Im innerdeutschen Übertragungsnetz werden bisher keine strukturellen Engpässe ausgewiesen.

Die Analyse der Alterstrukturen und des Wartungszustands der Betriebsmittel (Leitungen, Transformatoren, Leistungsschalter) hat ergeben, dass es derzeit keine Anzeichen dafür gibt, dass die deutschen Übertragungsnetze überaltert oder in einem nicht funktionsgerechten Zustand sein könnten. Lediglich das Durchschnittsalter der 220kV-Masten liegt über dem der restlichen Betriebsmittel. Aufgrund des vermehrten Rückbaus der 220kV-Spannungsebene und der damit verbundenen Umstrukturierung hin zur 380kV-Spannungsebene wird es eine Verjüngung bzw. eine Ertüchtigung der Betriebsmittel geben.

Die Gutachter weisen jedoch darauf hin, dass das deutsche Übertragungsnetz zu einer relevanten Anzahl an Zeitpunkten bis an seine Kapazitätsgrenzen ausgelastet ist, wobei betriebliche Reserven – wie beispielsweise eine Erhöhung der Strombelastung bei tiefen Außentemperaturen – bereits ausgeschöpft sind.

Die Überlastungen treten nicht dauerhaft und flächendeckend, sondern punktuell insbesondere auf den stark ausgelasteten Nord-Süd-Trassen auf. Besonders betroffen ist die Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz Transmission GmbH, in der für bestimmte Leitungen zu singulären Zeitpunkten die so genannte (n-1)-Belastung über 100 % der Dauerstrombelastbarkeit liegt. In derartigen Situationen besteht damit bereits heute ein verstärktes Risiko für die Versorgungssicherheit.

Der Grund für die Überlastungen ist in dem strukturellen Umbau der Energieversorgung von einem früher durch regionale Lastdeckung geprägten System hin zu einem System mit zunehmendem Anteil erneuerbarer Energien, ansteigenden Transportmengen und -entfernungen sowie internationalem Stromhandel zu sehen. Die aktuelle Transportaufgabe weicht damit von derjenigen ab, die der Auslegung der bestehenden Netze zugrunde lag. Insbesondere der Ausbau der Windenergie an Land und auf See, aber auch die Neuansiedlungen von konventionellen Kraftwerken in Küstennähe erfordern neue und zusätzliche Übertragungskapazitäten für den Strom. Die Stromerzeugungs- und -verbrauchsschwerpunkte werden in Zukunft räumlich weiter auseinander liegen als bisher. Dieses Problem wurde bereits frühzeitig erkannt. Im

Rahmen der dena-I-Netzstudie wurde der bis zum Jahr 2015 notwendige Netzausbau trassenscharf ermittelt. Dieser Bedarf fand (neben weiteren Trassen) Eingang in das Gesetz zur Beschleunigung des Ausbaus der Höchstspannungsnetze, das seit August 2009 in Kraft ist. Mit dem in diesem Gesetzespaket enthaltenen Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) wurde die Grundlage für eine Beschleunigung von 24 vordringlichen Übertragungsnetzbauvorhaben geschaffen. Das Bundesverwaltungsgericht hat in seinem Beschluss vom 22.07.2010 bestätigt, dass die vom Gesetzgeber im EnLAG vorgenommene Feststellung der energiewirtschaftlichen Notwendigkeit auch für das Gericht verbindlich ist.

Es sind allerdings heute schon erhebliche Verzögerungen bei der Umsetzung der dena-I- und EnLAG-Trassen zu beobachten. Bei einigen Projekten wurden bereits die geplanten Inbetriebnahmezeitpunkte überschritten, bei weiteren ist dies zu erwarten. Die Übertragungsnetzbetreiber geben als Hauptgrund die Verzögerung von Planungs- und Genehmigungsverfahren aufgrund von Akzeptanzproblemen in der Bevölkerung an. Aktuell ist noch nicht absehbar, ob die Maßnahmen des EnLAG die erwünschte Beschleunigungswirkung entfalten können. Eine Evaluierung ist zum 1. Oktober 2012 vorgesehen.

4.3 Perspektive bis 2020

Die Berechnungen der Gutachter haben ergeben, dass bis zum Jahr 2015 keine strukturellen Engpässe und keine Gefährdung der Versorgungssicherheit zu erwarten sind, falls die geplanten Ausbaumaßnahmen – insbesondere die Maßnahmen nach dem EnLAG-Bedarfsplan – fristgerecht umgesetzt werden. Dieses Ergebnis bestätigt, dass die EnLAG-Maßnahmen unbedingt notwendig und zweckmäßig sind. Allerdings weisen die Gutachten darauf hin, dass das Netz häufig bis an seine Grenzen ausgelastet sein wird und einzelne kritische Situationen nicht ausgeschlossen werden können. Die Szenariorechnung für das Jahr 2015 zeigt, dass ohne Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke eine erhöhte Netzauslastung sowie ein erhöhter Blindleistungsbedarf zu erwarten gewesen wären. Die von den Gutachtern errechneten Netzverluste (als Maß für die Netzauslastung) im Nutzungsszenario Starklast-Starkwind liegen für das Szenario ohne Laufzeitverlängerung etwa 10 % über denen des Szenarios mit Laufzeitverlängerung.

Engpässe an den deutschen Außengrenzen, die sich zurzeit vor allem auf den Stromhandel auswirken, haben aufgrund der aktuell geringen Importabhängigkeit der Stromversorgung in Deutschland keine negativen Folgen für die Versorgungssicherheit.

Der Aufwand für Instandhaltung und Erneuerung wird nur einen geringen Teil der Gesamtkosten auf der Höchstspannungsebene ausmachen. Allerdings muss beachtet werden, dass auch während der Instandhaltungs- und Erneuerungsarbeiten das (n-1)-Kriterium eingehalten werden muss. Mit steigender Auslastung der Netze wird es zunehmend problematisch, geeignete Zeiträume vorzusehen.

Der Netzausbaubedarf bis zum Jahr 2020 wurde in der mittlerweile veröffentlichten dena-II-Netzstudie ermittelt. Diese weist einen erheblichen zusätzlichen Netzausbaubedarf von z. B. 3.600 Trassenkilometern (6.600 Stromkreiskilometer) bei neuen Drehstrom-Freileitungen (380 kV) bis zum Jahr 2020 aus. Dabei wurden die in der dena-I-Studie ermittelten 850 Trassenkilometer als vollständig realisiert vorausgesetzt.

5 Gewährleistung eines sicheren Systembetriebs

Neben der angemessenen Übertragungskapazität spielt der sichere Systembetrieb eine entscheidende Rolle für die Versorgungssicherheit. Nach EnWG obliegt die Systemverantwortung in erster Linie den Übertragungsnetzbetreibern. Eine wesentliche Aufgabe ist die Sicherstellung einer ausgeglichenen Systembilanz, d. h. des Gleichgewichts zwischen Erzeugung und Last unter Berücksichtigung der bestehenden Netzstruktur.

Die Analyse des aktuellen Systembetriebs durch die Gutachter hat ergeben, dass die von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern zugrunde gelegten Maßnahmenkataloge und Einzelmaßnahmen keine Hinweise auf akute Gefährdungen der Systemsicherheit aufgrund prozessualer oder organisatorischer Schwachstellen enthalten. Die im § 13 EnWG festgelegte dreistufige Vorgehensweise (netz- und marktbezogene Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 bzw. Anpassungsmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG) wird durch die Übertragungsnetzbetreiber konsequent und sinnvoll angewendet. Momentan bieten die Regelungen in § 13 EnWG somit eine ausreichende Grundlage zur Gefahrenabwehr im Systembetrieb.

Angesichts des schnellen Ausbaus der erneuerbaren Energien und des gleichzeitig stockenden Netzausbaus ist allerdings zu erwarten, dass die Anforderungen für die Gewährleistung eines sicheren Systembetriebs in den kommenden Jahren ansteigen werden. Die Gutachter weisen darauf hin, dass in der 50Hertz-Regelzone bereits seit Jahren eine kontinuierliche Zunahme der Anzahl der angewendeten Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 und Abs. 2 festzustellen ist⁸. Aus Sicht der Gutachter stellen insbesondere die nachfolgenden Aspekte ein zunehmendes Risiko für die Systemstabilität in den kommenden Jahren dar:

1. Die Übertragungsnetzbetreiber haben die Aufgabe, Spannungs- und Frequenzänderungen durch den Einsatz von Blindleistung und Regelleistung in einem bestimmten Band zu halten. Die Erfüllung dieser Aufgabe einer ausgeglichenen Systembilanz wird zunehmend schwieriger. Steigende Anteile der Windenergie im Norden und der Photovoltaik im Süden führen zu regional und

⁸ Seit 2006 wurden in 9 Fällen Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 ergriffen.

temporär unausgeglichene Systembilanzen. Regional überschüssige Energie muss transportiert oder (falls wegen Netzengpässen nicht möglich) abgeregelt werden. Eine Gegenüberstellung der für das Jahr 2020 im nationalen Aktionsplan prognostizierten installierten Erzeugungslleistung aus erneuerbaren Energien (110 GW) mit der Mindestlast in Deutschland (ca. 30 GW) macht deutlich, dass in Zukunft in bestimmten Situationen die Erzeugung aus erneuerbaren Energien die Gesamtkundenlast in Deutschland zeitweise erheblich übersteigen wird.

2. Für einen stabilen Netzbetrieb und funktionierende Netzschutzsysteme sind Vorhaltung und Lieferung von Systemdienstleistungen (Regelleistung, Blindleistung, Kurzschlussleistung) zwingend erforderlich. Zurzeit werden diese Systemdienstleistungen fast ausschließlich durch konventionelle Kraftwerke und Kernkraftwerke erbracht. Die Übertragungsnetzbetreiber müssen bereits heute, je nach Netzsituation, Kraftwerke anweisen, am Netz zu bleiben, um ausreichend Systemdienstleistungen zur Verfügung zu haben. Mit zunehmendem Ausbau der erneuerbaren Energien ist es aus Gründen der Netzstabilität unbedingt erforderlich, dass erneuerbare Energien in einem zunehmenden Maße Systemdienstleistungen erbringen.
3. Die Gutachter schlagen vor, die für die Systemstabilität (Primärregelung, Spannungshaltung, Kurzschlussleistung, Schutzkonzepte, Stabilität) mindestens erforderliche Einspeiseleistung aus konventionellen Erzeugungseinheiten systematisch zu ermitteln. Bisher beruht der Systembetrieb in besonders kritischen Situationen ausschließlich auf Erfahrungswerten der Übertragungsnetzbetreiber. Die Kenntnis der Mindesteinspeiseleistung aus konventionellen Kraftwerken ist erforderlich, um das System in Zukunft bei maximaler Einspeisung aus erneuerbaren Energien sicher kontrollieren und Maßnahmen nach § 13 EnWG bzw. § 11 EEG sicher anwenden zu können.
4. Die Transportentfernungen (Lastferne der Erzeugung) sowie die zu transportierenden Strommengen steigen kontinuierlich an. Die Anfälligkeit des elektrischen Systems für im Übertragungsnetz auftretende überregionale

Mehrfachfehler⁹ wird dadurch erhöht. Es wird daher vorgeschlagen, das (n-1)-Kriterium für Netzplanung und –betrieb, das bisher in allen Fällen ein ausreichendes Sicherheitsniveau garantiert hat, um eine Risikobewertung in Bezug auf Mehrfachfehler zu erweitern, um auch in Zukunft überregionale Großstörungen sicher vermeiden zu können.

5. Die zunehmende Kurzfristigkeit der Erzeugung und des Handels sowie die teilweise schlechte Prognostizierbarkeit insbesondere dezentraler Einspeisung erfordern ein immer kurzfristigeres operatives Handeln der Netzbetreiber. Die hierfür von den Verteil- und Übertragungsnetzbetreibern benötigten Daten und Prognosen sind heute noch nicht vollständig in ausreichender Qualität, Menge und Kurzfristigkeit verfügbar. Der Informationsfluss zwischen Übertragungsnetzbetreibern, nachgelagerten Netzen, Erzeugern und Bilanzkreisen muss daher in der nahen Zukunft verbessert werden.

In Gesprächen haben die Übertragungsnetzbetreiber zudem darauf hingewiesen, dass die oben beschriebenen Entwicklungen zu einem erhöhten Koordinationsbedarf sowohl auf internationaler Ebene als auch zwischen Übertragungsnetz- und nachgelagerten Netzbetreibern führen.

⁹ Unter Mehrfachfehlern wird das gleichzeitige Auftreten von mehreren Fehlern im Energieversorgungssystem verstanden (Kurzschlüsse, Erdschlüsse, Unterbrechungen).

6 Schlussfolgerungen

Die im Rahmen des Monitorings durchgeführten Untersuchungen haben gezeigt, dass das Niveau der Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität in Deutschland nach wie vor als hoch einzustufen ist.

Die Zuverlässigkeit (Unterbrechungsfreiheit) der Stromversorgung für die Endkunden ist ein wesentlicher Bestandteil der Versorgungssicherheit. Die Nichtverfügbarkeit, d. h. die Zeit, die ein Letztverbraucher im Durchschnitt nicht mit Elektrizität versorgt werden kann, betrug 14,63 Minuten im Jahr 2009. Dieser Wert ist im europäischen Vergleich besonders niedrig und stellt eine Verbesserung gegenüber den Vorjahren (2006 bis 2008) dar. Speziell die Versorgungszuverlässigkeit in Deutschland ist daher aktuell als sehr hoch zu bewerten.

Primärenergieträger für die Stromerzeugung sind in ausreichendem Maße verfügbar.

Auf Basis der bestehenden Kraftwerksplanungen stehen bis zum Jahr 2015 in jedem Fall ausreichend Stromerzeugungskapazitäten zur Verfügung, um die Jahresspitzenlast sicher zu decken. Diese Aussage gilt nach den Szenarioberechnungen der Gutachter aufgrund der Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke nunmehr sogar bis etwa 2020.

Spätestens ab dem Jahr 2020 ist ein zunehmender Bedarf an zusätzlicher Erzeugungsleistung zu erwarten, um die Last sicher decken zu können. Diese Perspektive lässt aus heutiger Sicht noch genügend zeitlichen Spielraum für Investitionen, die abhängig von der sich in den kommenden Jahren einstellenden Entwicklung der Stromnachfrage und der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien getätigt werden können.

Entsprechend dem Energiekonzept der Bundesregierung sollen die erneuerbaren Energien beim Energiemix der Zukunft den Hauptanteil übernehmen. Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, insbesondere aus Wind und Photovoltaik, wird zunehmend konventionell erzeugte Strommengen ersetzen. In der absehbaren Zukunft werden die erneuerbaren Energien jedoch kaum zur gesicherten Kraftwerksleistung und damit zu einer Gewährleistung der Versorgungssicherheit beitragen. Bei weiterhin vorrangiger Einspeisung aus erneuerbaren Energien wird allerdings der bestehende konventionelle Kraftwerkspark immer weniger ausgelastet. Die Gutachter weisen darauf

hin, dass es etwa ab 2020 notwendig werden könnte, zusätzliche Investitionsanreize für die Errichtung von Erzeugungsanlagen zur Bereitstellung gesicherter Leistung zu schaffen, falls solche marktgetrieben – wegen fehlender Wirtschaftlichkeit – nicht errichtet werden. Neben einer mangelnder Wirtschaftlichkeit können aber auch Akzeptanzprobleme beim Bau neuer Kraftwerke dazu führen, dass es künftig zu Engpässen bei der Bereitstellung der erforderlichen gesicherten Leistung kommt. Solche Engpässe könnten theoretisch zunächst dadurch aufgefangen werden, dass von den Unternehmen geplante Stilllegungen von älteren Kraftwerken zeitlich nach hinten verschoben werden. Eine solche Maßnahme kann allerdings, abhängig von den Grenzkosten der jeweiligen Kraftwerke, strompreistreibend wirken sowie höhere CO₂-Emissionen verursachen und sollte vor diesem Hintergrund vermieden werden.

Die Modellrechnungen der Gutachter haben ergeben, dass bis zum Jahr 2020 die Stromerzeugung aus Gas kaum sinken wird und damit eine Erdgasnachfrage etwa auf dem heutigen Niveau zu erwarten ist. Gaskraftwerke können – vor dem Hintergrund einer sinkenden Anzahl an Volllaststunden – flexibler in ihrem Lastverhalten auf das weiter ansteigende Stromangebot aus volatilen Energieträgern reagieren und weisen eine höhere Rentabilität gegenüber Kohlekraftwerken im Rahmen des Emissionshandels auf. Die Anstrengungen zur weiteren Diversifizierung beim Erdgasbezug sollten daher intensiviert werden, um der Importabhängigkeit bei Erdgas entgegenzuwirken.

Der Einsatz der Brennstoffe Steinkohle und Braunkohle nimmt in den von den Gutachtern errechneten Szenarien bis zum Jahr 2020 stark ab. Der Uranbedarf bleibt angesichts der Laufzeitverlängerung annahmegemäß konstant. Aufgrund der günstigen Importsituation ist für die Versorgung mit diesen Brennstoffen nicht mit Engpässen zu rechnen.

Nach den Berechnungen der Gutachter ist es wahrscheinlich, dass Deutschland langfristig ein Stromimportland wird. Wäre die Laufzeitverlängerung nicht beschlossen worden, würde nach den Berechnungen der Gutachter ab dem Jahr 2020 eine signifikante Strommenge importiert werden. Durch die Laufzeitverlängerung ist zunächst bis zum Jahr 2020 nicht mit wesentlichen Importmengen zu rechnen. Im weiteren zeitlichen Verlauf des sukzessiven Kernenergieausstiegs ist nach 2020 aber zu erwarten, dass die Menge des importierten Stroms ansteigen wird. Der sinkenden Importabhängigkeit bei der Brennstoffbeschaffung wird dann eine steigende

Importabhängigkeit beim Strombezug gegenüberstehen. Dieser Sachverhalt wird bei zukünftigen Bewertungen der Versorgungssicherheit zu berücksichtigen sein.

Der Ausbau der Übertragungskapazitäten an den Grenzkuppelstellen nach Deutschland kann einen Beitrag zur Erhöhung der Versorgungssicherheit leisten, weil bei einer unvorhergesehenen inländischen Unterversorgung dann Strom aus den benachbarten Staaten importiert werden kann. Kraftwerkskapazitäten im Ausland werden jedoch nicht bei der Berechnung der inländischen gesicherten Leistung berücksichtigt. Zur Bewertung der Versorgungssicherheit werden ausschließlich die im Inland installierten Kraftwerkskapazitäten herangezogen. Dahinter steht das Bestreben, auch in Starklastzeiten von Stromimporten möglichst unabhängig zu sein.

In dem (ersten) Monitoring-Bericht des BMWi aus dem Jahr 2008 stand die Frage im Vordergrund, ob durch den umfassenden Umbau der Stromerzeugung in Deutschland in Zukunft ausreichende Erzeugungskapazitäten zur Verfügung stehen werden (Diskussion um eine „Stromlücke“). Das vorliegende Gutachten zeigt, dass in den kommenden Jahren der Ausbau des Stromnetzes und der Erhalt der Systemstabilität im Fokus der Versorgungssicherheitsdebatte stehen müssen. Das zeitliche Auseinanderlaufen des rasanten Zubaus von Erneuerbaren-Energien-Kapazitäten mit dem nur schleppend verlaufenden Ausbau der Stromnetze wird zunehmend zu strukturellen Problemen und Risiken für die Sicherheit der Stromversorgung in Deutschland führen, falls keine geeigneten Maßnahmen in der nahen Zukunft getroffen werden.

Die Stabilitätsgrenzen des elektrischen Systems sind bereits heute punktuell zeitweise erreicht. Sollte der Netzausbau nicht beschleunigt werden können, besteht in den kommenden Jahren bei weiterem Ausbau der erneuerbaren Energien die Gefahr, dass das Sicherheitsniveau im Hinblick auf die Systemstabilität abgesenkt wird. In der Folge werden Eingriffe der Netzbetreiber gemäß § 13 EnWG verstärkt erforderlich werden, um kritische Situationen im Systembetrieb zu vermeiden.

Die Gutachter haben Maßnahmen vorgeschlagen, um die Elektrizitätsversorgung auch in Zukunft auf einem hohen Sicherheitsniveau gewährleisten zu können. Dabei steht der Ausbau der Stromnetze im Vordergrund. Hier sind bereits Prozesse aufgesetzt worden (z. B. EnLAG, Energiekonzept der Bundesregierung mit u. a. auch der Netzplattform), die Fortschritte bei der gewünschten Beschleunigung des Netzausbaus erzielen

können. Der Projektfortschritt der wichtigsten Netzausbauprojekte muss weiterhin in einem engen Zeitfenster überwacht werden. Gegebenenfalls müssen weitere, über die bestehenden Maßnahmen hinausgehende Schritte ergriffen werden, um ausreichende Übertragungskapazitäten im Stromnetz sicherzustellen. Neben den Übertragungsnetzen muss auch der wichtige Bereich der Verteilnetze zukünftig besonders in den Blick genommen werden. Zeitgleich müssen die von den Gutachtern identifizierten Problemfelder im Bereich Systemstabilität (Kapitel 5) systematisch untersucht werden. Hier sind geeignete Maßnahmen zu identifizieren und diese möglichst schnell umzusetzen.

7 Quellenverzeichnis

Analyse und Bewertung der Versorgungssicherheit in der Elektrizitätsversorgung, Abschlussbericht, CONSENTEC, EWI, IAEW

Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020 (dena-Netzstudie I), Deutsche Energie-Agentur GmbH

Integration Erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick auf 2025 (dena-Netzstudie II), Deutsche Energie-Agentur GmbH

System Adequacy Forecast 2009 – 2020, ENTSO-E

Weiterentwicklung der „Ausbaustrategie Erneuerbare Energien“ vor dem Hintergrund der aktuellen Klimaschutzziele Deutschlands und Europas (Leitstudie 2008), Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit

Monitoring-Bericht nach § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit bei Erdgas, Stand Juli 2010, Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie

Monitoring-Bericht 2010 gemäß § 63 Abs. 4 i. V. m. § 35 EnWG, Bundesnetzagentur

Nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energie gemäß der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen