



Analyse und **Bewertung** der Versorgungssicherheit in der Elektrizitätsversorgung

(Projektnr. I D 4 – 38/09; Aktenzeichen I D 4 – 02 08 15)

Untersuchung im Auftrag des

Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi)

Abschlussbericht

30. September 2010

CONSENTEC
Consulting für Energiewirtschaft
und -technik GmbH

Grüner Weg 1
D-52070 Aachen
Tel. +49. 241. 93836-0
Fax +49. 241. 93836-15
E-Mail info@consentec.de
www.consentec.de

Energiewirtschaftliches Institut an
der Universität zu Köln (EWI)

Albertus-Magnus-Platz
D-50923 Köln

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

Schinkelstr. 6
D-52056 Aachen

Autoren:

Consentec:

Dr. Christoph Maurer

Karsten Lüdorf

EWI:

PD Dr. Dietmar Lindenberger

Moritz Paulus

Katharina Grave

IAEW:

Prof. Dr. Albert Moser

Dr. Roland Hermes

Christian Linnemann

Inhalt

1	Einleitung	1
2	Politische und wirtschaftliche Bedeutung der Versorgungssicherheit	2
2.1	Definition des Begriffs Versorgungssicherheit	2
2.2	Bedeutung von Strom als Produktions- und Konsumfaktor	6
3	Ausgangssituation und aktuelles Niveau der Versorgungssicherheit	10
3.1	Aktuelle Versorgungssituation auf dem Stromerzeugungsmarkt	10
3.2	Aktuelle Versorgungsabhängigkeit von Brennstoffimporten	13
3.2.1	Steinkohle	14
3.2.2	Braunkohle	16
3.2.3	Erdgas	16
3.2.4	Uran	19
3.2.5	Erneuerbare Energien	20
3.3	Aktuelle Situation bei der netzseitigen Versorgungssicherheit	21
3.3.1	Entwicklung und Einordnung der Versorgungszuverlässigkeit	21
3.3.2	Gewährleistung eines sicheren Systembetriebs	23
3.3.3	Netztopologie und Netzkapazitäten	24
3.3.4	Einbindung in das internationale Verbundsystem	30
3.3.5	Zustand der Übertragungsnetze	32
4	Entwicklung der Stromerzeugungskapazitäten bis 2030	35
4.1	Vorgehensweise	35
4.2	Szenarien und Annahmen	37
4.3	Ergebnisse der Szenariorechnungen	41
4.3.1	Kraftwerkspark	41
4.3.2	Erzeugungsmix	43
4.3.3	Spitzenlastdeckung durch gesicherte Leistung	46
4.4	Zusammenfassung und Schlussfolgerungen	48
5	Entwicklung der Transportanforderungen und Netzkapazitäten bis 2030	50
5.1	Modellierung der Erzeugungsstruktur	52

5.2	Netzentwicklung	53
5.3	Generierung der Netznutzungsszenarien	54
5.4	Methoden zur Prüfung der Angemessenheit der vorgehaltenen Netzkapazitäten	58
5.5	Untersuchungsergebnisse	60
5.5.1	Betrachtungszeitpunkt 2015	60
5.5.2	Betrachtungszeitpunkt 2030	61
5.5.3	Untersuchung innovativer Netzausbaukonzepte für 2030	65
5.6	Entwicklung des Instandhaltungs- und Erneuerungsbedarfs	69
6	Anforderungen an die sichere Netzsteuerung und Blackout-Verhinderung unter Berücksichtigung des internationalen Stromverbunds	73
6.1	Übersicht	73
6.2	Zusammenarbeit der Übertragungsnetzbetreiber	74
6.3	Aktuelle Entwicklungen und Risiken für die Systemsicherheit	78
7	Einfluss der EU-Politik auf die Versorgungssicherheit	83
7.1	Regelungen des dritten Energiebinnenmarktpaketes	83
7.2	Kritische Infrastrukturen	86
7.3	Transeuropäische Netze	87
7.4	Versorgungssicherheits-Richtlinie	90
8	Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen	92
	Literatur	95

1 Einleitung

Vor dem Hintergrund der grundsätzlichen Bedeutung einer sicheren Versorgung mit leitungsgebundenen Energien hat der Gesetzgeber in § 51 EnWG das Bundeswirtschaftsministerium beauftragt, ein Monitoring der Versorgungssicherheit durchzuführen.

Als Ergebnis einer entsprechenden Ausschreibung hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMW i) mit Datum vom 03. Juni 2009 den Auftrag einer „Analyse und Bewertung der Versorgungssicherheit in der Elektrizitätsversorgung¹“ an das Konsortium aus CONSENTEC Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) und Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen (IAEW) vergeben.

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse dieser Untersuchung, die im Wesentlichen im Zeitraum Juni 2009 bis März 2010 durchgeführt wurden. Entsprechend beziehen sich wesentliche Analysen und Aussagen auf die zu diesem Zeitpunkt vorliegenden Erkenntnisse

In Kapitel 2 werden der Begriff „Versorgungssicherheit“ im Sinne dieses Berichts definiert und die politische und wirtschaftliche Bedeutung einer sicheren Versorgung diskutiert, Kapitel 3 enthält eine Beurteilung der Ausgangssituation und des aktuellen Niveaus der Versorgungssicherheit in Deutschland, in Kapitel 4 werden die Entwicklung der Stromerzeugungskapazitäten und der Stromnachfrageentwicklung bis 2030 unter Berücksichtigung der Energieträgerentwicklung und der Stromimport-/exportpotenziale analysiert. Kapitel 5 beschreibt die Entwicklung der Transportanforderungen und daraus resultierende Anforderungen an die Netzkapazitäten im Übertragungsnetz. In Kapitel 6 werden Anforderungen an den sicheren Systembetrieb und die Vermeidung von Blackouts dokumentiert. Kapitel 7 beschreibt die Ergebnisse unserer Analysen zur Auswirkung der EU-Politik auf die Versorgungssicherheit.

Der Bericht schließt mit den zusammenfassenden Schlussfolgerungen und daraus abgeleiteten Handlungsempfehlungen.

¹ Der Untersuchungsauftrag zielt – dem Verantwortungsbereich des auftraggebenden Ministeriums entsprechend – auf die Versorgungssicherheit in Deutschland. Entwicklungen in angrenzenden Ländern werden insofern betrachtet, als sie für Stand und Entwicklung der Versorgungssicherheit in Deutschland relevant sind.

2 Politische und wirtschaftliche Bedeutung der Versorgungssicherheit

2.1 Definition des Begriffs Versorgungssicherheit

Wir verstehen Versorgungssicherheit im nachfolgenden Bericht als einen umfassenden Begriff, der die Gesamtsicht auf die Situation der Kunden widerspiegelt: Versorgungssicherheit ist gegeben, wenn die Kunden dauerhaft und nachhaltig ihren Bedarf an (elektrischer) Energie decken können. Damit umfasst die Versorgungssicherheit alle Stufen der Wertschöpfungskette der Elektrizitätsversorgung (analog der Gasversorgung) unter Einschluss der Förderung oder Bereitstellung von Primärenergieträgern, der Erzeugung oder Beschaffung von elektrischer Energie, dem Transport (Übertragung bzw. Fernleitung) und der Verteilung über Netze und Anlagen sowie den Handel und Vertrieb von Strom. Besondere Bedeutung haben dabei die Transportnetze wegen ihrer gesetzlich zugewiesenen Verantwortung für das Gesamtsystem der Energieversorgung.

Versorgungssicherheit in diesem Sinne ist eines der auch in § 1 Abs. 1 EnWG angeführten energiepolitischen Grundziele und steht in enger Beziehung zu den anderen aus dem sogenannten Zieldreieck der Energiepolitik (Bild 2.1) bekannten Grundzielen Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit.

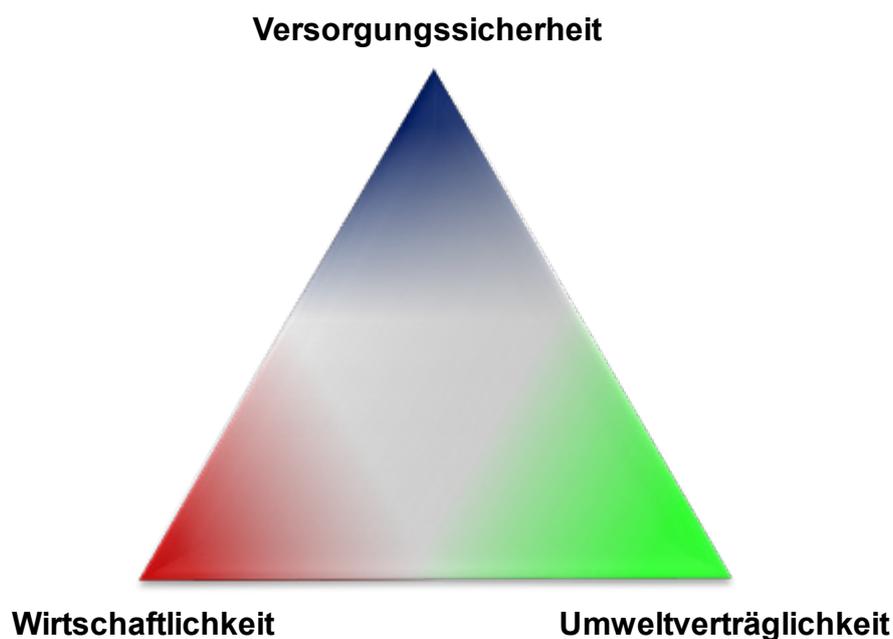


Bild 2.1: *Energiopolitisches Zieldreieck*

Auch wenn eine Untersuchung der Versorgungssicherheit und ihrer Entwicklung somit nicht isoliert von den Komplexen Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit möglich ist, stehen diese ausdrücklich nicht im Fokus des vorliegenden Berichts.

Bei Diskussionen zum Themenkomplex der Versorgungssicherheit wird gegenüber dieser vielfach die Qualität der Versorgung abgegrenzt. Hier ist allerdings eine Differenzierung notwendig, um Überschneidungen und Unterschiede deutlich zu kennzeichnen. Zur Versorgungsqualität gehören die Zuverlässigkeit der einzelnen Anlagen und Betriebsmittel der Stromversorgung, die kundenorientierte Dienstleistungsqualität, die technisch-physikalische Produktqualität der gelieferten elektrischen Energie und die als Zuverlässigkeit zusammengefasste Störungs- und Unterbrechungsfreiheit der Versorgung². Die beiden erstgenannten

² Die deutsche Anreizregulierungsverordnung nennt als zusätzliche Qualitätsdimension noch die sogenannte Netzleistungsfähigkeit. Unter diesem international noch nicht gebräuchlichen Begriff sind insbesondere die erzeugerseitigen Aspekte der Netzqualität subsummiert. Bei einer auf die Versorgung der Verbraucher ausgerichteten Untersuchung braucht die Netzleistungsfähigkeit deshalb nicht detailliert betrachtet zu werden.

Aspekte der Versorgungsqualität sind vollständig, der dritte zumindest sehr weitgehend³ von der Frage zu trennen, ob die Kunden ihren Strombedarf überhaupt decken können. Der Aspekt der Zuverlässigkeit kann hingegen die Bedarfsdeckung der Kunden beeinträchtigen und stellt die Überschneidung von Versorgungsqualität und Versorgungssicherheit dar. Die Zuverlässigkeit der Versorgung kann somit in diesem Zusammenhang als Bestandteil der Versorgungssicherheit angesehen werden⁴.

Viele Versorgungsunterbrechungen sind von kleinem Umfang und kurzer Dauer, und beeinträchtigen die Bedarfsdeckung der Kunden nur marginal. Diese könnten grundsätzlich aus der Untersuchung der Versorgungssicherheit ausgeklammert werden, da sie von deutlich untergeordneter Bedeutung sind. In der Vergangenheit ist es aber international und in Deutschland immer wieder aufgrund außergewöhnlicher Ereignisse zu Versorgungsunterbrechungen für eine große Anzahl von Kunden und von langer Dauer gekommen. Derartige Versorgungsunterbrechungen beeinträchtigen aufgrund ihres Umfangs eindeutig auch die Versorgungssicherheit der Kunden. Ein eindeutiges, quantifiziertes und verbindliches Kriterium, wann Versorgungsunterbrechungen mit Blick auf die Versorgungssicherheit als marginal oder als relevant einzustufen sind, liegt nicht vor. Mit Blick auf die Abgrenzung zwischen Übertragungs- und Verteilungsnetzen ist aber festzustellen, dass Versorgungsunterbrechungen in den Übertragungsnetzen sich immer auch auf die unterlagerten Verteilungsnetze auswirken, dies umgekehrt jedoch in der Regel nicht der Fall ist.

Eine häufig diskutierte Möglichkeit der Einstufung besteht darin, einen Zusammenhang zwischen dem Ausmaß, z. B. gemessen an der Zahl der betroffenen Kunden oder der Höhe der unterbrochenen Leistung (Defizitleistung) und der Dauer einer Störung. So wird z. B. im sogenannten „Zollkopf-Diagramm“⁵ eine Grenze für die akzeptierte Unterbrechungsdauer

³ Die technisch-physikalische Produktqualität kann Auslöser für Versorgungsunterbrechungen in Folgeprozessen beim Kunden, aber auch im Übertragungsnetz sein. Hier sind insbesondere schnelle Spannungsänderungen zu nennen.

⁴ Dies entspricht auch dem Verständnis des EnWG ausweislich der Begründung zu § 51 EnWG und dort Bezugnahme auf Datenerhebung nach § 52 EnWG

⁵ Es ist unstrittig, dass eine völlig störungs- und unterbrechungsfreie Stromversorgung nicht oder nicht mit einem vertretbaren Aufwand bewerkstelligt werden kann. Verbindliche Vorgaben, welches Verhältnis von

in Abhängigkeit von der Defizitleistung festgelegt (Bild 2.2). Bei Versorgungsunterbrechungen mit geringem Ausmaß (niedriger Defizitleistung) werden höhere Unterbrechungsdauern akzeptiert als bei Unterbrechungen mit großem Ausmaß. Die Grenze entspricht dabei in etwa einem konstanten Wert für die nicht zeitgerecht gelieferte Energie (Defizitenergie).

Akzeptierte Unterbrechungszeiten

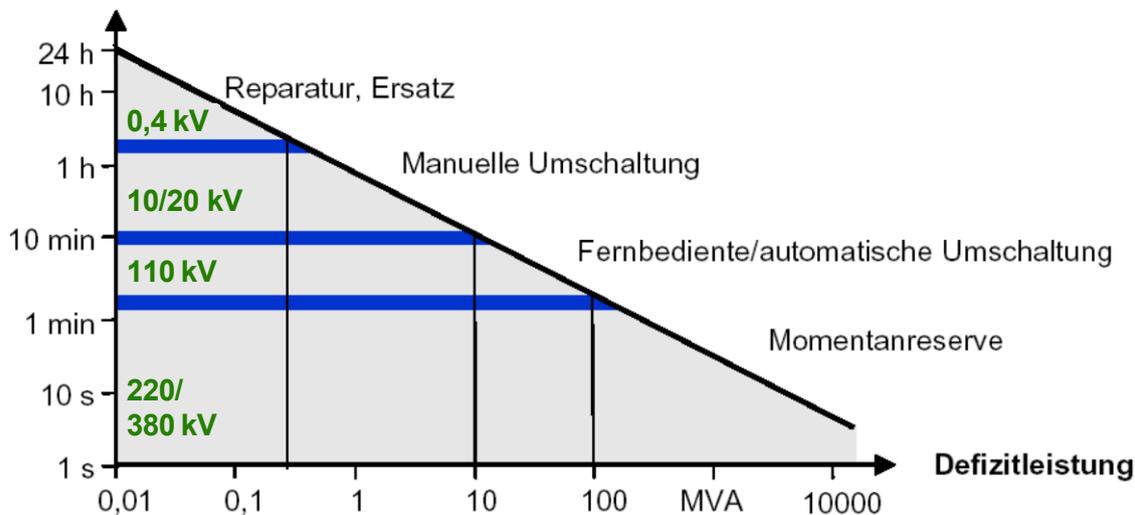


Bild 2.2 Abhängigkeit akzeptierter Unterbrechungsdauern vom Umfang einer Versorgungsunterbrechung (Defizitleistung), angelehnt an „Zollkopf-Diagramm“ [1]

Auch die im Diagramm aufgeführte Differenzierung nach den Spannungsebenen, insbesondere nach den funktionalen Ebenen der Übertragung (i. W. Höchstspannung 380/220 kV) und Verteilung⁶, könnte herangezogen werden, um die Relevanz von Versorgungsunterbrechungen für die Versorgungssicherheit zu bewerten. Dies ist insbesondere sinnvoll für die Ableitung von Regelungen oder Maßnahmen; mit Blick auf die Betroffenheit der Kunden können allerdings umfangreiche Versorgungsunterbrechungen in der Verteilungsebene nicht außer Acht gelassen werden.

Nutzen und Aufwand erreicht werden soll, gibt es jedoch nicht. Die im Diagramm wiedergegebenen Werte stellen daher unverbindliche Erfahrungswerte dar.

⁶ Diese Differenzierung entspricht technisch der besonderen Hervorhebung der Systemsicherheit in § 13 EnWG.

Wir betrachten daher die Zuverlässigkeit der Versorgung grundsätzlich als Bestandteil der Versorgungssicherheit. Die nachfolgenden Betrachtungen gehen auf (mögliche) Versorgungsunterbrechungen im Einzelnen jedoch nur ein, so weit sie nach Dauer und Umfang die Versorgung einer Vielzahl von Kunden beeinträchtigen. Dementsprechend liegt der Fokus dieses Berichts auf den Bereichen Energieerzeugung und Energietransport und -übertragung.

2.2 Bedeutung von Strom als Produktions- und Konsumfaktor

Aufgrund der Bedeutung, die Elektrizität als Produktionsfaktor für Industrie und Gewerbe gewonnen hat, ist eine zuverlässige und sichere Elektrizitätsversorgung Voraussetzung für Wirtschaftswachstum und Wertschöpfung in der europäischen Wirtschaftszone. Ebenso bedeutend ist die Verfügbarkeit von Strom auch für die Lebensqualität der Stromkonsumenten in privaten Haushalten. Kurzfristig sind nachfrageseitige Handlungsoptionen bei Stromausfällen bzw. bei extrem hohen Preisspitzen nur sehr eingeschränkt vorhanden.

Wirtschaftswachstum basiert auf vielen unterschiedlichen Faktoren wie bspw. Arbeitsproduktivität, Investitionsquote und technologischem Fortschritt. Die Sicherstellung einer funktionierenden Stromversorgung stellt für diese Faktoren einen der wichtigsten Einflüsse dar. Strom geht als substanzieller Input in die Produktion sämtlicher Wirtschaftsbereiche ein. Zudem ermöglicht elektrische Energie weltweite Mobilität und einen hohen Lebensstandard. Bereits in der zweiten Hälfte des 19. Jahrhunderts begann die Nutzung von Elektrizität. Im Laufe der Jahre weitete sich die Nutzung elektrischer Energie auf sämtliche Bereiche der Volkswirtschaft aus. Mittlerweile ist der Einsatz von Elektrizität in Produktionsprozessen industrialisierter Länder Standard. Nicht zuletzt Elektrizität hat zu einem rasanten technologischen Fortschritt geführt.

Dabei steigt die Bedeutung von Elektrizität gerade auch für die großen industrialisierten Volkswirtschaften kontinuierlich. In Bild 2.3 wird für verschiedene dieser Volkswirtschaften die Entwicklung des gesamten Primärenergie- und Elektrizitätsverbrauchs im Zeitraum 1980 bis 2006 analysiert. Dabei zeigt sich, dass sich das Wachstum des Primärenergieverbrauchs in den letzten Jahren stark verlangsamt hat und zum Teil sogar komplett zum Erliegen gekommen ist. Der Elektrizitätsverbrauch wächst im Vergleich deutlich schneller.

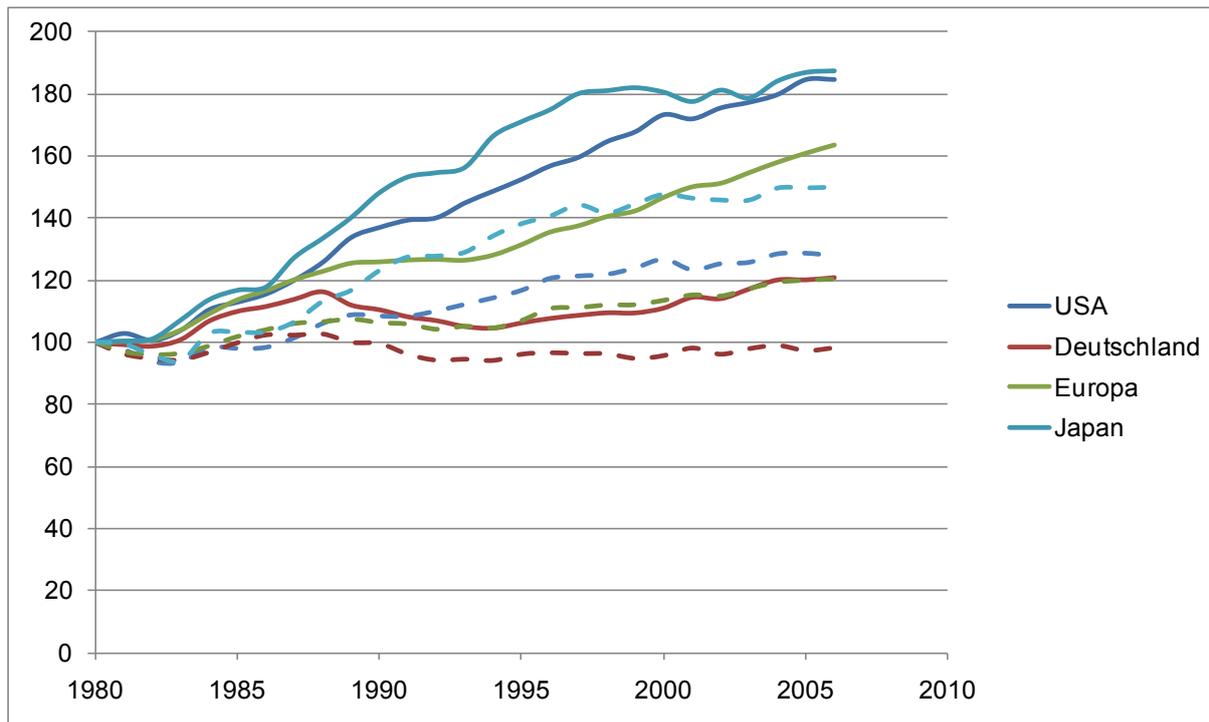


Bild 2.3 Entwicklung von Elektrizitätsverbrauch (durchgezogene Linie) und Primärenergieverbrauch (gestrichelte Linie) in großen industrialisierten Volkswirtschaften im Zeitraum 1980 (Indexwert 100) bis 2006, Quelle [3]

Dabei werden aktuell diskutierte Entwicklungen, wie z. B. der Trend zu Elektromobilität, dezentrale Energie- und Wärmeversorgung über Brennstoffzellen oder der Verzicht auf einen Gasanschluss in modernen Niedrigenergiehäusern, insbesondere aber auch die technischen Möglichkeiten zur Energieerzeugung aus regenerativen Quellen in den kommenden Jahren zu einem weiteren Anstieg der Bedeutung von Elektrizität im Vergleich zu anderen Energieträgern führen.

Dass ein hohes Maß an Versorgungssicherheit im Elektrizitätsbereich für die Funktionsfähigkeit einer modernen Volkswirtschaft von erheblicher Bedeutung ist, zeigen u. a. die Auswirkungen der großen Stromausfälle in den Vereinigten Staaten und auch in Europa in den vergangenen Jahren. Die wirtschaftlichen Konsequenzen dieser Blackouts waren enorm. Allein der Blackout vom 14. August 2003 im Nordosten der USA und Teilen Kanadas hatte laut Berechnungen von ICF Consulting volkswirtschaftliche Kosten in Höhe von 7-10 Mrd. \$ zur Folge [4]. Die Anderson Economic Group sowie das U.S. Department of Energy (DOE) geben volkswirtschaftliche Kosten in Höhe von rund 6 Mrd. \$ an [2,5]. Dieser Blackout betraf rund 50 Millionen Menschen, die zum Teil mehrere Tage ohne Strom auskommen mussten.

In den vergangenen Jahren kam es auch in Europa zu größeren Stromausfällen. So gab es am frühen Morgen des 28. September 2003 in ganz Italien und Teilen der Schweiz einen Blackout, von dem ca. 50 Millionen Menschen betroffen waren. Am späten Abend des 4. November 2006 kam es zu einer Großstörung im Verbundsystem mit der Konsequenz einer relativ kurzzeitigen Versorgungsunterbrechung in Teilen von Westeuropa. Während die Ursache für dieses Ereignis in Deutschland lag, wurden aufgrund des länderübergreifenden Stromnetzes auch weitere europäische Länder in Mitleidenschaft gezogen.

Maßnahmen zur Reduzierung des Risikos solcher Blackouts sind in der Regel mit zusätzlichen Kosten verbunden. Dabei stellt sich die Frage, wie hoch das ökonomisch optimale Niveau der Versorgungssicherheit ist. Aus ökonomischer Sicht liegt ein Optimum an Versorgungssicherheit dann vor, wenn der Grenznutzen eines höheren Sicherheitsniveaus den Grenzkosten für Investitionen in die Versorgungssicherheit entspricht. An diesem Punkt ist die Zahlungsbereitschaft der Stromkonsumenten für ein höheres Sicherheitsniveau gleich dessen Grenzkosten (Bild 2.4).

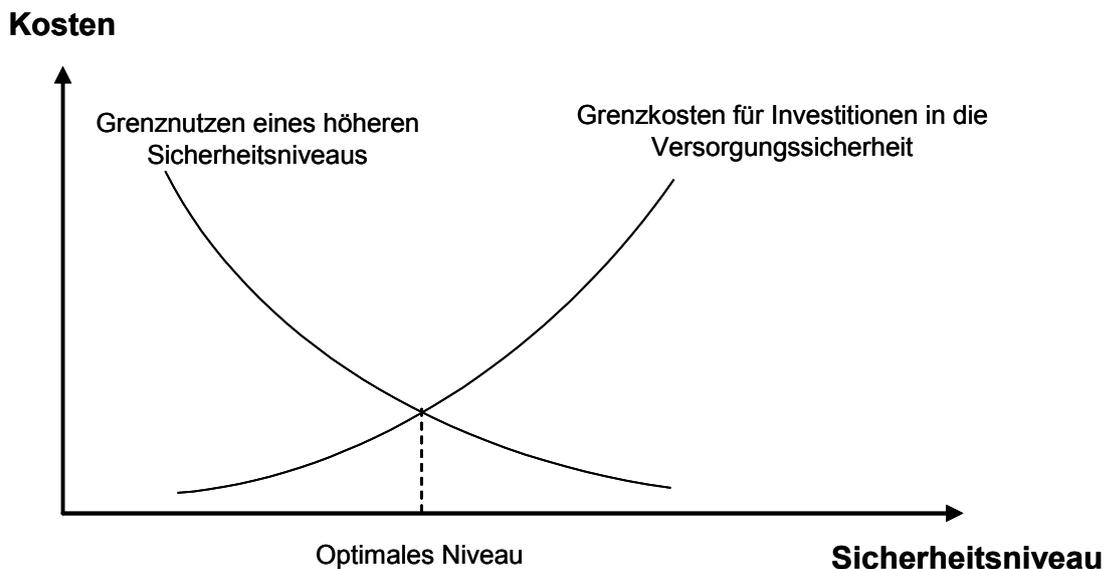


Bild 2.4: Optimales Niveau an Versorgungssicherheit (schematisch)

Der ökonomische Wert einer nicht gelieferten kWh Strom ist grundsätzlich um ein Vielfaches höher als der Strompreis. Dies wird im sogenannten „Value of Lost Load“ (VOLL) ausgedrückt, der neben den direkt bezifferbaren Folgekosten einer Störung (Kosten für Wiederversorgung und Schaden-Behebung) auch den nicht direkt bezifferbaren Wert von Versorgungsunterbrechungen reflektiert.

Der VOLL entspricht im Optimum den Grenzkosten für Maßnahmen zur Hebung der Versorgungssicherheit.

Die Bestimmung des VOLL ist dabei einerseits nicht trivial und nicht eindeutig möglich. Andererseits ermöglicht nur die zumindest näherungsweise Kenntnis des Wertes nicht gelieferter Energie eine effiziente Steuerung und Anreizsetzung, wie sie z. B. im Rahmen der in Deutschland gerade konzipierten, auf die Versorgungszuverlässigkeit und damit einen Aspekt von Versorgungssicherheit ausgerichtete Qualitätsregulierung erfolgen soll.

Gerade in der jüngeren Vergangenheit wurden jedoch verschiedene Untersuchungen und Studien publiziert, die den VOLL auf unterschiedliche Art und Weise ermittelt haben, dabei aber für verschiedene europäische Länder auf zumindest der Größenordnung nach vergleichbare Werte gekommen sind.

- Das Institut für Höhere Studien Kärnten hat bspw. für Österreich einen VOLL von 8,60 € je nicht gelieferter kWh Strom berechnet [8].
- Eine Studie der Universität Amsterdam [6] ermittelt den VOLL für die Niederlande mit der sogenannten Produktionsfunktionsmethode als Quotient aus erbrachter Leistung bei Unternehmen bzw. dem mit dem durchschnittlichen Einkommen bewerteten Wert von Freizeit) und eingesetzter bzw. verbrauchter Energie und kommt zu einem VOLL von 8,56 €/kWh (5,97 €/kWh für Firmen und 16,38 €/kWh) für Haushalte.
- Eine ebenfalls in den Niederlanden durchgeführte Evaluierung des VOLL auf Basis von Kundenbefragungen [7] hat für Haushalte ebenfalls einen VOLL in Höhe von ca. 16 €/kWh ergeben.
- Regulierungssysteme anderer europäischer Länder bewerten nichtversorgte Energie mit Werten im Bereich einiger Euro pro kWh.

Auch wenn die vorliegenden Zahlen nicht vollständig übereinstimmen und eine exakte Übertragbarkeit auf Deutschland zumindest nicht zwangsläufig vorausgesetzt werden kann, ist aus den Werten doch erkennbar, dass die volkswirtschaftlichen Kosten von Stromausfällen erheblich sind und die Strompreise um zwei bis drei Größenordnungen übersteigen. Daher ist kurz- wie langfristig ein ausreichend hohes Niveau an Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

3 Ausgangssituation und aktuelles Niveau der Versorgungssicherheit

3.1 Aktuelle Versorgungssituation auf dem Stromerzeugungsmarkt

Eine Bewertung der Versorgungssituation in der Stromerzeugung erfolgt mit Hilfe sog. Leistungsbilanzen. Eine Leistungsbilanz liefert eine Übersicht über den Strombedarf zu einem oder mehreren Zeitpunkten eines Jahres sowie über die Beiträge verschiedener Energieträger bzw. Erzeugungskapazitäten zu seiner Deckung. Die sog. verbleibende Leistung gibt Auskunft über die Möglichkeiten, mit denen Unsicherheiten wie z.B. Nachfrageschwankungen oder stochastische Einspeiseschwankungen von Windenergie abgesichert werden können.

Der Stromtransport wird europaweit koordiniert durch ENTSO-E, dem European Network of Transmission System Operators for Electricity⁷. Die ENTSO-E stellt jährlich auf Basis von nationalen Daten Leistungsbilanzen auf und nimmt im Rahmen eines „System Adequacy Forecast“ eine Vorschau für die nächsten zehn bis fünfzehn Jahre vor, wobei zwei Szenarien unterschieden werden [14]:

1. „Konservatives Szenario“: Es werden lediglich die bereits als sicher geltenden Kraftwerkszubauplanungen realisiert.
2. „Wahrscheinliches Szenario“: Es werden auch Kraftwerkszubauplanungen realisiert, die als wahrscheinlich gelten.

Die ENTSO-E berechnet auf Basis der Leistungsbilanzen die sog. „Adequacy Reference Margin“, die den (relativen) Vorhaltebedarf an Kraftwerksleistung (bezogen auf die Netto-Kraftwerksleistung) beschreibt. Dieser berücksichtigt die Absicherung volatiler Erzeugung aus erneuerbaren Energien. Auch in Zeiten geringer Erzeugung aus erneuerbaren Energien muss die Stromnachfrage gesichert bedient werden können. Nur etwa 5-10% der Kraftwerksleistung von Windkraftanlagen kann als gesichert betrachtet werden, bei Fotovoltaik liegt

⁷ ENTSO-E, der Verband der europäischen Stromübertragungsnetzbetreiber, ist entstanden durch Zusammenschluss der Vorgängerorganisationen ATSOI (Irland), BALTSO (Estland, Lettland, Litauen), Nordel (Skandinavien), UKTSOA und UCTE (übrige EU).

dieser Wert bei Null, da die Jahresspitze in Deutschland typischerweise an einem Winterabend bei Dunkelheit auftritt.

Die benötigte Leistung könnte neben konventioneller Erzeugungskapazität alternativ aus Speichern bedient oder durch (gesichert) verschiebbare Lasten vermindert werden. Diese Alternativen werden aktuell im Rahmen der dena-Netzstudie II untersucht. Vorläufige Ergebnisse deuten darauf hin, dass bis 2020 marktgetrieben aus Speichern oder Lastverschiebung kein wesentlicher Beitrag zur gesicherten Strombedarfsdeckung zu erwarten ist. Dies spricht dafür, dass die Gewährleistung einer sicheren Elektrizitätsversorgung unter Wirtschaftlichkeitsgesichtspunkten absehbar durch Vorhaltung konventioneller Erzeugungskapazität erfolgt.

Um eine quantitative Aussage zur Versorgungssicherheit zu machen, kann der Vorhaltebedarf mit der verbleibenden Leistung, die nach Deckung der Last noch zur Verfügung steht, verglichen werden. Verbleibt zum Zeitpunkt der Lastspitze eine größere Leistung als der Vorhaltebedarf, so kann der betrachtete Kraftwerkspark den Strombedarf mit hoher Wahrscheinlichkeit vollständig durch heimische Kapazitäten decken. Würde die Differenz von Vorhaltebedarf und verbleibender Leistung negativ, so bestünde eine Wahrscheinlichkeit, dass zu Spitzenlastzeiten Strom über Kuppelleitungen importiert werden muss. Eine solche negative Differenz würde also nicht zwingend einen Versorgungsengpass bedeuten.

In Tabelle 3.1 ist die durch ENTSO-E ausgewiesene deutsche Leistungsbilanz für einen typischen Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2010 sowie für 2015 und 2020 dargestellt. Verbleibende Leistung und Vorhaltebedarf werden als relative Größen jeweils auf die Netto-Kraftwerksleistung bezogen. Es ergeben sich die „Anteilige verbleibende Leistung“ und der (relative) Vorhaltebedarf „Adequacy Reference Margin“.

Januar 19:00 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 bez. auf Netto-KW-Leistung [%]			
Konservatives Szenario	10,0%	16,6%	10,9%
Wahrscheinliches Szenario	10,0%	22,7%	18,1%
Vorhaltebedarf (Adequacy Reference Margin) [%]			
Konservatives Szenario	8,2%	9,1%	9,6%
Wahrscheinliches Szenario	8,2%	9,9%	10,7%

Tabelle 3.1: Leistungsbilanzen nach ENTSO-E für Deutschland für die Jahre 2010, 2015, 2020 (Quelle: [14] (Stand: Oktober 2010)).

ENTSO-E weist für einen typischen Zeitpunkt der Jahreshöchstlast in Deutschland für das Jahr 2010 einen Anteil der verbleibenden Kraftwerksleistung an der installierten Netto-Leistung von 10,0% aus. Dieser Wert übersteigt den relativen Vorhaltebedarf (Adequacy Reference Margin) von 8,2%. Die Versorgung ist nach ENTSO-E für das Jahr 2010 somit als gesichert zu bezeichnen.

Die „Verbleibende Leistung“ steigt zwischen 2010 und 2015 (von 13,5 GW auf 27 GW im „Konservativen Szenario“, auf 40,4 GW im „Wahrscheinlichen Szenario“) deutlich an. Dies ist hauptsächlich bedingt durch die aktuell in Bau bzw. Planung befindlichen Kraftwerke. Der anteilige Vorhaltebedarf steigt in den Szenarien bis 2015 leicht an und liegt damit erheblich unter der anteiligen verbleibenden Leistung. Somit kann nach ENTSO-E die Versorgungssituation im Jahr 2015 als sehr gut gesichert betrachtet werden.

Eine Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke hätte einen positiven Effekt auf die Versorgungssicherheit in Deutschland bis 2020. Bei ansonsten gleich bleibenden Annahmen bezüglich Kraftwerkszubaute wäre die gesicherte Kraftwerksleistung in Deutschland durch eine Laufzeitverlängerung nach unseren Berechnungen im Jahr 2020 um ca. 11,6 GW höher (ca. 13,6 % der gesicherten Leistung). Dies würde die Differenz zwischen verbleibender Leistung und relativem Vorhaltebedarf und damit die Versorgungssicherheit weiter erhöhen.

3.2 Aktuelle Versorgungsabhängigkeit von Brennstoffimporten

Um eine sichere Versorgung mit Elektrizität zu gewährleisten, müssen neben ausreichender Erzeugungskapazität auch die benötigten Brennstoffe zur Verfügung stehen. Wir geben einen Überblick über die aktuelle Versorgungssituation der Energieträger, die zur Stromerzeugung in Deutschland eingesetzt werden.

Stromerzeugungsmix in Deutschland

Die Stromerzeugung in Deutschland basiert auf einem breiten Energiemix aus fossilen Energieträgern, Kernbrennstoffen und zunehmend erneuerbaren Energien. Im Jahr 2009 waren die wichtigsten Energieträger der deutschen Stromerzeugung Braunkohle und Uran mit Anteilen von 24,7% bzw. 22,7%. Die Anteile der beiden Energieträger an der Bruttostromerzeugung verringerten sich seit 1990 kontinuierlich: Braunkohle hatte 1990 noch einen Anteil von ca. 31%, Kernenergie von 27,7%. Der Anteil der Stromerzeugung aus Steinkohle ist seit 1990 von 26% auf 18% gesunken. Die Stromerzeugung auf Basis CO₂-armer oder -freier Energieträger wie Erdgas, Windenergie oder Solarenergie ist dagegen angestiegen. Erdgas konnte seinen Anteil seit 1990 von 6,5% auf 13% in 2009 steigern. Der Anteil der erneuerbaren Energien und sonstiger Brennstoffe ist von 7% im Jahr 1990 auf 19,8% in 2009 angestiegen.⁸

Differenzierung zwischen Reserven und Ressourcen

Bei der Bewertung von Vorkommen fossiler Energieträger wird zwischen Reserven und Ressourcen unterschieden. Reserven sind bei heutiger Technologie wirtschaftlich förderbare Vorkommen. Ressourcen sind bekannte oder vermutete, jedenfalls heute (noch) nicht wirtschaftlich förderbare Vorkommen. Durch technischen Fortschritt oder steigende Energiepreise können Ressourcen zu Reserven werden (sog. „Reservenwachstum“).

⁸ AG-Energiebilanzen e.V Bruttostromerzeugung in Deutschland 2009

3.2.1 Steinkohle

Mehr als jede fünfte in Deutschland erzeugte Kilowattstunde beruht auf dem Energieträger Steinkohle. Weltweit deckte Steinkohle 2006 rd. 40% (7620 TWh) des Elektrizitätsbedarfs. Kohle war mit einem Anteil von 27% am globalen Primärenergieverbrauch nach Erdöl und vor Gas der zweitwichtigste Primärenergieträger in 2007⁹. Kein fossiler Brennstoffverbrauch wächst so schnell wie der der Kohle.

Weltsteinkohlemarkt

Kohle ist von allen fossilen Energieträgern der am reichlichsten vorhandene. Ende 2007 lagen die globalen Steinkohlereserven bei 711 Gt. Bei einer Jahresproduktion von 5,5 Gt (2007) würden allein die Reserven rund 130 Jahre ausreichen (statische Reichweite). Von der globalen Steinkohleproduktion werden 75% (4,1 Gt) in der Stromerzeugung, der Rest in der Wärmeerzeugung eingesetzt. Die größten Kohlereserven liegen in den USA (31,8%), China (24,8%) und Indien (10,5%). Die Ressourcen stiegen seit Entdeckung großer Vorkommen in Alaska vor einigen Jahren stark an und liegen derzeit bei 14.800 Gt. Sie konzentrieren sich hauptsächlich in den USA (41,4%) und China (32%). Die statische Reichweite der Ressourcen betrug 2007 rd. 2690 Jahre. Das verbleibende Potential an Steinkohle, das sich aus der Summe von Reserven und Ressourcen zusammensetzt, liegt bei 15.511 Gt und wäre folglich ausreichend, um den globalen Bedarf noch lange Zeit zu decken.¹⁰

Obwohl die Kohlevorkommen weltweit breit gestreut sind, ist eine gewisse Angebotskonzentration festzustellen. Indonesien, Australien, Russland, Südafrika, Kolumbien und China, die sechs größten Exportländer, haben zusammen einen Anteil von 90% an der seewärtig gehandelten Kraftwerkskohle¹¹. Ein Großteil der international gehandelten Kraftwerkskohle wird von den Industrieländern Europas und Asiens importiert und verbraucht. Laut IEA Referenzszenario werden Verbrauch und Produktion von Steinkohle bis 2030 stark steigen, vorwiegend aufgrund der steigenden Nachfrage aus den Entwicklungs- und Schwellenländern Asiens.

⁹ World Energy Outlook 2009

¹⁰ BGR –Energierohstoffe 2009

¹¹ Verein der Kohlenimporteure – Jahresbericht 2010

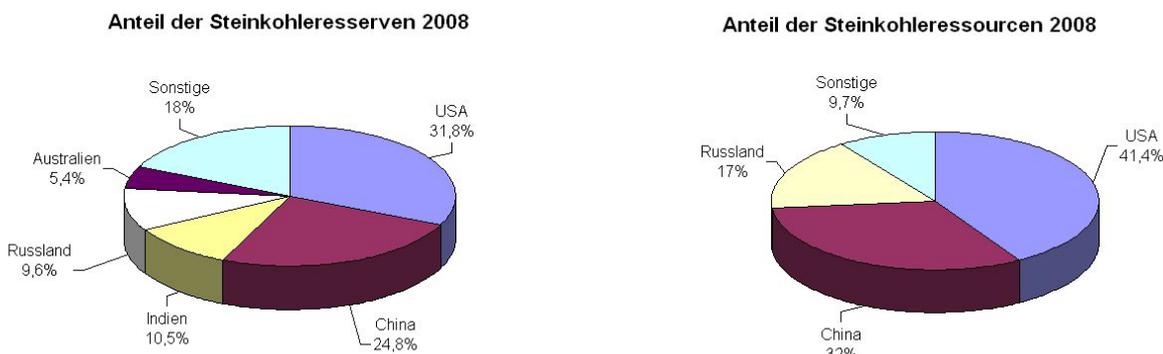


Bild 3.1: Steinkohlereserven und -ressourcen 2008; Datenquelle: BGR 2009

Steinkohle in Deutschland

Im Jahr 2007 betragen die deutschen Steinkohlereserven rd. 118 Mt, die Ressourcen 82.947 Mt. Die Steinkohleförderung in Deutschland ist in den vergangenen Jahren stetig gesunken zwischen 1991 und 2009 von 66 Mt auf 13,8 Mt. Während der Gesamtbedarf an Steinkohle 2009 bei ca. 56,8 Mt lag, wurden zur Stromerzeugung rd. 37,1 Mt eingesetzt¹².

Da der Steinkohlebedarf weniger stark sank als die inländische Förderung, gewannen die Importe an Bedeutung. Sie stiegen von rd. 16 Mt in 1991 auf 40 Mt in 2009¹³. Ein Grund dafür ist die vollständige Liberalisierung der Einfuhren von Steinkohle im Jahr 1996. Seitdem sind Importe von Steinkohle auch aus Nicht-EU-Mitgliedsstaaten nicht mehr genehmigungspflichtig. Im Jahr 2009 wurden rund 70% der verwendeten Steinkohle importiert.

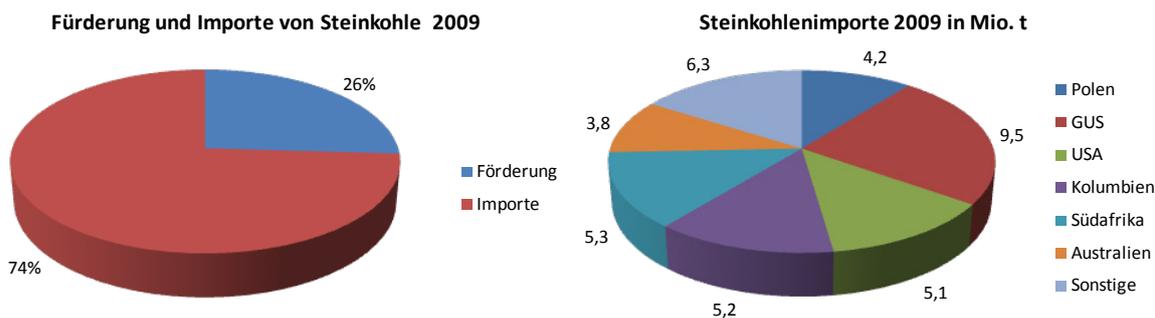


Bild 3.2: Importe von Steinkohle 2009; Quelle: Verein der Kohlenimporteure 2010

¹² Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen 2010.

¹³ Verein der Kohlenimporteure – Jahresbericht 2010

Da die wirtschaftlich förderbaren Reserven in Deutschland gering sind, wird der Importanteil am Steinkohleverbrauch in Zukunft weiter steigen. Die Abhängigkeit von den Bezugsländern stellt aber aufgrund der breiten Diversifizierung kein wesentliches Problem dar.

3.2.2 Braunkohle

Im Jahr 2009 betrug der Anteil der Braunkohle an der deutschen Stromerzeugung 24,5%. Die eingesetzte Braunkohle zur Stromerzeugung stammt nahezu ausschließlich aus inländischer Förderung. 2009 förderten die deutschen Betreiber 169,9 Mt Braunkohle. Aufgrund der im Vergleich zu Steinkohle geringeren Energiedichte sind lange Transportwege unwirtschaftlich. Daher konzentriert sich die Stromerzeugung aus Braunkohle auf reviernahe Standorte wie das Rheinland, die Lausitz und Mitteldeutschland. Die deutschen Reserven an Braunkohle umfassen 40.818 Mt, während die Ressourcen bei 36.760 Mt liegen. Damit ergibt sich eine statische Reichweite der Reserven von knapp 290 Jahren.¹⁴

Deutschland besitzt hinter Russland die zweitgrößten Braunkohlereserven, gilt aber als weitaus größter Braunkohleförderer mit 18,4% der weltweiten 978 Mt. geförderten Braunkohle im Jahr 2007. Weitere größere Förderländer sind Australien, Russland, USA, Türkei und China mit jeweils ca. 7,2% - 7,4% der globalen Förderung.¹⁵

Angesichts der umfangreichen heimischen Reserven bestehen beim Energieträger Braunkohle in Deutschland praktisch keine vorkommensbedingten Beschränkungen. Allerdings könnte eine intensivierete Klimaschutzpolitik samt hohen CO₂-Preisen die Wirtschaftlichkeit des Energieträgers langfristig infrage stellen.

3.2.3 Erdgas

Aus globaler Sicht ist Erdgas hinter Öl und Steinkohle der drittwichtigste Primärenergieträger. Der globale Erdgasverbrauch betrug im Jahr 2009 rd. 3101 Mrd. m³ und deckte somit

¹⁴ BGR – Energierohstoffe 2009

¹⁵ BGR – Energierohstoffe 2009

knapp 20% des globalen Primärenergiebedarfs. Der Anteil der weltweiten Stromerzeugung aus Erdgas betrug 2007 rd. 21%.¹⁶

Globale Erdgasmärkte 2009

Im Gegensatz zu Kohle konzentrieren sich die Erdgasvorkommen in wenigen Regionen. Ein Großteil des Gesamtpotenzials liegt in der "strategischen Ellipse", die sich von Sibirien über den Kaspischen Raum bis hin zum mittleren Osten erstreckt. So entfallen auf die drei Länder Russland, Iran und Katar 53% der globalen Reserven. Der Anteil der EU am globalen Potenzial ist mit rund 1,4% gering.

Die Reserven wurden für 2009 auf 187,5 Bill. m³ geschätzt. Bei einer weltweiten Förderung von 3 Bill. m³ wie in 2009 ergibt sich eine statische Reichweite von rd. 62,5 Jahren.¹⁷ Die globalen Ressourcen werden auf 239 Bill. m³ geschätzt.¹⁸ Die Hauptförderländer waren 2009 die USA (593,4 Mrd. m³), Russland (527,5 Mrd. m³), Kanada (161,4 Mrd. m³) und der Iran (131,2 Mrd. m³), die zusammen 47,5% förderten. Die beiden größten Erdgasverbrauchsländer sind die USA (646,6 Mrd. m³) und Russland (389,7 Mrd. m³), aber auch Iran, Japan, Deutschland, Kanada und Großbritannien gehören zu den Großverbrauchern.

Während Russland mehr produziert als verbraucht und damit zu den Hauptexportländern von Erdgas gehört (183,1 Mrd. m³ in 2009), wird von den USA nach wie vor Erdgas importiert. Die Förderung unkonventioneller Gasreserven in den USA hat aber dazu geführt, dass die Gasimporte der USA von 130,7 Mrd. m³ in 2007 auf 105,8 Mrd. m³ in 2009 deutlich zurückgegangen sind. Die weiteren großen Exporteure sind Norwegen (98,9 Mrd. m³) und Kanada (92,2 Mrd. m³). Im wachsenden LNG-Handel bestimmten 2009 Katar (49,4 Mrd. m³), Malaysia (29,5 Mrd. m³) und Indonesien (26 Mrd. m³) die Exporte. Die größten Erdgasimporteure sind, neben den USA, Deutschland (88,8 Mrd. m³) und Japan (85,9 Mrd. m³).¹⁹

¹⁶ IEA - Natural Gas Information 2010; IEA – Electricity Information 2009

¹⁷ BP – Statistical Review of World Energy 2010.

¹⁸ BGR – Energierohstoffe 2009.

¹⁹ BP – Statistical Review of World Energy 2010.

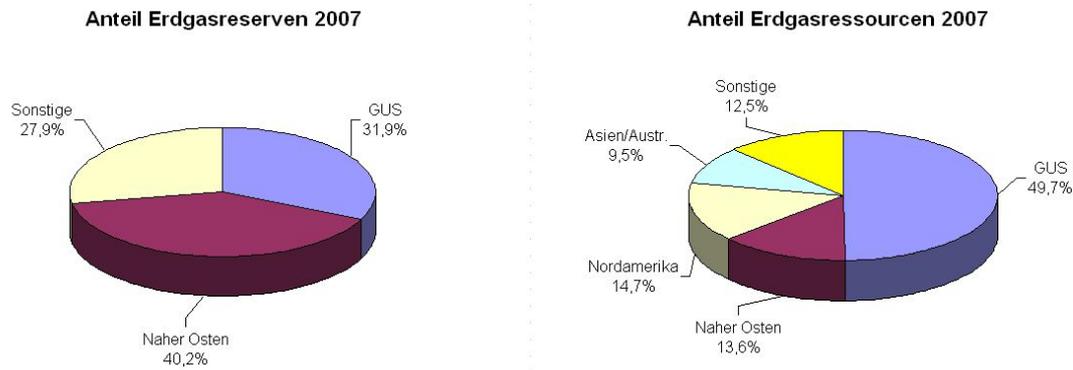


Bild 3.3: Reserven und Ressourcen von Erdgas 2007; Quelle: BGR 2009

Erdgas in Deutschland

In Deutschland wird Erdgas im Wärmemarkt und in der Stromerzeugung eingesetzt. Rund 13% der Bruttostromproduktion wurden 2009 aus Erdgas erzeugt.²⁰

Die Gasreserven in Deutschland betragen im Jahr 2009 rd. 152 Mrd. m³, die Ressourcen rd. 150 Mrd. m³.²¹ Der deutsche Erdgasverbrauch lag bei rund 92,7 Mrd. m³ im Jahr 2009 und war somit 4 Mrd. m³ geringer als 2007. Die inländische Förderung reduzierte sich auf 14,5 Mrd. m³, was etwa 15% des Gesamtbedarfs ausmacht. Im Jahr 2000 waren es noch 21,7 Mrd. m³. Somit stiegen die Nettoimporte von Erdgas im Jahr 2009 auf 83,2 Mrd. m³, im Jahr 2008 waren es bereits 86%. Die Hauptlieferländer sind Russland (37%), Norwegen (26%) und die Niederlande (19%).²²

Vergleichsweise geringe Diversifizierung und steigende Importanteile führen zu einer erhöhten Abhängigkeit Deutschlands beim Erdgasbezug, insbesondere aus Russland. Als Alternative zum Transport in Pipelines ist Erdgasimport in verflüssigter Form (LNG) per Schiff möglich, was für die europäische Versorgung von zunehmender Bedeutung ist. Der Anteil des russischen Gases an der deutschen Versorgung wird aber voraussichtlich steigen, da die wachsende Nachfrage kaum aus Norwegen und den Niederlanden wird gedeckt werden können.

²⁰ BMWi – Stromerzeugungskapazitäten, Bruttostromerzeugung und Bruttostromverbrauch in Deutschland 2010.

²¹ Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung – Statistik 2009.

²² IEA - Natural Gas Information 2010 - Vorläufige Zahlen für 2009.

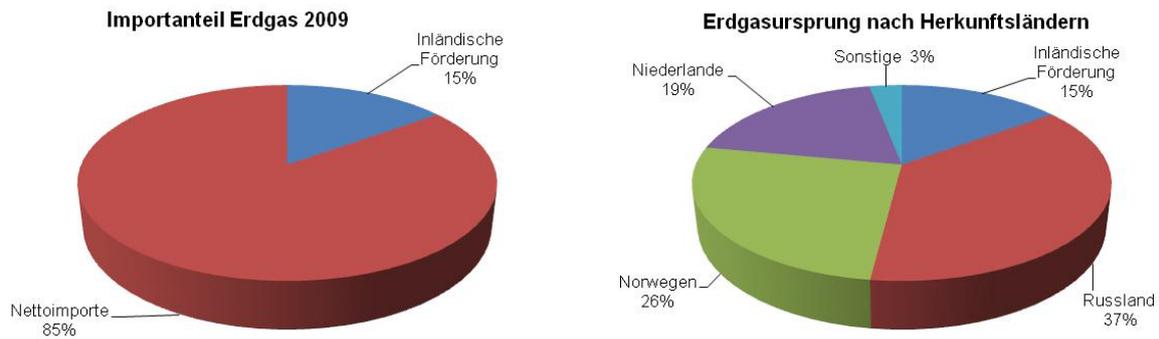


Bild 3.4: Importsituation von Erdgas in 2008, Quelle: Natural Gas Information, IEA 2010.

3.2.4 Uran

Die globalen Uranreserven betragen 2007 1.766 kt, die entdeckten Ressourcen 3.703 kt. Australien mit 709 kt U besitzt 40,1% der globalen Uranreserven. In Kanada liegen 15,3%, in Kasachstan werden 13,3% der weltweiten Vorkommen vermutet. 2007 entfielen auf die drei Länder zusammen rd. 60% der globalen Uranförderung von rd. 41 kt. Wichtigste Verbrauchsländer sind die USA (29,5%), Frankreich (16,1%), Japan (10,8%) und Deutschland (6%).²³

Obwohl im Juni 2007 die Preise für Uran ein Allzeithoch erlebten, führte dies nicht zu einer nennenswerten Verringerung der Wirtschaftlichkeit der nuklearen Stromerzeugung, was auf den geringen Einfluss (weniger als 5%) des Uranpreises auf die Erzeugungskosten der nuklearen Stromerzeugung zurückzuführen ist.

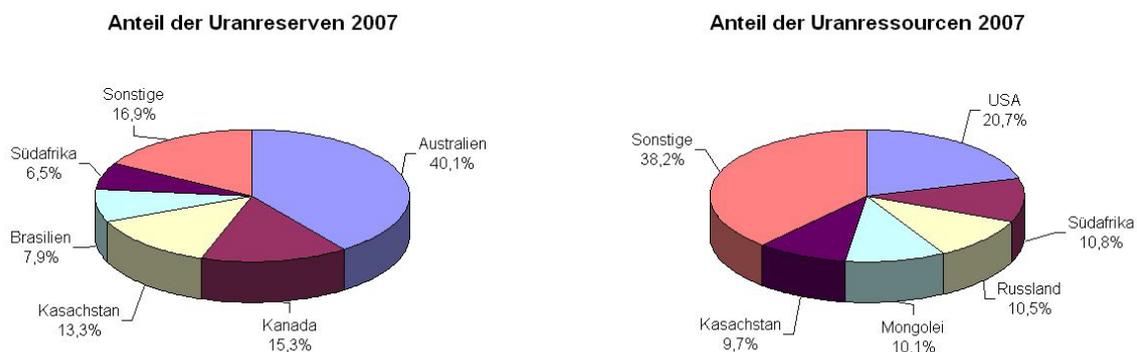


Bild 3.5: Reserven und Ressourcen von Uran 2007; Quelle: BGR 2009

²³ BGR – Energierohstoffe 2009

Uran in Deutschland

Kernkraftwerke deckten 2009 11,0% des deutschen Primärenergieverbrauchs. In der Stromerzeugung war Kernenergie mit einem Anteil von 22,6% nach Braunkohle der zweitwichtigste Energieträger.²⁴ Uran wird in Deutschland zu 100% importiert. Der Bedarf betrug 2007 37,9 Mtoe Uran und wird zu rd. 77% aus Frankreich, Kanada und Großbritannien gedeckt. Die restlichen Mengen werden hauptsächlich aus den USA und Eritrea importiert.²⁵ Während Deutschland keine wirtschaftlich förderbaren Uranreserven besitzt, lagern im Land Uranressourcen im Umfang von 81 kt U. Die Bezugsquellen sind diversifiziert, so dass aktuell keine Importabhängigkeiten von einzelnen Staaten bestehen. Zudem können die meisten reservenreichen Länder als politisch stabil angesehen werden. Die hohe Energiedichte von Uran und dessen gute Lagerfähigkeit relativieren eventuelle Importabhängigkeiten.

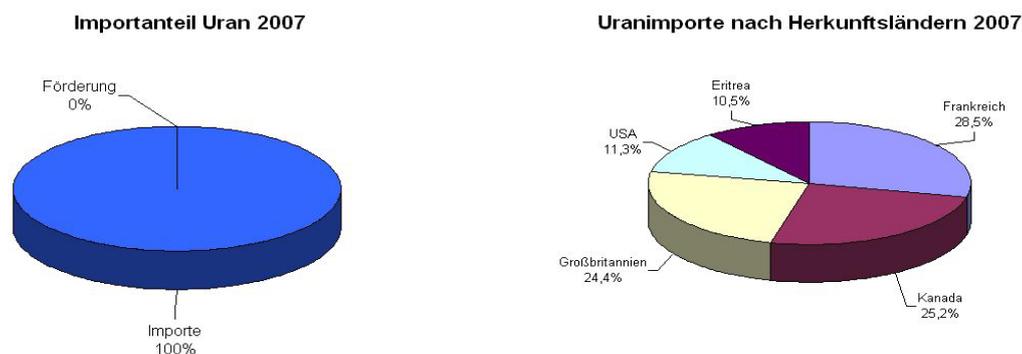


Bild 3.6: Importsituation von Uran 2007; Quelle: Statistisches Bundesamt 2009

3.2.5 Erneuerbare Energien

Der Anteil der erneuerbaren Energien am weltweiten Primärenergieverbrauch lag 2007 bei 12,6%, in Deutschland lag der Anteil 2009 bei 8,7 %. Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland ist seit 1990 stark angestiegen. Während 1990 3,4% der Bruttostromerzeugung aus Erneuerbaren, fast ausschließlich aus Wasserkraft, erzeugt wurden, lag der Anteil 2009 bei 16,1% (93.543 GWh). Dieses Wachstum beruht auf der Einführung des Stromeinspeisungsgesetzes 1991 und dem im Jahr 2000 nachfolgenden Erneuerbaren-

²⁴ AGEB Jahresbericht 2009

²⁵ Deutscher Bundestag Drucksache 16/12421

Energien-Gesetz. Während der Anteil der Wasserkraft (20% der Stromerzeugung aus Erneuerbaren 2009) stagniert, wurden vor allem Windenergie (40,4%) und Biomasse (auf 27,3% 2009) stark ausgebaut. Der Anteil der Photovoltaik an der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energie lag 2009 bei 6,6%, verzeichnete aber jüngst einen starken Anstieg.²⁶

Es wird erwartet, dass die Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien auch in Zukunft weiter ansteigen wird. Im Inland verdrängt sie zunehmend konventionelle Energieträger und reduziert somit die Abhängigkeit von Brennstoffimporten. Der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien hängt stark von politischen Rahmenbedingungen ab.

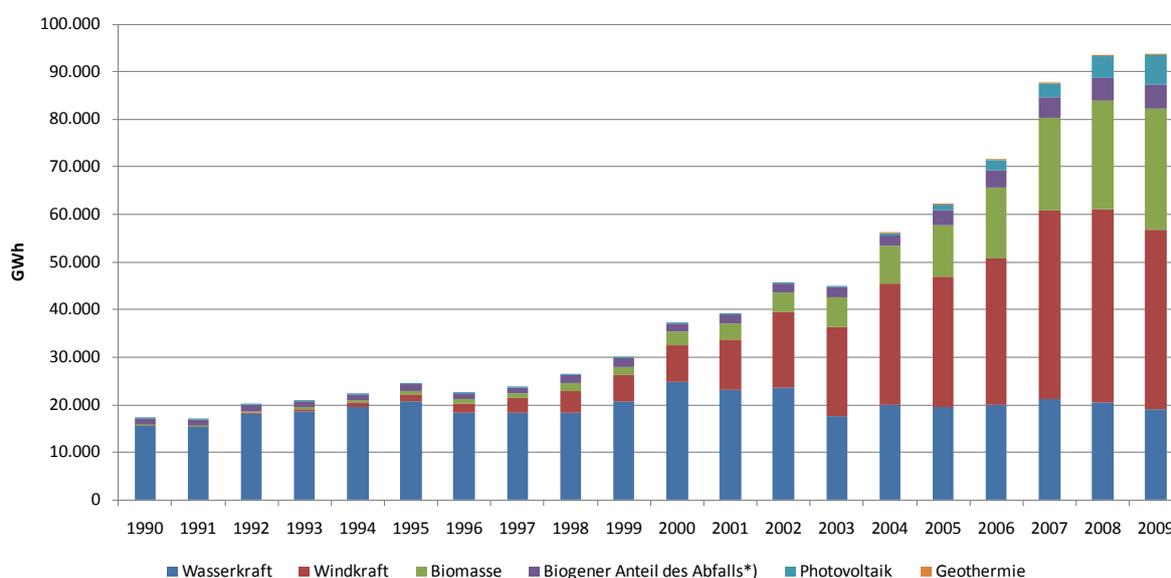


Bild 3.7: Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien 1990-2009; Quelle: BMWi (2010)

3.3 Aktuelle Situation bei der netzseitigen Versorgungssicherheit

3.3.1 Entwicklung und Einordnung der Versorgungszuverlässigkeit

Mit Inkrafttreten des neuen Energiewirtschaftsgesetzes im Jahr 2005 sind die Netzbetreiber entsprechend § 52 EnWG dazu verpflichtet, Versorgungsunterbrechungen an die Regulie-

²⁶ Zahlen und Fakten Energiedaten, Nationale und Internationale Entwicklung, BMWi (2010)

rungsbehörde Bundesnetzagentur zu melden. Diese Datenerfassung erfolgt seit Beginn des Jahres 2006 flächendeckend nach einheitlichen Vorgaben und erlaubt es der Bundesnetzagentur, einen bundesweiten Durchschnittswert für die Nichtverfügbarkeit, d. h. die Zeit des Jahres, während derer ein Letztverbraucher im Mittel nicht mit Elektrizität versorgt wird, zu ermitteln. Berücksichtigt werden dabei ungeplante Versorgungsunterbrechungen mit Ursache in Mittel- und Niederspannungsnetzen. Die Werte für die letzten Jahre lagen bei 14,63 Minuten je Letztverbraucher für 2009 und 16,89 Minuten für 2008 nach 19,25 Minuten für 2007 und 21,53 Minuten im Jahr 2006²⁷. Bei Einbeziehung von Versorgungsunterbrechungen, die durch höhere Gewalt verursacht wurden, liegen die Werte bei 15,29 Minuten für 2009, 18,09 Minuten für 2008, 35,67 Minuten für 2007 bzw. 23,25 Minuten für 2006. Dabei zeigt sich sehr deutlich der Einfluss des Orkans Kyrill aus dem Januar 2007 als exzeptionelles Wetterereignis. Die Nichtverfügbarkeitswerte für Deutschland belegen im Vergleich mit anderen europäischen Staaten ein außergewöhnlich hohes Zuverlässigkeitsniveau, das in dieser Größenordnung nur noch in den Niederlanden erreicht wird. In anderen Ländern liegen die entsprechenden Werte für die Nichtverfügbarkeit hingegen deutlich höher, z. B. in Portugal bei über 100 Minuten pro Jahr [9]. [10] weist für einzelne EU-Mitgliedsstaaten sogar Werte von 300 Minuten pro Jahr und mehr aus.

Diese Ergebnisse erlauben den eindeutigen Schluss, dass im Bereich der Versorgungszuverlässigkeit aktuell ein ausreichendes Niveau gegeben ist und für diesen Aspekt von Versorgungssicherheit daher aktuell keine Gefährdungen erkennbar sind. Dabei wird die Versorgungszuverlässigkeit maßgeblich von den Verteilungsnetzen beeinflusst²⁸.

Über die klar abgrenzbare Versorgungszuverlässigkeit hinaus beeinflussen Netze und Netzbetreiber die Versorgungssicherheit jedoch mit Blick auf verschiedene andere Aspekte. Dies betrifft speziell die Übertragungsnetze, auf die nachfolgend näher eingegangen wird. Insbesondere relevant ist hier,

- inwieweit die Übertragungsnetzbetreiber Prozesse definiert und Vorkehrungen getroffen haben, um ihrer gesetzlichen Gesamtverantwortung für das System der elektrischen Ener-

²⁷ vgl. Pressemitteilung der Bundesnetzagentur vom 18.02.2009 und 25.01.2010

²⁸ Abschätzungen quantifizieren den Einfluss der Übertragungsnetze auf zuverlässigkeitsrelevante Versorgungsunterbrechungen mit ca. 10%.

gieversorgung gerecht zu werden und mögliche Gefährdungen der Systemsicherheit mit Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 und 2 EnWG abzuwenden,

- ob die Netztopologie und Netzkapazitäten aktuell und in absehbarer Zukunft geeignet sind, die Transportanforderungen der Netzkunden unter Einhaltung der technischen Randbedingungen zu erfüllen,
- ob Wartungs- und Instandhaltungszustand des Netzes keine diesbezüglichen Gefährdungen der Versorgungssicherheit erwarten lassen.

Zur Beantwortung dieser Fragestellungen haben die Berichtersteller Gespräche mit den deutschen Übertragungsnetzbetreibern geführt und diesbezügliche Informationen zur Verfügung gestellt bekommen. U. a. gehören hierzu die entsprechend den Vorgaben des EnWG periodisch zu erstellenden Berichte an die Bundesnetzagentur zu Netzzustand und Netzausbau sowie die prozessuale Schwachstellenanalyse der Übertragungsnetzbetreiber. Nachfolgende Ausführungen stützen sich auf diese Informationsbasis.

3.3.2 Gewährleistung eines sicheren Systembetriebs

Für die Gewährleistung eines sicheren Systembetriebs und die Wahrnehmung der gesetzlich geregelten Systemverantwortung haben die Betreiber der deutschen Übertragungsnetze geeignete Maßnahmen und Prozesse zu definieren und deren Anwendbarkeit sicherzustellen. Hierüber ist jährlich zum 31. August in einer Schwachstellenanalyse an die Bundesnetzagentur zu berichten. Für die vorliegende Untersuchung wurden die Schwachstellenanalysen aus dem Jahr 2009 ausgewertet.

Diese zeigen, dass alle deutschen Übertragungsnetzbetreiber die Sicherheit des Systembetriebs kontinuierlich überwachen und zur Abwehr von Gefährdungen einen dreistufigen Maßnahmenkatalog mit netzbezogenen Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG (Topologie-maßnahmen und Ausnutzungen betrieblicher Toleranzbänder), marktbezogenen Maßnahmen nach §13 Abs. 1 EnWG (Regelenergieeinsatz, vertraglich vereinbarte zu- und abschaltbare Lasten, präventives Engpassmanagement (z. B. Engpassauktionen, Nichtannahme von intra-

day-Fahrplänen), Mobilisierung von zusätzlichen Reserven, Countertrading, Redispatching²⁹) und Anpassungsmaßnahmen nach §13 Abs. 2 EnWG (Fahrplankürzungen, Lastabschaltungen, Spannungsabsenkungen im Verteilungsnetz, direkte Anweisung von Erzeugern einschließlich EEG-Anlagen) entwickelt haben und diese Maßnahmen, soweit notwendig und sinnvoll, anwenden.

Unsere Analyse der Maßnahmenkataloge und Einzelmaßnahmen hat keine Hinweise auf akute Gefährdungen der Systemsicherheit aufgrund prozessualer oder organisatorischer Schwachstellen ergeben. Die Übertragungsnetzbetreiber haben jedoch in den von uns geführten Gesprächen darauf hingewiesen, dass Entwicklungen wie die zunehmenden Stromhandelsaktivitäten und der vermehrte Einsatz dargebotsabhängiger Erzeugung zu erhöhtem Koordinationsaufwand und Koordinationsnotwendigkeiten zwischen den Netzbetreibern führen. Dies betrifft einerseits die internationale Kooperation der Übertragungsnetzbetreiber, die aktuell z. B. durch die TSO Security Cooperation, einer Zusammenarbeit von 11 internationalen Übertragungsnetzbetreibern zum verbesserten Austausch systembetriebsrelevanter Informationen und Daten für die Netzengpassprognose, und die verschiedenen regionalen Aktivitäten zur Koordination des internationalen Engpassmanagements vorangetrieben wird. Andererseits betrifft dies aber auch die Zusammenarbeit mit den unterlagerten Verteilungsnetzbetreibern in Bezug auf die Systembilanz. Hier besteht aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber Verbesserungsbedarf z. B. hinsichtlich Online-Informationen zur Einspeisung in den Verteilungsnetzen angeschlossener Erzeugungsleistung und zu in den unterlagerten Netzen angeschlossenen Lasten.

3.3.3 Netztopologie und Netzkapazitäten

Hinsichtlich der Angemessenheit von Netztopologie und Netzkapazitäten ist zunächst festzustellen, dass die deutschen Übertragungsnetzbetreiber derzeit keine innerdeutschen Engpässe entsprechend §15 Abs. 2 StromNZV ausweisen.

Trotzdem gibt es eine Vielzahl von Hinweisen darauf, dass die Kapazitäten im deutschen Übertragungsnetz bereits heute an mehreren Stellen und zu einer relevanten Zahl von Zeit-

²⁹ Countertrading und Redispatching können präventiv wie kurativ, d. h. zur Engpassvermeidung und Engpassbeseitigung angewandt werden.

punkten ausgeschöpft sind. Ursächlich dafür sind verschiedene energiewirtschaftliche Entwicklungen der jüngeren Vergangenheit wie die Verlagerung und lokale Konzentration von Erzeugungsstandorten, der starke Zubau der Windenergieerzeugung in der Nordhälfte Deutschlands und der kontinuierliche Anstieg des internationalen Stromhandels. Hierdurch haben sich die Transportanforderungen der Netzkunden und damit die von den Übertragungsnetzbetreibern zu erfüllende Transportaufgabe gegenüber den ursprünglichen Auslegungskriterien der Netze stark verändert.

- Beispielhaft hat uns 50Hertz Transmission (50HzT) eine Auswertung der Leitungsbelastung im eigenen Übertragungsnetz für das Jahr 2008 zur Verfügung gestellt (Bild 3.8). Aus dieser Auswertung ist eindeutig erkennbar, dass bereits im Normalbetrieb in einigen Bereichen des Netzes, insbesondere auf den Kuppelleitungen zu den Nachbarnetzen und in deren Umgebung, sehr hohe Belastungen erreicht werden. Das ist ein Indiz dafür, dass es im auslegungsrelevanten gestörten Betrieb, d. h. nach dem Ausfall eines Stromkreises und Übernahme der Stromflüsse auf diesem Stromkreis durch das restliche System, zu grenzwertigen Belastungen, wenn nicht sogar Überlastungen kommen kann³⁰.

³⁰ Da der auslegungsrelevante Fall für jede Leitungsverbindung die Belastung nach dem für diese Leitung kritischsten Ausfall eines anderen Netzbetriebsmittels (sogenannter (n-1)-Fall) ist, gibt es keinen eindeutigen Grenzwert für die zulässige Belastung im Normalbetrieb. Zudem kann im Einzelfall neben der thermischen auch die evtl. niedrigere dynamische Belastbarkeit von Leitungsverbindungen auslegungsrelevant sein.

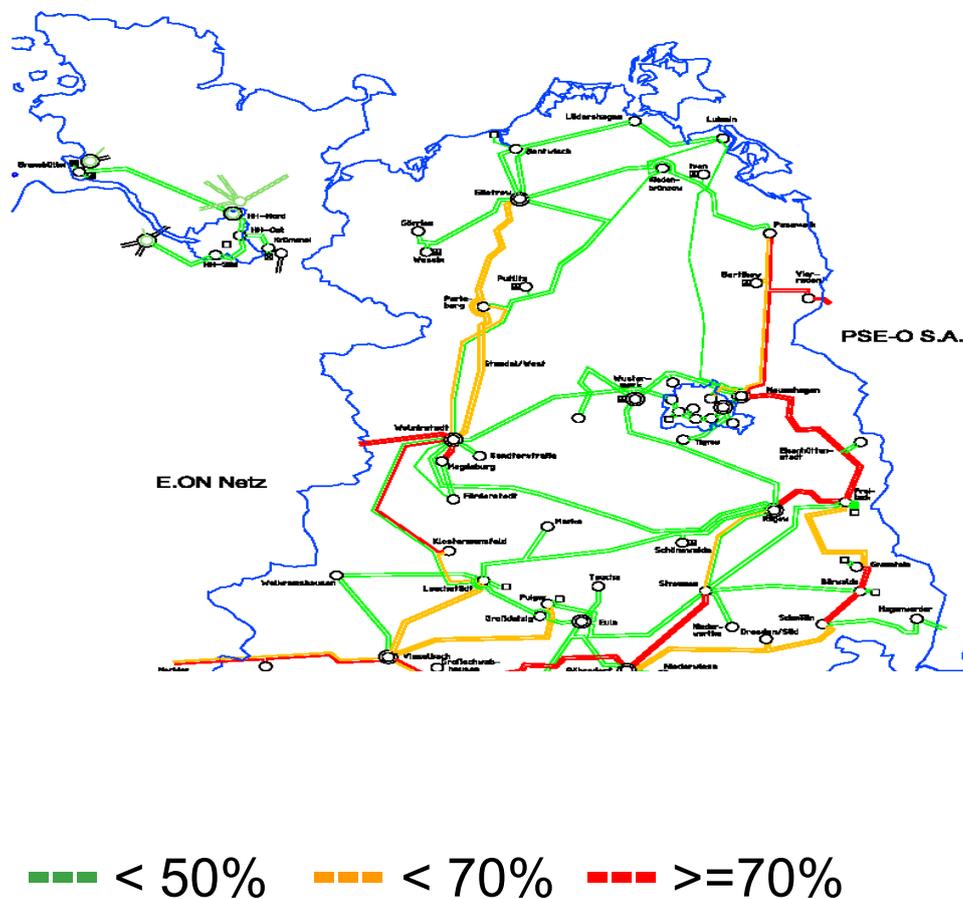


Bild 3.8: Auslastung des 50HzT Übertragungsnetzes 2008: Dargestellt sind die zeitungleichen Maximalwerte der Leitungsbelastung, die für eine Dauer von mindestens 5 Stunden aufgetreten sind (Quelle: 50HzT)

- Besonders ausgeprägt ist diese extreme Belastungssituation auf der durch Windenergieabtransport und die Konzentration von Erzeugungsstandorten im Süden der Regelzone von 50HzT (bei gleichzeitig geringer Abnahmedichte) stark belasteten Doppelleitungsverbindung zum benachbarten Netz von transpower stromübertragungs gmbh (TPS) zwischen Remptendorf und Redwitz. Bild 3.9 zeigt die – für die sichere Systemführung entsprechend dem (n-1)-Kriterium relevante – simulierte Belastung auf dem verbleibenden Stromkreis dieser Kuppelleitung nach Ausfall des Parallelstromkreises im Verlauf des ersten Halbjahres 2009. Erkennbar ist, dass insbesondere in den windstarken Monaten Januar bis März die (n-1)-Belastung für eine Vielzahl von Zeitpunkten über 100% der Dauerstrombelastbarkeit liegt (grüne Linie). 50HzT erlaubt abhängig von der Außentemperatur

eine temporäre Erhöhung der Strombelastbarkeit dieser Leitung auf 110% (bis 25° C, gelbe Linie) bzw. 120% (bis 10° C, rote Linie) des Regelwertes und nutzt so vorhandene betriebliche Reserven zur Aufrechterhaltung eines sicheren Systembetriebs. Das Überschreiten selbst der roten Linie für einige Zeitpunkte macht jedoch deutlich, dass auch diese Reserven weitgehend aufgebraucht sind und ein weiterer Belastungsanstieg nicht akzeptabel ist, weil er das Gesamtsystem zunehmend gefährden würde.

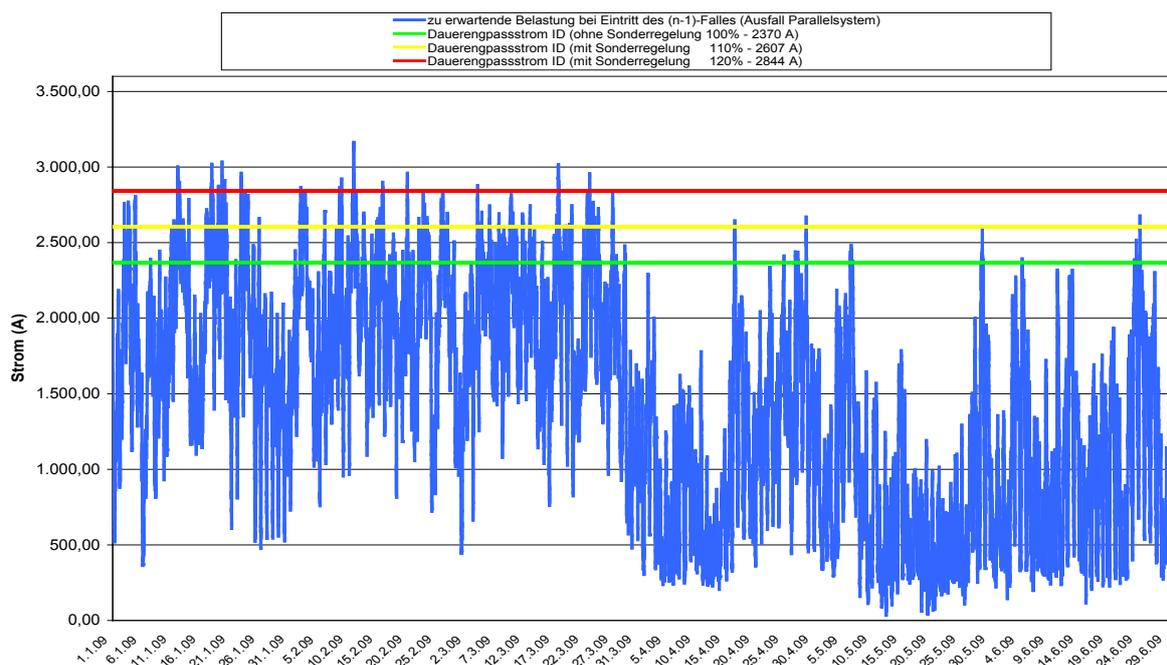


Bild 3.9: Zu erwartende (n-1)-Belastung der Leitung Remptendorf-Redwitz im Zeitraum Januar bis Juni 2009 (Quelle: 50HzT)

- Gleichzeitig steigt bei allen Netzbetreibern die Notwendigkeit zum Einsatz von Maßnahmen nach §13 Abs. 1 EnWG³¹. So waren in den Jahren 2008 und 2009 an jeweils über 200 Tagen bei wenigstens einem der deutschen Übertragungsnetzbetreiber Eingriffe in den freien Kraftwerkseinsatz über Countertrading- oder Redispatchmaßnahmen notwendig. Bild 3.10 zeigt darüber hinaus am Beispiel von 50HzT den kontinuierlichen Anstieg von Maßnahmen in den Jahren 2006 bis 2009. Bei der Interpretation ist darüber hinaus zu berücksichtigen, dass an einzelnen Tagen diese Maßnahmen allein nicht mehr ausreichen,

³¹ Damit nicht gemeint sind marktbezogene Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG, die ihrem Charakter nach für den täglichen Einsatz gedacht sind, insbesondere der Abruf von Regelenergie.

um einen sicheren Systembetrieb zu gewährleisten und Notmaßnahmen nach §13 Abs. 2 EnWG ergriffen werden müssen. Dies war im Jahr 2009 bei 50HzT an vier Tagen der Fall.

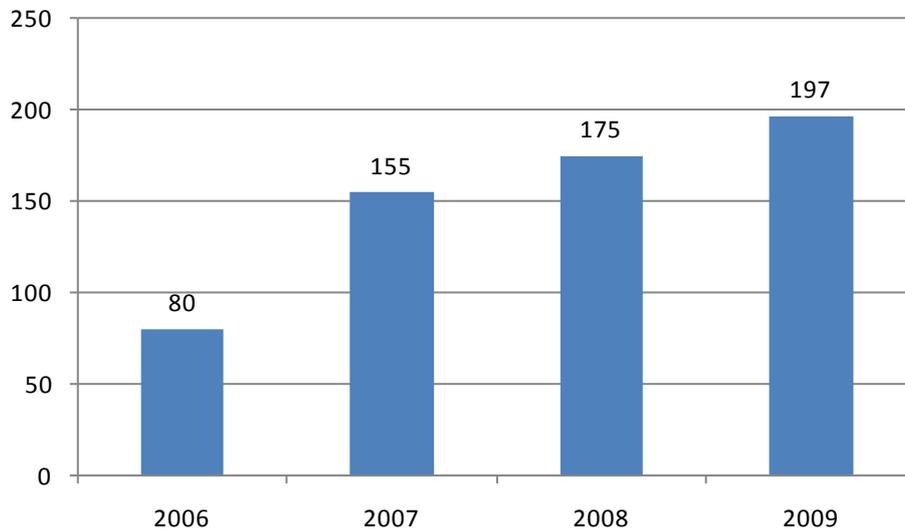


Bild 3.10: Anzahl der Tage mit Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG im Übertragungsnetz von 50HzT (Datenquelle: 50HzT)

Diese Analysen lassen erkennen, dass die Belastungssituation im deutschen Übertragungsnetz zwar nicht flächendeckend, aber auch nicht nur an singulären Punkten, einen Wert erreicht hat, in dem weiter zunehmende Transportanforderungen mit den bestehenden Netzkapazitäten nicht sicher beherrschbar sind. Gleichzeitig ist jedoch genau dieser weitere Anstieg der Transportanforderungen speziell auf den bereits heute hoch belasteten Nord-Süd-Trassen durch den weiteren Ausbau der Windenergienutzung on- und offshore, aber auch durch die zunehmende Konzentration von neuen konventionellen Kraftwerken an Standorten in Küstennähe und im Ruhrgebiet für die nahe und mittlere Zukunft zu erwarten. Sollen signifikante Einschränkungen der Netzzugangsmöglichkeiten für die Netznutzer und letztlich ein volkswirtschaftlich unerwünschtes Auseinanderfallen der einheitlichen deutschen Preiszone vermieden werden, ist deshalb ein unverzüglicher Netzausbau notwendig (vgl. hierzu auch [11]).

Notwendige Netzerweiterungen sind bereits seit einiger Zeit, z. B. 2005 in der dena-Netzstudie I, identifiziert. Der als notwendig erachtete Netzausbau wurde von den Übertragungsnetzbetreibern, wie auch die uns vorliegenden Netzausbauberichte belegen, eingeleitet. Aktuell ist jedoch zu beobachten, dass es aufgrund von Akzeptanzproblemen in der Bevöl-

kerung und langer Laufzeiten der Genehmigungsverfahren zu nicht unerheblichen Verzögerungen gegenüber den ursprünglich geplanten Fertigstellungsterminen kommt. Von Seiten der öffentlichen Hand hat es in der Vergangenheit bereits mehrere Ansätze zur Beschleunigung des Netzausbaus, wie z. B. das Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetz, gegeben, die jedoch bisher nicht nachhaltig erfolgreich waren.

Im Sommer 2009 ist nun das Gesetz zur Beschleunigung des Ausbaus der Höchstspannungsnetze mit dem Kernstück des Energieleitungsausbaugesetzes (EnLAG) in Kraft getreten, das mit verschiedenen Maßnahmen (Gesetzliche Feststellung eines Bedarfsplans und damit Feststellung der energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und des vordringlichen Bedarfs, Verkürzung des Klagewegs, Festlegung von Pilotprojekten zur Verkabelung) eine deutliche Beschleunigung des Netzausbaus anstrebt. Inwieweit diese Maßnahmen sich als erfolgreich erweisen werden, kann aktuell noch nicht beurteilt werden. Es erscheint mit Blick auf die Gewährleistung von Versorgungssicherheit jedoch unabdingbar, den Erfolg eingeleiteter Maßnahmen in einem engen Zeitraster zu überwachen und gleichzeitig die gesellschaftliche Akzeptanz für Infrastrukturmaßnahmen zu steigern. Dabei ist das Verständnis für den Zusammenhang von Netzausbau mit dem gesellschaftlich allgemein akzeptierten Ausbau erneuerbarer Energiequellen zu stärken. Sollten diese Maßnahmen sich als nicht ausreichend erweisen, um den dringend benötigten Netzausbau kurzfristig zu ermöglichen, halten wir weitere Anpassungen des Ordnungsrahmens für unabdingbar.

Akute Verzögerungen ergeben sich derzeit z. B. bei folgenden Ausbauprojekten, deren technische und energiewirtschaftliche Notwendigkeit eindeutig, d. h. durch den EnLAG-Bedarfsplan, die dena-Netzstudie I oder die Zugehörigkeit zum TEN-E (Transeuropean Networks) Programm der Europäischen Union festgestellt ist:

- Ursprünglich geplante Inbetriebnahme vor 2010
 - Abschnitte Vieselbach – Altenfeld und Altenfeld – Redwitz der 380-kV-Verbindung Halle-Schweinfurt (EnLAG, dena-Netzstudie I, TEN-E): Die Leitung ist erforderlich, um die heute bereits auch unter Ausnutzung betrieblicher Reserven grenzwertig belastete Leitung Remptendorf-Redwitz (s.o.) zu entlasten.
 - 380-kV-Leitung Görries – Krümmel (EnLAG, TEN-E)
- Geplante Inbetriebnahme 2010 – 2013

- 380-kV-Netzumstellung Uckermark/Süd und Kuppelleitung nach Polen (EnLAG, TEN-E)
- 380-kV-Leitung Ganderkesee – Wehrendorf (EnLAG, dena-Netzstudie I)
- Geplante Inbetriebnahme 2013 – 2017
 - 380-kV-Leitung Diele – Niederrhein (EnLAG, dena-Netzstudie I)
 - 380-kV-Leitung Wahle – Mecklar (EnLAG, dena-Netzstudie I)

Die entstandenen Verzögerungen haben bereits bei einigen Projekten dazu geführt, dass die ursprünglich geplanten Inbetriebnahmezeitpunkte deutlich überschritten werden. Bei anderen Projekten ist dies zumindest zu befürchten. Als wesentliche Gründe für Verzögerungen werden Widerstände in der Bevölkerung, aber auch eine Politisierung von Projekten durch deren Aufgreifen in der politischen Debatte und insbesondere in Wahlkämpfen und daraus resultierende Dauern der Genehmigungsverfahren angeführt. Für einzelne Projekte ergeben sich Verzögerungen auch aus der Notwendigkeit zur Planänderung aufgrund veränderter gesetzlicher Vorgaben, insbesondere dem EnLAG.

Als Konsequenz der beschriebenen Verzögerungen ergeben sich unerwünschte Einschränkungen für die Netzzugangsmöglichkeiten der Netznutzer, z. B. die Rücksetzung von Kraftwerken, die Anwendung von Einspeisemanagement bei der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien oder die Notwendigkeit für umfangreiche Redispatchmaßnahmen mit entsprechend hohen volkswirtschaftlichen Kosten.

3.3.4 Einbindung in das internationale Verbundsystem

Während die Basis für vorangegangene Überlegungen im internen Übertragungsnetz der grundsätzlich anzustrebende engpassfreie Zustand ist, sind die Grenzübergangskapazitäten zu den Nachbarländern nicht immer ausreichend, um alle grenzüberschreitenden Handelsgeschäfte der Marktteilnehmer bei jeder Erzeugungssituation und zu jeder Zeit vollständig abwickeln zu können. Hier existieren – außer an der Grenze zu Österreich – ausgewiesene Engpässe mit begrenzter Übertragungskapazität, wobei die verfügbaren Kapazitäten per Auktionierung vergeben werden. Dabei sind allerdings eine Reihe von Aspekten zu beachten: Zum einen ist die Importabhängigkeit Deutschlands heute gering, so dass das Vorhandensein von grenzüberschreitenden Engpässen die Versorgungssicherheit nicht gefährdet. Außerdem ist festzustellen, dass Deutschland – nicht zuletzt durch die geografische Lage in der Mitte

Europas – im Vergleich zu Ländern mit geografischer Randlage wie Italien oder Spanien, aber auch im Vergleich zu Frankreich, über vergleichsweise hohe Kuppelkapazitäten verfügt, und zwar sowohl hinsichtlich der absoluten Höhe als auch im Verhältnis zur Gesamtlast (siehe Tabelle 3.2). Eine weitere Kenngröße zur Beurteilung der Höhe der Kuppelkapazitäten ist der sogenannte Verbundgrad. Das ist der Quotient zwischen durchschnittlicher stündlicher Importkapazität und durchschnittlicher Kraftwerkskapazität; dieser beträgt für Deutschland nach uns vorliegenden Auswertungen ca. 15% und liegt damit deutlich über dem von der EU geforderten Wert von 10%³². Gleichzeitig bestehen aktuell verschiedene, in unterschiedlichen Projektierungs-, Planungs- und Umsetzungsstadien befindliche Ausbauprojekte zur weiteren Erhöhung der Kuppelleitungskapazitäten von Deutschland mit dem Ausland (Niederlande, Belgien, Frankreich, Schweiz, Österreich, Dänemark, Polen, Tschechien sowie über die Anbindung von Offshore-Windparks Richtung Nordeuropa/Skandinavien).

	Deutsch- land	Belgien	Frank- reich	Italien	Nieder- lande	Spanien
Summe Kuppelleitungskapazität [GVA]	56,7	10,9	28,3	13,7	15,1	10,9
Jahreshöchstlast [GW]	78,5	14,2	89,0	56,8	15,9	44,9
Verhältnis Kuppelleitungskapazität zu Jahreshöchstlast [%]	72,2	76,8	31,8	24,1	95,0	24,2

Tabelle 3.2 Kuppelleitungskapazitäten und Jahreshöchstlast für ausgewählte Länder Europas, Stand: 2007 (Quelle: [12])³³

³² Allerdings ist zu berücksichtigen, dass die Definition und Berechnung des Verbundgrades uneinheitlich gehandhabt werden. Freiheitsgrade bestehen z. B. hinsichtlich der Einbeziehung nicht sicher verfügbarer Kraftwerkskapazitäten. Insofern halten wir das Verhältnis von Kuppelleitungskapazität und Gesamtlast für wesentlich aussagekräftiger als den Verbundgrad.

³³ Bei der Interpretation (u. a. auch im Vergleich zu Frankreich) ist zu berücksichtigen, dass die Zahlen der UCTE für Deutschland durch dezentrale Einspeisung in unteren Ebenen gedeckte Lasten teilweise nicht enthalten.

Weiterhin ist zu beachten, dass Voruntersuchungen aufgezeigt haben, dass gesamtwirtschaftlich ein europaweit engpassfreies Übertragungsnetz nicht zwingend effizient wäre, da die Investitionen zur vollständigen Beseitigung von Engpässen höher sein können als die hierdurch erzielbare Reduktion der Preise für die Beschaffung von Strom. Dies ist insbesondere dann der Fall, wenn ein Engpass nur selten auftritt, z. B. nur in wenigen Stunden des Jahres.

3.3.5 Zustand der Übertragungsnetze

Hinsichtlich des Zustands der deutschen Übertragungsnetze ist grundsätzlich festzustellen, dass die einzelnen Betriebsmittel eine sehr hohe Zuverlässigkeit aufweisen, wie sich z. B. an Auswertungen der VDE FNN-Störungsstatistik ablesen lässt. Dies lässt darauf schließen, dass die Übertragungsnetzbetreiber in ausreichendem Umfang und mit hoher Qualität Inspektions- und Wartungsmaßnahmen durchführen.

Ein möglicher und vielfach verwendeter Indikator für den Netzzustand ist das Betriebsmittelalter³⁴. Für die wirtschaftlich und elektrisch bedeutsamsten Netzelemente im deutschen Übertragungsnetz

- Leitungen bzw. Masten,
- Transformatoren und
- Leistungsschalter

haben wir deshalb die in den Netzzustandsberichten der Übertragungsnetzbetreiber ausgewiesenen Altersstrukturen analysiert.

³⁴ Das Betriebsmittelalter ist einfach und objektiv zu erheben und wird deshalb häufig als Indikator für den Netzzustand verwendet. Es ist aus diesem Grund z. B. auch in den Netzzustandsberichten der ÜNB an die Bundesnetzagentur zwingend anzugeben. Trotzdem gibt es keinen exakten Aufschluss über den tatsächlichen Zustand eines Betriebsmittels, da der u. a. auch von deutlich schwieriger messbaren Größen wie der technischen Belastung während der Nutzungsdauer (Transformatoren, Leistungsschalter) oder der Revisions- und Instandhaltungspraxis abhängt. Auswertungen des Betriebsmittelalters dürfen somit nur als erste Indikation für den Netzzustand verwendet werden. Tatsächlich entscheidend ist jedoch der technische Zustand der Betriebsmittel.

Beispielhaft ist in Bild 2.1 die Altersstruktur der Höchstspannungsfreileitungsmaste³⁵ 380 kV und 220 kV dargestellt. Dabei sind verschiedene Entwicklungen erkennbar:

- Mit Ausnahme der neuen Bundesländer, wo wesentliche Infrastrukturen neu errichtet wurden, ist aufgrund der stagnierenden oder nur gering wachsenden Netzlast in den vergangenen zwei Dekaden nur ein geringer Netzausbau notwendig gewesen. Dies ändert sich, wie oben beschrieben, aktuell aufgrund der Veränderungen im Erzeugungssystem. Diesen Entwicklungen wird durch Erneuerungs- und Ausbaumaßnahmen Rechnung getragen.
- Es gibt keine Hinweise auf eine systematische Überalterung der Netze³⁶.
- Das höhere Durchschnittsalter der 220-kV-Masten ist Ergebnis der historischen Entwicklung. Die 220-kV-Ebene ist die ursprüngliche Höchstspannungsebene in Deutschland, die 220-kV-Netze wurden somit den 380-kV-Netzen zeitlich vorgelagert errichtet. Die wesentlichen und versorgungssicherheitsrelevanten Übertragungsfunktionen werden jedoch sukzessive größtenteils von der 380-kV-Ebene übernommen, entsprechend wird die 220-kV-Ebene kaum noch ausgebaut. Mehrere Netzbetreiber setzen bereits um bzw. planen mittelfristig eine vollständige oder nahezu vollständige Umstrukturierung der 220-kV-Ebene hin zur 380-kV-Ebene, insbesondere um Trassen der 220-kV-Leitungen für den erforderlichen Netzausbau zu nutzen.

³⁵ Die Kosten der Freileitungsmaste bestimmen wesentlich die Kosten von Höchstspannungsfreileitungen. Sie sind daher das wesentliche Element z. B. bei der Planung des Instandhaltungs- und Erneuerungsbedarfs.

³⁶ Bei Freileitungsmasten sind Nutzungsdauern von wenigstens 80 Jahren, bei entsprechender Wartung und Instandhaltung auch mehr üblich. Während dieser Zeit werden Beseilung und Armaturen üblicherweise nach 30-40 Jahren einmal gewechselt (vgl. hierzu auch [13]). Die ältesten 220-kV-Masten in Deutschland fallen in diese Altersklasse.

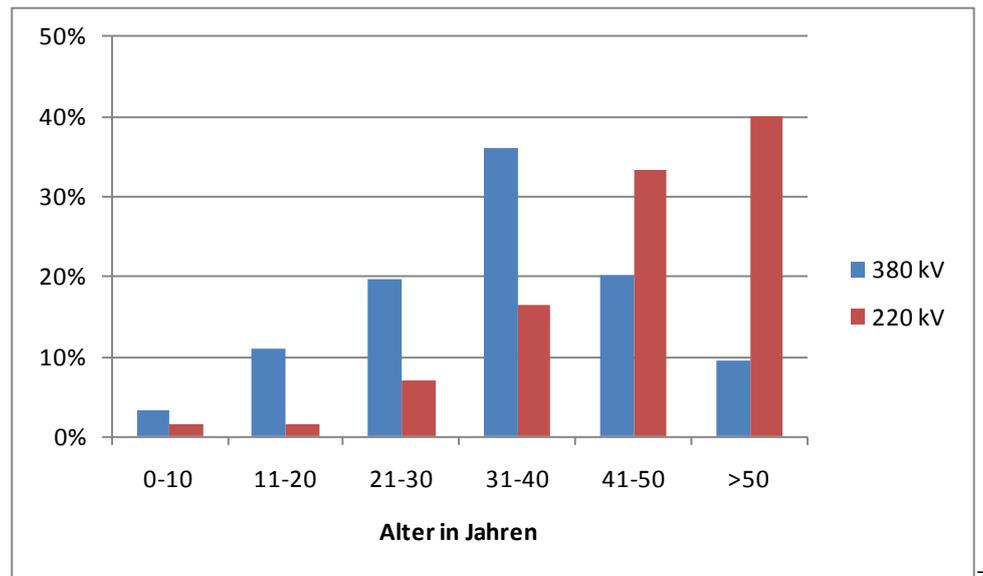


Bild 3.11: Altersstruktur der Höchstspannungsfreileitungsmaste in Deutschland (Quelle: Auswertung der Netzzustandsberichte 2008 der deutschen Übertragungsnetzbetreiber)

Zusammenfassend hat unsere Analyse ergeben, dass Gefährdungen der Versorgungssicherheit aufgrund eines unzureichenden Wartungs- und Instandhaltungszustands der Netze aktuell und in der absehbaren Zukunft nicht erkennbar sind.

4 Entwicklung der Stromerzeugungskapazitäten bis 2030

Im Weiteren wird die erzeugungsseitige Versorgungssicherheit mit Hilfe von computergestützten Strommarktmodellen bis 2030 analysiert. Die Vorgehensweise hierbei wird in Abschnitt 4.1 beschrieben, die betrachteten Szenarien „Kernenergieausstieg“ und „Laufzeitverlängerung“ und ihre Annahmen in 4.2. Abschnitt 4.3 enthält die Szenarienergebnisse, Abschnitt 4.4 fasst diese zusammen und zieht Schlussfolgerungen.

4.1 Vorgehensweise

Die modellgestützte Analyse wird mit dem am Energiewirtschaftlichen Institut an der Universität Köln entwickelten Strommarktmodell DIME durchgeführt.³⁷ Das Modell berechnet die kostenminimale Deckung einer vorgegebenen zeitvariablen Stromnachfrage. Somit illustrieren die Szenarien, welcher Mix von Erzeugungskapazitäten die Stromnachfrage und Spitzenlast kosteneffizient decken könnte. Methodisch werden hierbei zwei Zeiträume unterschieden:

Zeitraum 2010 bis 2015

Bis zum Jahr 2015 wird davon ausgegangen, dass alle bis dahin möglicherweise zugebauten Kraftwerke heute bereits bekannt sind. Die Erzeugungskapazitäten für das Jahr 2015 werden nicht durch das Modell bestimmt, sondern dem Modell als exogene Annahme vorgegeben. Dazu werden die aktuellen Kraftwerksprojekte in Deutschland mit Realisierungswahrscheinlichkeiten bewertet und somit ein erwarteter Kraftwerkszubau abgeleitet, der dann in die modellgestützte Analyse einfließt (siehe das nachfolgende Kapitel 4.2).

Zeitraum 2015 bis 2030

Für den Zeitraum 2015-2030 wird zusätzlicher Kraftwerkszubau durch das Strommarktmodell im Rahmen der Szenarien kostenminimal ermittelt. Die Berechnungen für diesen Zeitraum beantworten also nicht die Frage nach dem „ob“ der Versorgungssicherheit, sondern zeigen mögliche Antworten auf die Frage nach dem „wie“ der gesicherten Spitzenlastdeckung auf. Dieses Vorgehen ist im Hinblick auf die Fragestellung sinnvoll, da für diesen Zeitraum für Investitionen noch genügend Vorlaufzeit besteht. Die Sicherheit der Elektrizitätsversorgung

³⁷ Eine detaillierte Modellbeschreibung kann am EW i bezogen werden (www.ewi.uni-koeln.de).

für den längerfristigen Zeithorizont 2015-2030 ist insofern aus heutiger Sicht nicht akut kritisch.

Gesicherte Leistung und Spitzenlastdeckung

Zentral für die Analyse der erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit ist, wie in Kapitel 3.1 erläutert, die gesicherte Leistung in Relation zur Spitzenlast. Hierbei ist die Stochastik der Stromeinspeisung aus Windenergie und Photovoltaik zu berücksichtigen. Die gesicherte Leistung (Kapazitätskredit) der Windenergie wird zum Zeitpunkt der Jahreslastspitze auf Basis historischer Windeinspeiseganglinien durch eine stochastische Faltung approximiert. Dabei wird der marginale Kapazitätskredit für jede zusätzlich installierte Einheit Windenergie geringer. Bis 2030 sinkt der durchschnittliche Kapazitätskredit für Windanlagen auf etwa 5,2%. Der durchschnittliche Kapazitätskredit von Photovoltaikanlagen zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast (Winterabend 18 – 19 Uhr) ist Null. Die gesicherte Leistung ergibt sich aus einer stochastischen Faltung aller Kraftwerksblöcke und erneuerbaren Energieträger mit ihren jeweiligen empirischen Ausfallwahrscheinlichkeiten. Die resultierende Verteilung gibt an, wie viel Kraftwerksleistung bei einem bestimmten Sicherheitsniveau zum Zeitpunkt der jährlichen Spitzenlast statistisch gesichert zur Verfügung steht. Für diese Studie gehen wir von einem Sicherheitsniveau von 99% aus. Das bedeutet, dass zur Stunde der Jahreshöchstlast die Stromnachfrage mit einer Wahrscheinlichkeit von 99% durch inländische Kraftwerke gedeckt werden kann. Da die Stromnachfrage in allen anderen Stunden des Jahres niedriger liegt, ist das Sicherheitsniveau dann höher. Sollte dennoch der (wenig wahrscheinliche) Fall eintreten, dass die gesicherte Leistung zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast nicht ausreicht, so stehen weiterhin Kuppelkapazitäten zu ausländischen Märkten sowie Kaltreserve zur Verfügung, so dass auch in einem solchen Falle nicht notwendig ein Versorgungsengpass resultiert.

Dieses Vorgehen ähnelt der Analyse der ENTSO-E (Kapitel 3.1), zeichnet sich aber dadurch aus, dass auf Basis der Methode der statistischen Faltung ein konkreter Wahrscheinlichkeitswert für die Versorgungssicherheit und damit eine Gütekennzahl angegeben wird. Die ENTSO-E Analyse beurteilt die Versorgungssicherheit allein mit Blick auf die Frage, wie viel Kapazität zu einem bestimmten Referenzzeitpunkt als Reservemarge verbleiben sollte, benennt allerdings nicht, mit welcher Wahrscheinlichkeit die Versorgung gesichert ist.

Im Folgenden bezeichnet das EWI die Versorgung als gesichert, sobald die zu 99% gesicherte Kraftwerksleistung in Deutschland mindestens so hoch ist wie die Jahresspitzenlast.

4.2 Szenarien und Annahmen

Es werden Modellrechnungen für zwei Szenarien durchgeführt:

- 1. Szenario Kernenergieausstieg:** Der Kernenergieausstieg (KEA) erfolgt laut geltendem Gesetz. Die Restlaufzeiten der bestehenden Kernkraftwerke ergeben sich aus einer Berechnung, in die die aktuellen Reststrommengen (öffentlich verfügbar durch das Bundesamt für Strahlenschutz) und Annahmen über die zukünftigen Volllaststunden der Kernkraftwerke einfließen.
- 2. Szenario Laufzeitverlängerung:** In diesem Szenario werden Laufzeiten der Kernkraftwerke gegenüber dem Ausstiegsfall um 20 Jahre verlängert. Die hierbei anfallenden Nachrüstkosten werden entsprechend der Energieszenarien für den Energiegipfel 2007³⁸ mit 500 €/kW angesetzt.

	Dimension	2008	2010	2015	2020	2025	2030
Kernenergie – LZV	[MW]	20414	20414	20414	20414	20414	14228
Kernenergie – KEA		20414	19247	13338	6692	1329	0

Tabelle 4.1: Kapazitäten der Kernkraftwerke in Deutschland in den Szenarien Kernenergieausstieg (KEA) und Laufzeitverlängerung (LZV) (Quelle: [20], eigene Berechnungen).

Geplanter und erwarteter Zubau konventioneller Kraftwerke in Deutschland bis 2015

Tabelle 4.2 zeigt eine Zusammenfassung der Daten des BDEW und des EWI zu aktuellen Kraftwerksplanungen. Demnach sind rd. 26 GW zusätzliche Kraftwerksleistung in Planung. Mit 12-14 GW könnte der größte Anteil des Kraftwerkszubaues auf Steinkohlebasis erfolgen. Auch der Zubau von Kraftwerken auf Basis Erdgas und Braunkohle trägt signifikant bei. In der Summe weichen die Daten des BDEW und des EWI nur wenig voneinander ab. Die Unterschiede sind u.a. bedingt durch kleine Differenzen bei der Bewertung der jeweiligen Bruttokraftwerksleistungen sowie der Berücksichtigung diverser Klein- und Kleinstkraftwerke.

³⁸ EWI/Prognos (2007), Energieszenarien für den Energiegipfel 2007

	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Sonstige	Summe
BDEW	3500	12081	9813	298	25692
EWI	3600	13953	7966	365	25884

Tabelle 4.2: Geplante Kraftwerkszubauten nach Energieträgern (Stand: April 2010, Quelle: BDEW [16]; EWI Kraftwerksdatenbank)

Da geplante Kraftwerke nicht zwangsläufig realisiert werden, bewerten wir die möglichen Kraftwerkszubauten anhand von Realisierungswahrscheinlichkeiten. Die EWI-Einschätzung basiert auf folgender Systematik:

- In Bau befindliche Projekte gehen mit 100% ihrer Kapazität in die Berechnung ein.
- Kraftwerksplanungen, die das Genehmigungsverfahren erfolgreich durchlaufen haben und kurz vor Baubeginn stehen, werden mit 66% ihrer Kapazität berücksichtigt.
- Mit 33% der geplanten Kapazität gehen Kraftwerke im Genehmigungsverfahren ein.
- Kraftwerksprojekte, die zwar in Planung, jedoch (noch) ohne Genehmigungsverfahren sind, werden nicht berücksichtigt (0%).

Auf diese Weise ergibt sich mit Blick auf die Frage nach der Versorgungssicherheit eine bewusst vorsichtige Einschätzung des erwarteten Kraftwerkszubaus.

	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
EWI Einschätzung (gewichtet)	2940	8657	3045	316	14958

Tabelle 4.3: Erwarteter Kraftwerkszubau in Deutschland bis 2015 (wahrscheinlichkeitsgewichtet, Anlagen > 20 MW) Quelle: eigene Analyse

Durch die Wahrscheinlichkeitsgewichtung der Projekte fällt der Zubau von Steinkohle- und Erdgaskraftwerken deutlich geringer aus als die Summe der entsprechenden Planungen. Bis zum Jahr 2015 erwarten wir Kraftwerkszubauten mit einer Kapazität von rd. 15 GW.

Ausbau der erneuerbaren Energien

Die Szenarienannahmen über den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland sowie die erwarteten Einspeisemengen stützen sich auf die im August 2009 erschienene Leitstudie des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.

	Dimension	2008	2010	2015	2020	2025	2030
Wind onshore	Kapazitäten [GW]	23,9	26,8	30,5	32,9	35,0	37,0
	Energiemengen [TWh]	40,4	47,7	57,9	66,1	73,7	79,5
Wind offshore	Kapazitäten [GW]	0,0	0,2	2,5	9,0	15,8	22,7
	Energiemengen [TWh]	0,0	0,4	7,5	30,2	56,1	83,9
Biomasse	Kapazitäten [GW]	4,5	5,3	6,8	7,9	8,2	8,7
	Energiemengen [TWh]	27,0	32,1	42,7	50,7	47,1	49,4
Fotovoltaik	Kapazitäten [GW]	5,3	8,9	16,6	23,2	25,7	28,4
	Energiemengen [TWh]	4,2	7,0	14,1	20,1	23,0	25,9
Laufwasser	Kapazitäten [GW]	4,8	4,8	5,0	5,1	5,1	5,1
	Energiemengen [TWh]	21,3	21,9	23,6	24,5	24,6	24,8
Geothermie	Kapazitäten [GW]	0,0	0,0	0,1	0,3	0,6	1,0
	Energiemengen [TWh]	0,0	0,1	0,6	1,9	4,4	7,0

Tabelle 4.4: Annahmen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland (Quelle: [19]).

Annahmen zur Entwicklung der Bruttostromnachfrage

In den Szenarien unterstellen wir eine leicht steigende Bruttostromnachfrage. Stromnachfrage und Spitzenlast liegen im Modelljahr 2030 um 2,8% höher als 2008. Zwar sollen in Zukunft die Bemühungen zur Stromeinsparung intensiviert werden, doch besteht die Möglichkeit, dass infolge fortschreitender Elektrifizierung wie z.B. durch zunehmenden Einsatz von Wärmepumpen, Informations- und Kommunikationstechnologie, Automation oder auch Elektromobilität diese Einspareffekte überkompensiert werden. Unsere bewusst weniger optimistische Annahme hinsichtlich Stromeinsparung erfolgt, um mit Blick auf die Frage nach ausreichend verfügbarer Erzeugungsleistung mit den Szenarien tendenziell auf der sicheren Seite zu sein.

In den Szenarien des Bundesumweltministeriums (Leitstudie 2009) sinkt die Bruttostromnachfrage bis 2030 um 9,8 % auf 556 TWh ab. Damit ergibt sich gegenüber der hier getroffenen Annahme eine Differenz der Bruttostromnachfrage von 78 TWh in 2030. Eine geringere Stromnachfrage bei ansonsten gleich bleibenden Annahmen zum Ausbau der erneuerbaren Energien würde zu einem verminderten Bedarf an Spitzenlastkapazitäten führen. Unter der Annahme der Stromnachfrageentwicklung der Leitstudie 2009 würden gegenüber dieser Studie schätzungsweise bis zu 17 GW weniger Mittel- und Spitzenlastkapazität im Jahr 2030 benötigt (Szenario Laufzeitverlängerung).

	Dimension	2008	2010	2015	2020	2025	2030
Bruttostromnachfrage	[TWh]	616,6	616,6	620,9	625,9	630,9	633,9

Tabelle 4.5: Angenommene Bruttostromnachfrage (Quelle: eigene Berechnungen, [18])

Brennstoffpreise

Den Szenarienrechnungen werden folgende Annahmen zur Entwicklung von Brennstoffkosten zugrunde gelegt (Tabelle 4.6).

	Kostentyp	Dimension	2008	2010	2015	2020	2025	2030
Kernenergie	Brennstoffkosten	[€ ₂₀₀₈ /MWh _{th}]	3,7	3,6	3,5	3,3	3,3	3,3
Steinkohle	Brennstoffkosten frei Verladehafen	[€ ₂₀₀₈ /t ARA]	66,3	69,1	73,3	77,5	80,2	83,0
Braunkohle	Kurzfristige Grenzkosten	[€ ₂₀₀₈ /t SKE]	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1
Gas	Brennstoffkosten frei Kraftwerk	[€ ₂₀₀₈ /MWh _{th}]	18,7	20,1	22,2	24,2	26,8	29,4
Rohöl	Brennstoffkosten	[\$ ₂₀₀₈ /bbl]	57,1	70,8	84,0	88,3	93,5	93,5

Tabelle 4.6: Brennstoffkostenannahmen der Szenarien.

Kuppelkapazitäten

Die Annahmen zu grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten beruhen auf den Studien der ENTSO-E und wurden auf Basis aktueller Informationen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber teilweise angepasst.

4.3 Ergebnisse der Szenariorechnungen

4.3.1 Kraftwerkspark

Die Veränderung der konventionellen Kraftwerkskapazitäten in Deutschland ist in den beiden Szenarien „Kernenergieausstieg“ und „Laufzeitverlängerung“ ähnlich: Sie sinken leicht von etwa 99 GW im Basisjahr 2008 auf rund 92 GW im Jahre 2030. Gleichzeitig nimmt in beiden Szenarien die installierte Kapazität der erneuerbaren Energien gemäß *Leitstudie 2009* stark zu (Bild 4.1).

Auffallend ist der starke Zuwachs an Gaskraftwerken. Für die Zeit nach 2015 berechnet das Modell einen Zubau von Gasturbinenkraftwerken, die vorrangig die volatile Einspeisung der erneuerbaren Energien absichern, um zu jeder Stunde eines Jahres kostenminimal genügend gesicherte Kraftwerksleistung bereitzustellen. Im Szenario Laufzeitverlängerung ist dies weniger stark ausgeprägt als im Szenario „Kernenergieausstieg“.

Im Szenario „Laufzeitverlängerung“ werden bis 2015 marktgetrieben rund 2 GW älterer Steinkohlekraftwerke mehr stillgelegt als im Ausstiegsszenario. Grund hierfür ist die Strompreis dämpfende Wirkung der verlängerten KKW-Laufzeiten, die dazu führt, dass einige ältere Kraftwerke nicht genügend Deckungsbeiträge auf ihre festen Betriebskosten erwirtschaften und somit früher vom Netz gehen als im Szenario „Kernenergieausstieg“.

Im Zeitraum 2015-2020 erfolgt im Szenario „Kernenergieausstieg“ ein starker Zubau von Gasturbinen (rd. 6 GW). Dies ist im Szenario „Laufzeitverlängerung“ nicht der Fall, da die vorhandenen Kernkraftwerkskapazitäten zur Lastabsicherung beitragen. Bis 2025 setzt sich diese Entwicklung weiter fort.

Nach Berücksichtigung der durch KKW-Laufzeitverlängerung bewirkten Stilllegungen älterer Kraftwerke und durch längere KKW-Laufzeiten vermiedener Kraftwerkszubauten ergibt sich im Saldo in beiden Szenarien dieselbe installierte Kraftwerkskapazität.

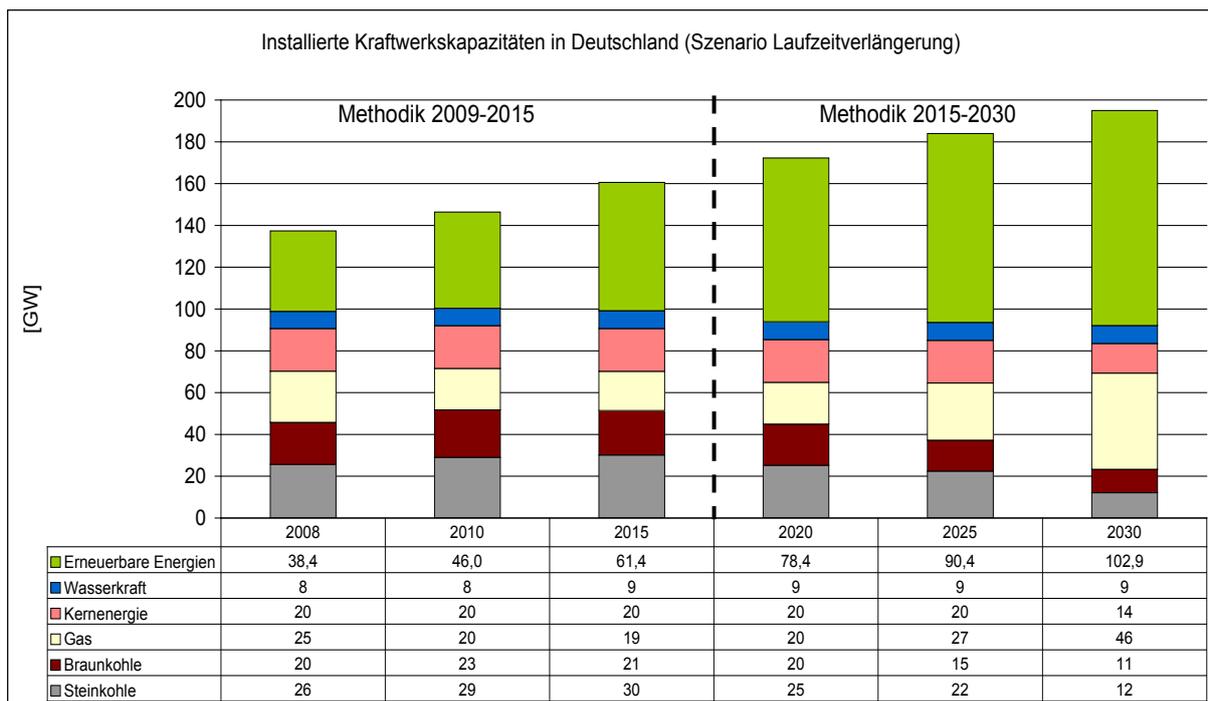
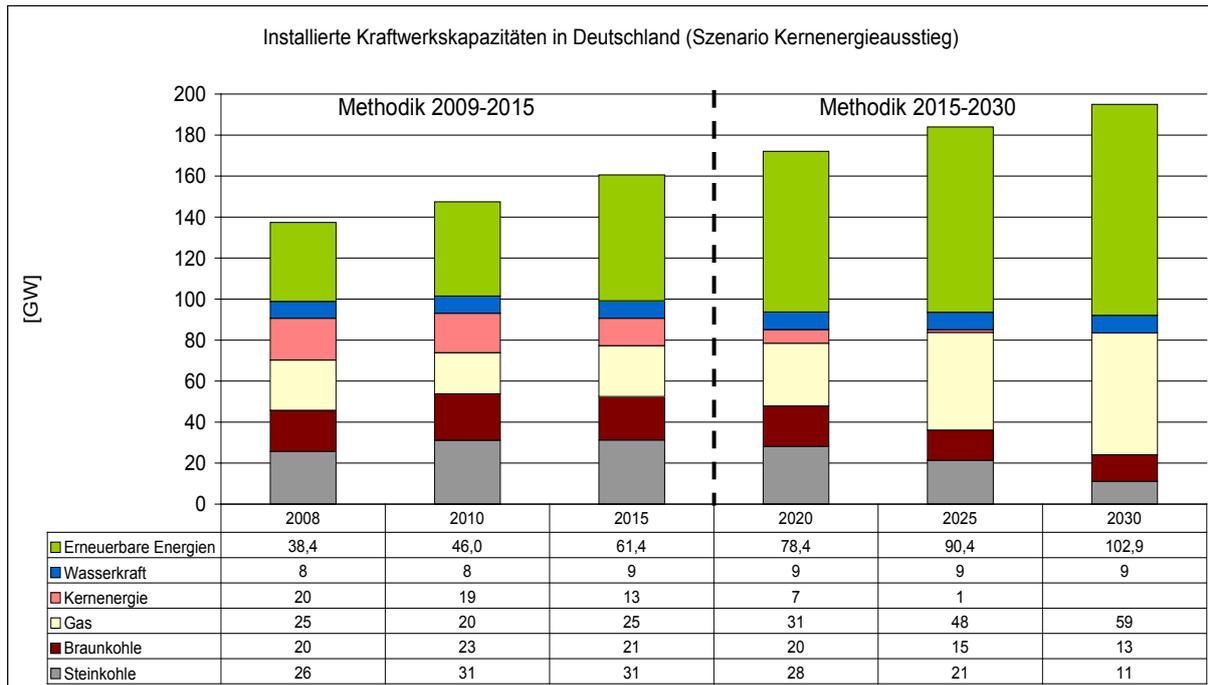


Bild 4.1: Installierte Kraftwerkskapazitäten in Deutschland bis 2030 in den Szenarien „Kernenergieausstieg“ (oben) und „Laufzeitverlängerung“ (unten) (Quelle: eigene Berechnungen).

4.3.2 Erzeugungsmix

In beiden Szenarien, *Kernenergieausstieg* und *Laufzeitverlängerung*, ändert sich die Zusammensetzung der Stromerzeugung bis 2030 erheblich. Die Erzeugung aus erneuerbaren Energien wächst annahmegemäß stark. Sie steigt in beiden Szenarien von ca. 90 TWh in 2008 auf über 270 TWh in 2030 (vgl. Abschnitt 4.2). Die Kohle basierte Erzeugung geht in beiden Szenarien zurück. Die Stromerzeugung aus Erdgas steigt an.

Im Szenario *Laufzeitverlängerung* wird Deutschland zu einem Netto-Stromimporteuer, allerdings erst ab 2020 und in erheblich geringerem Maße als im Szenario *Kernenergieausstieg*. Der Hauptgrund für die längerfristige Entwicklung Deutschlands vom Netto-Stromexporteur zum Stromimporteuer in beiden Szenarien liegt darin, dass die Nachbarländer (z.B. Frankreich, Osteuropa) mit dem Neubau von Kernkraftwerken eine CO₂-freie Erzeugungsoption zur Verfügung haben, die unter steigenden CO₂-Preisen einen zunehmenden komparativen Vorteil bedeutet. In den Szenariorechnungen wird von einer Umsetzung der TEN-E Prioritätsprojekte für Europa ausgegangen. Unter diesen Ausbauannahmen sind die Grenzkuppelleitungskapazitäten groß genug, um Nettoimporte im ausgewiesenen Ausmaß zu ermöglichen.

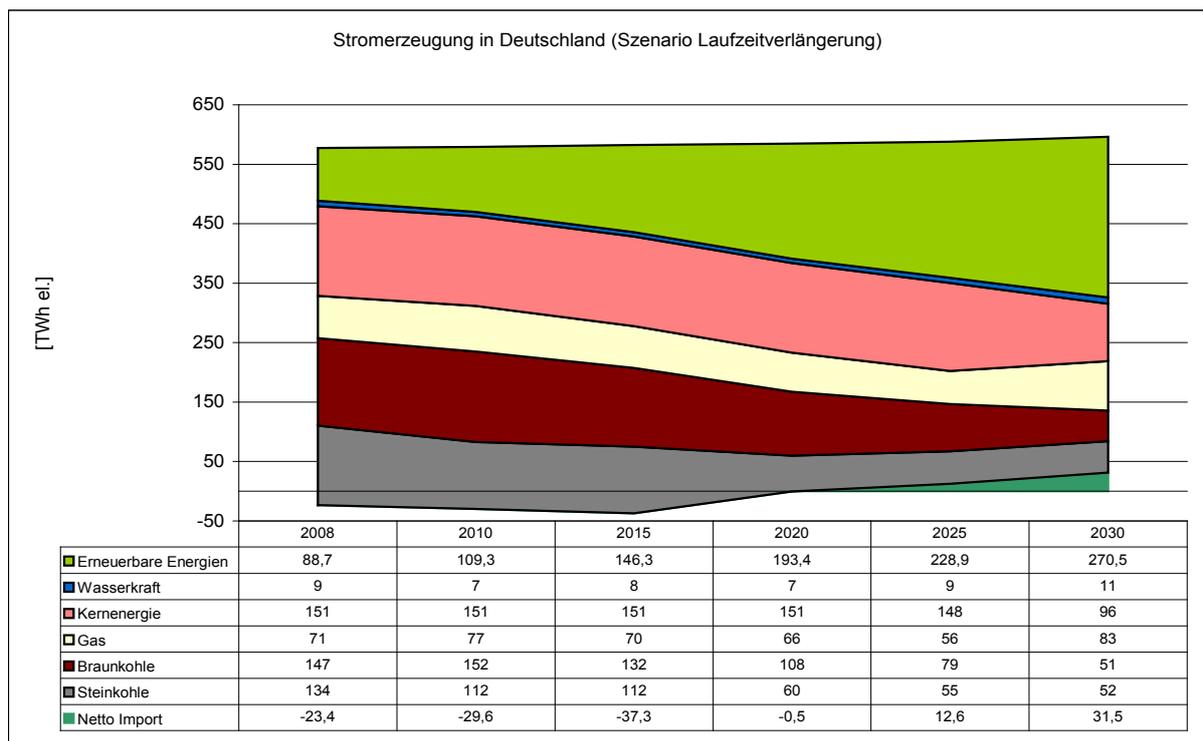
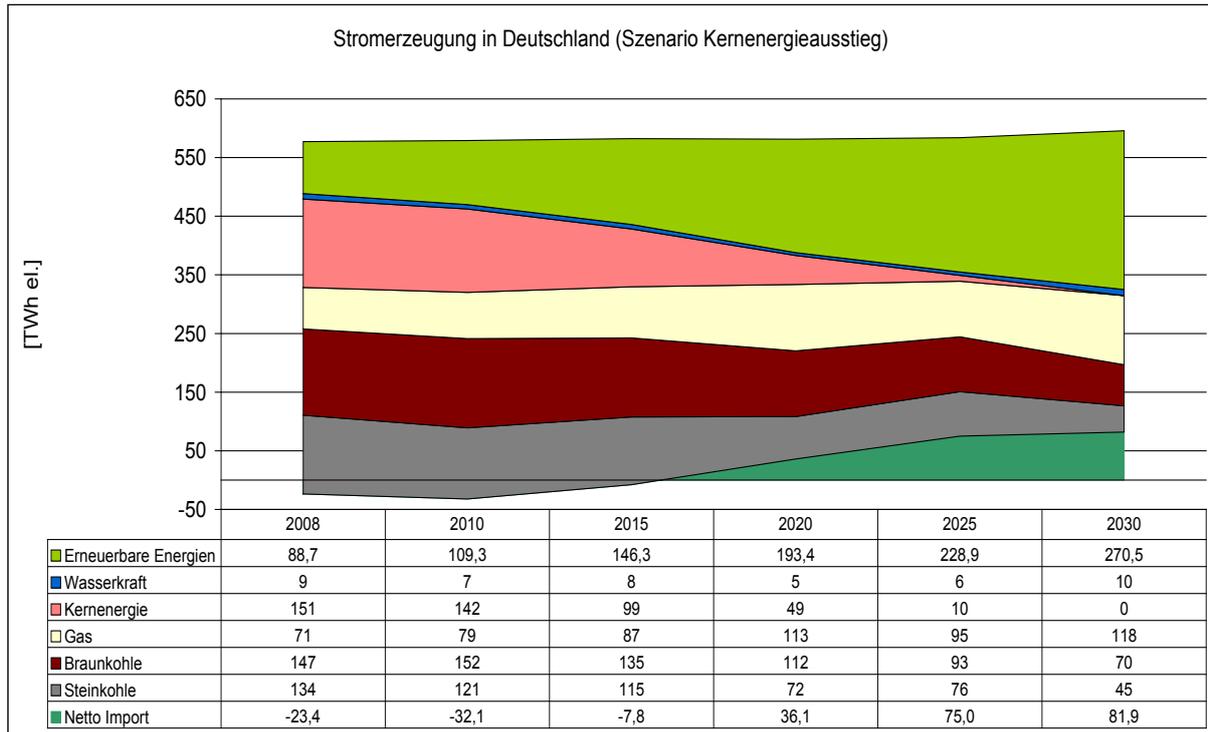


Bild 4.2: Stromerzeugung in Deutschland bis 2030 in Szenarien „Kernenergieausstieg“ (oben) und „Laufzeitverlängerung“ (unten). (Quelle: eigene Berechnungen)

Brennstoffeinsatz

Der fossile Brennstoffeinsatz nimmt in beiden Szenarien stark ab (Bild 4.3). Die Gründe hierfür sind die rückläufige Stromerzeugung aus diesen Energieträgern und steigende Kraftwerkswirkungsgrade.

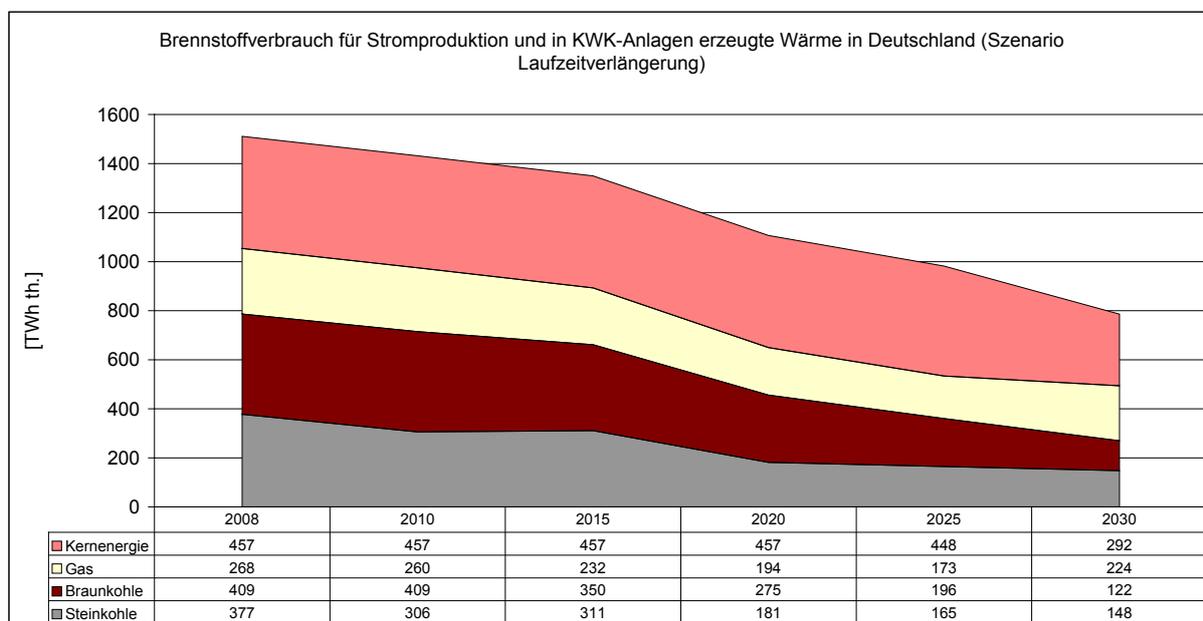
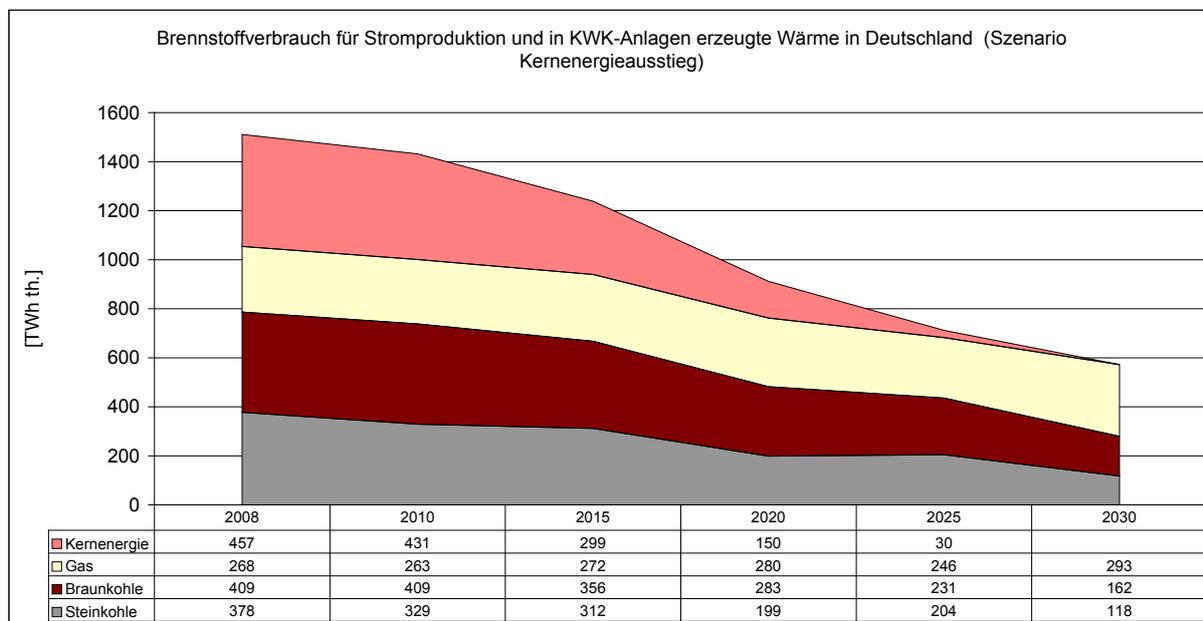


Bild 4.3: Brennstoffeinsatz in der Stromerzeugung (inkl. KWK-Anlagen) in Deutschland in den Szenarien „Kernenergieausstieg“ (oben) und „Laufzeitverlängerung“ (unten) (Quelle: eigene Berechnungen).

4.3.3 Spitzenlastdeckung durch gesicherte Leistung

Für Aussagen zur Versorgungssicherheit maßgeblich ist nicht die Höhe der installierten Kraftwerksleistung, sondern die sog. gesicherte Kraftwerksleistung. Sie soll jederzeit, insbesondere zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast, mit einem bestimmten Sicherheitsniveau zur Verfügung stehen. Als Zeitpunkt der Jahreshöchstlast wurde ein Winterabend um 18 Uhr zugrunde gelegt. Bild 4.4 zeigt das Ergebnis für die Entwicklung der gesicherten Leistung und die zugrunde gelegte Spitzenlast im Szenario *Kernenergieausstieg*.

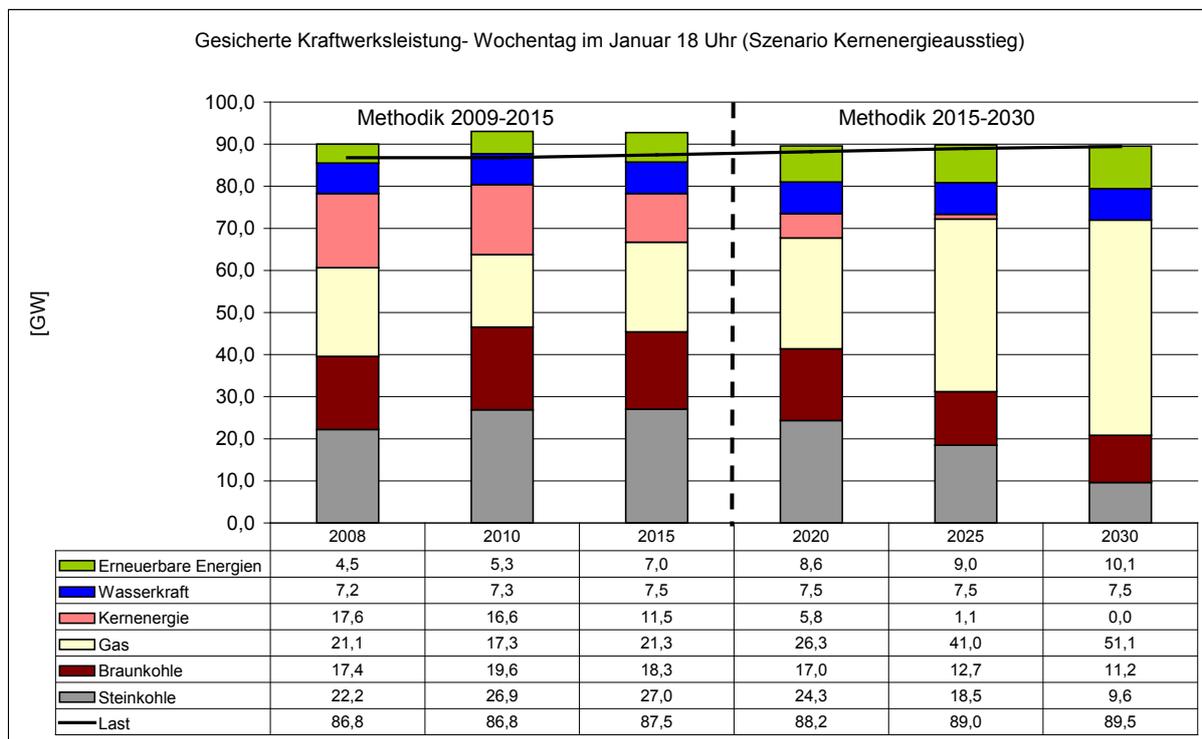


Bild 4.4: Gesicherte Kraftwerksleistung zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast in Deutschland im Szenario Kernenergieausstieg (Quelle: eigene Berechnungen)

Das Modell berechnet den Kraftwerkspark unter der Vorgabe, dass die Last im gesamten Betrachtungszeitraum bis 2030 gesichert ist. Die Kostenminimierung im Modell führt dazu, dass gesicherte Leistung, die über die Spitzenlast hinausgeht, bis 2030 abgeschmolzen wird. Es ist aber erkennbar, dass bis einschließlich des Stichjahres 2020 genügend Kraftwerkskapazität zur Verfügung steht, um die unterstellte Spitzenlast sicher zu decken. Im Zeitraum bis 2015 übertrifft die gesicherte Kraftwerksleistung die unterstellte Jahreshöchstlast signifikant um bis zu 6 GW. Diese deutliche Kapazitätsreserve geht hauptsächlich auf den aktuell zu beobachtenden starken Ausbau des Kraftwerksparks zurück, der gemäß Abschnitt 4.2 (vorsichtig geschätzt) rd. 15 GW beträgt. Demnach stehen im Szenario Kernenergieausstieg aus-

reichend Stromerzeugungskapazitäten zur Verfügung, um die Jahresspitzenlast bis 2015 sicher zu decken.

Die Situation im Szenario *Laufzeitverlängerung* zeigt Bild 4.5. Auch hier wird die Spitzenlast bis 2015 erwartungsgemäß durch gesicherte Kapazitäten signifikant übertroffen. Nach 2020 wird dieser Kapazitätsüberhang im Rahmen des Szenarios – wie oben erläutert modellbedingt – abgeschmolzen. Der Anteil der gesicherten Kapazitäten, die durch Spitzenlasttechnologien (im Szenario ergeben sich hierfür unter Kostengesichtspunkten Gasturbinenkraftwerke) bereitgestellt werden, wächst von 23% im Jahre 2008 auf 44% im Jahr 2030. Diese Anlagen laufen nur wenige Stunden im Jahr und gleichen die volatile Einspeisung durch erneuerbare Energien aus. Der Bedarf an Steinkohle-Kraftwerken ist bereits im Jahr 2010 etwas geringer als bei Kernenergieausstieg, da im Szenario „Laufzeitverlängerung“ hauptsächlich ältere Kohlekraftwerke mit relativ geringen Wirkungsgraden vorzeitig stillgelegt werden.

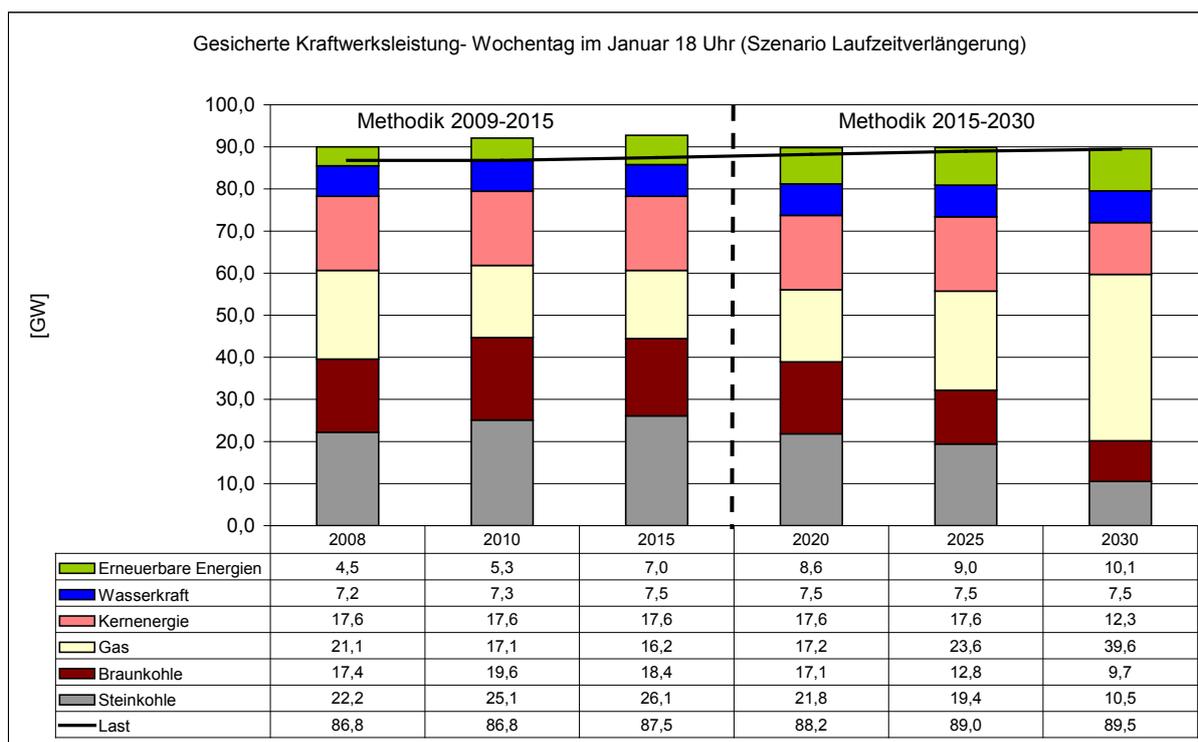


Bild 4.5: Gesicherte Kraftwerksleistung zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast in Deutschland, Szenario „Laufzeitverlängerung“ (Quelle: eigene Berechnungen)

4.4 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Mit Blick auf den Zeitraum bis 2015 ist unter Berücksichtigung der aktuell erwarteten Kraftwerkszubauten von rd. 15 GW genügend Erzeugungskapazität vorhanden, um die Jahreshöchstlast in Deutschland sicher zu decken. Für den Fall einer Laufzeitverlängerung von Kernkraftwerken ist dies – allein auf Basis der heute bereits absehbaren Kraftwerkszubauten – bis etwa zum Jahr 2020 der Fall.

Für die Zeit nach 2015 bei Kernenergieausstieg und nach 2020 bei Laufzeitverlängerung ist ein zunehmender und bis 2030 erheblicher Bedarf an zusätzlicher Erzeugungsleistung zu erwarten. Dieser Kapazitätsbedarf lässt aus heutiger Sicht noch genügend zeitlichen Spielraum für entsprechende Investitionen, die – abhängig von der sich in den kommenden Jahren einstellenden Stromnachfrageentwicklung – nach 2015 getätigt werden können.

Der Ausbau der erneuerbaren Energien, insbesondere der Stromerzeugung aus Windkraft und Fotovoltaik, führt dazu, dass zunehmend volatil Strom ins Netz eingespeist wird, ohne dass hiermit in nennenswertem Ausmaße gesicherte Kraftwerksleistung verbunden wäre. Der Anteil der sog. gesicherten Leistung von Windkraftanlagen beträgt durchschnittlich weniger als 10%, der von PV-Anlagen ist zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast (typischerweise an einem Winterabend) Null. Stromerzeugung aus Wind und PV ersetzt somit Strommengen und konventionelle Brennstoffe, trägt jedoch im Stromsystem kaum Kraftwerksleistung bei, um die Last zum Zeitpunkt der Jahresspitze sicher decken zu können. Somit wird der konventionelle Kraftwerkspark nach (vorrangiger) Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien immer weniger ausgelastet, obgleich seine Kapazität nach wie vor benötigt wird.

Dies wird etwa ab 2020 eine Anpassung des Marktdesigns in der Stromerzeugung erforderlich machen, um die Wirtschaftlichkeit der zusätzlich benötigten gesicherten Kraftwerksleistung zu gewährleisten und die erforderlichen Investitionsanreize entstehen zu lassen. Hierbei werden Zahlungen für die Bereitstellung von Kraftwerkskapazität, unabhängig von ihrer tatsächlicher Auslastung, eine Rolle spielen. Dies kann z.B. durch die Einrichtung von Kapazitätsmärkten erfolgen. Hier ist weiterer Untersuchungsbedarf gegeben.

Die Vertiefung bzw. Vollendung des europäischen Strombinnenmarktes durch einen starken Ausbau der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten sollte Staaten übergreifend forciert werden. Hierdurch würden im Stromsystem unnötige Kosten vermieden, Vorteile durch innereuropäischen Stromhandel erschlossen, die Integration der erneuerbaren Energien in

Deutschland und Europa unterstützt und nicht zuletzt eine effizientere Gewährleistung der Versorgungssicherheit in der Elektrizitätswirtschaft ermöglicht.

Sowohl für den hierfür benötigten grenzüberschreitenden und innerdeutschen Stromleitungsbau als auch für den längerfristig zu erwartenden Bedarf an zusätzlicher Kraftwerkskapazität ist die Akzeptanz der Bevölkerung von entscheidender Bedeutung.

5 Entwicklung der Transportanforderungen und Netzkapazitäten bis 2030

Die langfristige Sicherstellung der Versorgungssicherheit erfordert neben der bedarfsgerechten Anpassung der Erzeugungskapazitäten (vgl. Kapitel 4) auch einen bedarfsgerechten (d. h. den Transportanforderungen entsprechenden) Ausbau der Übertragungsnetze. § 12 Abs. 3 EnWG verpflichtet die Betreiber der Übertragungsnetze zur zuverlässigen Bereitstellung nachgefragter Übertragungskapazitäten. Da der Ausbau von Übertragungsleitungen insbesondere wegen der langwierigen Planfeststellungs- und Genehmigungsverfahren mehrere Jahre in Anspruch nehmen kann (üblich sind Realisierungszeiträume von 5–10 Jahren), sind entsprechend langfristige Bedarfsprognosen und Planungen auf Basis der erwarteten Entwicklung der Erzeugungssituation unabdingbar. Der Gesetzgeber hat die Übertragungsnetzbetreiber deswegen verpflichtet (§ 12 Abs. 3a EnWG), in zweijährigem Turnus sogenannte Netzausbauberichte der Regulierungsbehörde vorzulegen³⁹.

Ziel der in diesem Kapitel dargestellten Diskussion ist deshalb die Prüfung, wie sich durch die erwarteten erzeugungsseitigen Veränderungen (siehe Abschnitt 5.1) in Deutschland und in den benachbarten Ländern die Transportanforderungen im deutschen Übertragungsnetz verändern, und, darauf aufbauend die Abschätzung, in welchem Maße ein Ausbau der Übertragungsnetze in Deutschland erforderlich wird.

Dabei ist die geplante Entwicklung der deutschen Übertragungsnetze bis zum Jahr 2015 in Form konkreter Netzausbauprojekte weitgehend bekannt⁴⁰. Für den Zeitraum von 2015 bis 2030 sind Prognosen zur Netzentwicklung mit größeren Unsicherheiten verbunden. Grund dafür ist, dass Veränderungen bei den Transportanforderungen für diesen Zeitraum vor allem durch die Netzintegration von Offshore-Windenergie-Anlagen erwartet werden. Dabei ist neben dem Zuwachs an installierter Offshore-Windenergie-Leistung auch das grundsätzliche

³⁹ Die zum 01.02.2008 eingereichten Netzausbauberichte inklusive der quartalsweise erstellten Fortschrittsberichte vom 30.09.2009 lagen den Gutachtern für diese Studie vor.

⁴⁰ Für die hier durchgeführten Simulationsrechnungen wird von einer zeitgerechten Fertigstellung geplanter Projekte ausgegangen. Auf Risiken, die sich durch mögliche oder absehbare Verzögerungen im Netzausbau ergeben, gehen die Abschnitte 3.3.3 und 6.3 näher ein.

Konzept zu deren Netzintegration noch nicht geklärt. Es ist vielmehr Gegenstand der laufenden dena-Netzstudie II, deren Betrachtungszeitraum die Jahre ab 2015 umfasst. In der Studie soll u. a. geklärt werden, ob für die Integration der Offshore-Windenergie alternative Übertragungstechnologien, wie z. B. der Einsatz von Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ), sinnvoll sind. Eine Prognose, ob die Netzkapazitäten 2030 den dann aktuellen Transportanforderungen noch genügen und wie sie ggf. ausgebaut werden müssten, ist nur unter großen Unsicherheiten möglich und wird daher nur basierend auf bisher angekündigten Netzausbauprojekten bewertet.

In Absprache mit dem Auftraggeber werden deshalb in dieser Studie bezüglich der Entwicklung der Netzkapazitäten zwei Prognosezeitpunkte betrachtet. Dies sind der relativ gut prognostizierbare Bereich bis 2015 sowie der deutlich unsicherere Horizont bis ca. 2030, für den der Netzausbaubedarf deshalb auch nur grob abgeschätzt werden kann.

Gemäß dem in Kapitel 4 diskutierten erheblichen Zuwachs bei erneuerbaren Energien ist allerdings mit einem deutlichen Ausbaubedarf des Übertragungsnetzes bis 2030 zu rechnen.

In diesem Kapitel erfolgen daher eine Identifizierung zu erwartender struktureller Netzengpässe und eine Abschätzung des sich daraus ergebenden Ausbaubedarfs. Aufgrund des möglichen Detaillierungsgrades muss sich diese Untersuchung auf eine geografische Abschätzung und grobe Quantifizierung beschränken, so dass keine detaillierten Netzausbaumaßnahmen abgeleitet werden können.

In Abschnitt 5.1 wird aufbauend auf den in Kapitel 4 beschriebenen Ergebnissen zur Entwicklung der Stromerzeugungskapazitäten die Methodik zur Modellierung der Erzeugungsstruktur für die Jahre 2015 und 2030 dargestellt.

Bei der Analyse der Auswirkungen auf die Übertragungsnetze ist zu berücksichtigen, dass parallel zur Veränderung der Erzeugungskapazität auch für den Horizont nach 2015 bereits Anpassungen und Erweiterungen der Netze absehbar sind. Die Erwartungen hierzu sind in Abschnitt 5.2 beschrieben.

Zur Durchführung von Netzberechnungen müssen die Ergebnisse der Abschnitte 5.1 und 5.2 in konkrete Netzdatensätze überführt werden, die dann als Eingangsdatum für die verwendeten Netzberechnungsprogramme aufbereitet werden. Dazu werden mit Hilfen einer Marktsimulation realitätsnahe Netznutzungsszenarien generiert (siehe Abschnitt 5.3). Ob die absehbaren Netzstrukturen die veränderten Transportanforderungen und zunehmenden Transportent-

fernungen erfüllen können und inwieweit sich ein darüber hinausgehender Ausbaubedarf ergibt, wird anhand der Einhaltung des in der Netzplanung üblichen (n-1)-Kriteriums beurteilt. Die Bewertungsmethode wird in Abschnitt 5.4 detailliert dargestellt und erläutert. Abschließend erfolgt die Darstellung der Untersuchungsergebnisse in Abschnitt 5.5.

5.1 Modellierung der Erzeugungsstruktur

Die in diesem Abschnitt durchgeführten Untersuchungen basieren auf den in Kapitel 4 vorgestellten Prognosen für die Veränderungen der Erzeugungsstrukturen, dargebotsabhängigen Einspeisungen und Lasten. Dabei werden sowohl für den relativ sicheren Prognosehorizont 2015 als auch den mit erheblichen Unsicherheiten behafteten Prognosehorizont 2030 jeweils zwei Szenarien (Kernenergieausstieg und Laufzeitverlängerung⁴¹) betrachtet. Szenarien, die den Einfluss einer Einspeisung aus nordafrikanischer Solarenergie (DESERTEC) untersuchen oder ein Nordsee-Supergrid als vorhanden voraussetzen, sind nicht Bestandteil der durchgeführten Untersuchungen, da diese Projekte hinsichtlich der konkreten Realisierung hohen Unsicherheiten unterworfen sind.

Die Entwicklung der Stromerzeugungskapazitäten erfolgt innerhalb des deutschen Versorgungsgebietes nicht homogen. Vielmehr orientiert sich die Allokation neuer Erzeugungskapazitäten häufig an regionalen Standortvorteilen, wie z. B. reduzierten Transportkosten für Primärenergie. Da diese regionale Aufteilung von großer Bedeutung für die Netzbelastung und die Netzdimensionierung ist, muss sie geeignet prognostiziert werden.

Die für die nachfolgenden Untersuchungen zugrunde gelegte regionale Aufschlüsselung der Entwicklung des Kraftwerksparks orientiert sich am Regionenmodell der deutschen Übertragungsnetzbetreiber [28]. Dieses Modell umfasst 18 Regionen, die jeweils durch Erzeugungs- und Lastschwerpunkte charakterisiert sind und vornehmlich dazu dienen, die weiträumigen Übertragungsaufgaben zwischen diesen Erzeugungs- und Lastschwerpunkten hervorzuheben und von der regionalen Versorgungsaufgabe des Transportnetzes abzugrenzen. Die Aufschlüsselung wurde im Rahmen der Untersuchungen zur Entwicklung des Kraftwerksparks

⁴¹ Im Szenario Laufzeitverlängerung wird von einem Weiterbetrieb aller aktuell noch in Betrieb befindlichen deutschen Kernkraftwerke wenigstens bis zum Ende des Prognosehorizonts ausgegangen.

(Kapitel 4) durchgeführt und beinhaltet neben der regionalen Zuordnung auch eine Aufteilung der zugebauten und stillgelegten Kraftwerkskapazitäten auf die Primärenergiearten.

Die Regionalisierung der dargebotsabhängigen Windenergieeinspeisung wurde für Offshore-Windenergieanlagen entsprechend der prognostizierten Planung der Dena-Netzstudie 1 durchgeführt, die Regionalisierung der Onshore-Windenergieanlagen wurde anteilig entsprechend der heutigen installierten Leistung durchgeführt. Diese Methodik wurde ebenfalls zur Regionalisierung der Lasten verwendet⁴².

Weitere dezentrale Einspeisungen, sowie Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen werden nicht explizit regionalisiert, sondern vereinfachend durch eine Lastreduktion abgebildet.

5.2 Netzentwicklung

Basis der Netzberechnungen bildet ein am IAEW entwickeltes leitungsscharfes Näherungsmodell des deutschen Übertragungsnetzes.

Dieses Modell basiert auf frei zugänglichen öffentlichen Daten, da den Übertragungsnetzbetreibern zwar detaillierte Modelle des Übertragungsnetzes vorliegen, diese aber teilweise vertraulich und somit nicht allgemein zugänglich sind.

Aufgrund der steigenden Anforderungen der Regulierungsbehörden an die Transparenz des Energiemarktes stehen heute allerdings umfangreiche unternehmensspezifische Daten auch öffentlich zur Verfügung, die zur Strukturierung und Parametrierung des Lastflussmodells genutzt wurden. Zusätzliche Informationen wurden Netzplänen und sonstigen Veröffentlichungen der Netzbetreiber und ihrer Verbände entnommen.

Soweit keine genaueren Angaben, insbesondere zu den verwendeten Betriebsmitteltypen veröffentlicht wurden, werden die Komponenten durch Standardbetriebsmittel modelliert. Dieses Vorgehen bildet die grundsätzlichen Zusammenhänge in hinreichend genauer Näherung ab, kann allerdings zu lokalen Abweichungen von der Realität führen.

⁴² Dieser Ansatz bildet mögliche Unterschiede in der Regionalentwicklung, z. B. aufgrund demographischer Trends, nicht vollständig ab.

Weiterhin sind in dem Netzmodell alle angrenzenden europäischen Länder abgebildet. Betriebliche Freiheitsgrade, die sich durch den Einsatz von Querreglern (zum Beispiel an Kupfelleitungen) ergeben können, werden dagegen nicht berücksichtigt.

Zur Ermittlung der Netzauslastung zu den Prognosehorizonten 2015 und 2030 wurden entsprechende Netzdatensätze erzeugt, die die absehbaren Entwicklungen des Übertragungsnetzes berücksichtigen. Ausgehend von dem aktuellen Stand werden bis zum Jahr 2015 alle in diesem Zeitraum geplanten Netzausbaumaßnahmen - rund 1400 Stromkreiskilometer⁴³ - berücksichtigt, bis zum Jahr 2030 werden darüber hinaus die in öffentlich zugänglichen Dokumenten angekündigten Netzausbaumaßnahmen (dena-Netzstudie I, EnLAG, Veröffentlichungen Netzbetreiber) - rund 2500 Stromkreiskilometer⁴³ - als realisiert angenommen. Die diesen Zahlen zugrunde liegenden Planungsprojekte, welche im Wesentlichen einen Horizont bis zum Jahr 2020 betreffen, besitzen – alleine durch ihre Veröffentlichung – eine hohe Realisierungswahrscheinlichkeit. Ihre Realisierung kann daher für diese Untersuchung vorausgesetzt werden. Zusätzliche Netzausbaumaßnahmen, die in den Netzausbauberichten unter der Prämisse des Eintritts bestimmter Szenarien aufgeführt sind, können hingegen nicht als sicher realisiert vorausgesetzt werden. Vielmehr gilt, dass Netzbetreiber den Netzausbau für den langfristigen Zeitraum bis 2030 für unterschiedliche mögliche Entwicklungen der Versorgungs- und Transportaufgabe planen müssen. Somit ist es heute nicht möglich, sichere oder sehr wahrscheinliche Netzausbaumaßnahmen für die Entwicklung zwischen 2020 und 2030 zu benennen. Vielmehr ist der Netzausbaubedarf in diesem Zeitraum von Annahmen über die Erzeugungs- und Lastentwicklung abhängig und kann – wie auch in vorliegender Studie – nur für bestimmte Ausprägungen dieser Entwicklung beurteilt werden.

5.3 Generierung der Netznutzungsszenarien

Zur Durchführung von Netzberechnungen ist neben der elektrisch richtigen Nachbildung der Netztopologie die Vorgabe von Netznutzungsszenarien in Form von Leistungsbilanzen an allen Netzknoten notwendig. Deshalb müssen aus den in Kap. 5.1 regionenscharf prognostizierten Änderungen der Erzeugungskapazitäten, der installierten Leistung dargebotsabhängiger Energieträger und der Last knotenscharfe Netznutzungsszenarien generiert werden.

⁴³ Stromkreislänge entsprechend aktuellem Projektstatus laut Netzausbau- und Fortschrittsberichten

Die in Kapitel 5.1 diskutierten Veränderungen des Kraftwerksparks müssen über konkrete Kraftwerke den einzelnen Netzknoten zugeordnet werden. Dies geschieht ausgehend vom heutigen Kraftwerkspark über die Stilllegung älterer Kraftwerksblöcke entsprechender Primärenergieart bzw. den Zubau entsprechend neuer Blöcke. Der Kraftwerkszubau wird, soweit möglich, auf bekannte Kraftwerksprojekte übertragen. Für den weitreichenden Betrachtungszeitraum bis 2030 ist dies allerdings nicht immer möglich, da aufgrund des langen Prognosehorizontes keine ausreichende Kenntnis über Kraftwerksprojekte vorliegt. Daher erfolgt in diesen Fällen der prognostizierte Kraftwerkszubau an stark in das Übertragungsnetz eingebundenen Netzknoten der jeweiligen Region. Dadurch wird vermieden, dass es zu lokalen Überlastungen kommt, die durch Kraftwerksanschlüsse hervorgerufen werden.

Neben den Kraftwerksstandorten ist auch der Kraftwerkseinsatz von entscheidender Bedeutung für die Netznutzungsszenarien. Um diesen möglichst realitätsnah nachzubilden, kommt ein praxisbewährtes, mehrstufiges Marktsimulationsverfahren zum Einsatz, das den blockscharfen europäischen Kraftwerkseinsatz sowie den hieraus resultierenden, grenzüberschreitenden Energieaustausch ermittelt [23,24].

Die benötigten Eingangsdaten für die Marktsimulation umfassen die Struktur des Kraftwerksparks je Land, Informationen zur Nachfrage, zur Einspeisung regenerativer Energiequellen sowie Preisdaten für die Primärenergieträger Stein- und Braunkohle, Uran, Erdöl und Erdgas (siehe Kapitel 4.2). Darüber hinaus werden Preise für CO₂-Emissionszertifikate vorgegeben. Neben dem bereits diskutierten deutschen Kraftwerkspark wird zur Abbildung des europäischen Auslands die Angaben des Szenarios „NSAT-CDM“ aus „Model-based Analysis of the 2008 EU Policy Package on Climate Change and Renewables“ des Jahres 2008 verwendet. Bei diesem Szenario wird davon ausgegangen, dass sich der Anteil der erneuerbaren Energien gemäß den von der Europäischen Union vereinbarten Klimazielen auf 20 % erhöht. Ebenso wird eine Emissionsreduktion von 20 % bezogen auf das Basisjahr 1990 angenommen.

Ergebnis des Marktsimulationsverfahrens sind der stündliche, blockscharfe Kraftwerkseinsatz sowie der grenzüberschreitende Energieaustausch unter Beachtung der maximalen grenzüberschreitenden Übertragungskapazität, die sich aus den Net Transfer Values (NTC) gemäß ENTSO-E ergibt. Die heutigen NTC wurden hierfür auf Basis der bereits bekannten Ausbaumaßnahmen für das Jahr 2030 angepasst.

Aufbauend auf den aus der Marktsimulation berechneten Kraftwerkseinsätzen werden kritische Netznutzungsszenarien analysiert und als Eingangsdatum für eine Netzsimulation verwendet.

Dabei werden in dieser Untersuchung gemäß der bisherigen Planungspraxis zur Identifikation struktureller Netzengpässe innerhalb des Übertragungsnetzes je zwei Netznutzungsszenarien so ausgewählt, dass besonders hohe Anforderungen an das Übertragungsnetz gestellt werden. Diese treten dann auf, wenn die lokale, lastferne Einspeisung aus WEA in Norddeutschland besonders hoch ist und somit ein erhöhter Transportbedarf besteht. Daher werden Netznutzungsfälle mit mindestens 95 % der maximalen Windeinspeisung betrachtet und diejenigen mit minimaler und maximaler Last ausgewählt. Netznutzungsfälle, bei denen wenig Energie aus Windenergieanlagen eingespeist wird, sind für das Netz bei dem hier für 2015 und 2030 vorausgesetzten Kraftwerkspark als weniger kritisch einzustufen. Auch wenn nicht grundsätzlich ausgeschlossen werden kann, dass es auch in anderen, hier nicht näher analysierten Netznutzungsszenarien (insbesondere Mittellastszenarien) zu einer sehr hohen Netzauslastung kommt, können durch dieses Vorgehen wichtige strukturelle Netzengpässe identifiziert und Mindestwerte für den Netzausbaubedarf angegeben werden.

Die Kennzahlen der betrachteten Netznutzungsszenarien sind in Bild 5.1 und Bild 5.2 dargestellt. Da diese auf Prognosen basieren, die zum Teil großen Unsicherheiten unterliegen, lassen sich zwar grundsätzliche Erkenntnisse über die Entwicklung der Belastungssituation im Übertragungsnetz gewinnen, jedoch keine sicheren Erkenntnisse über die Notwendigkeit konkreter Netzausbaumaßnahmen ableiten.

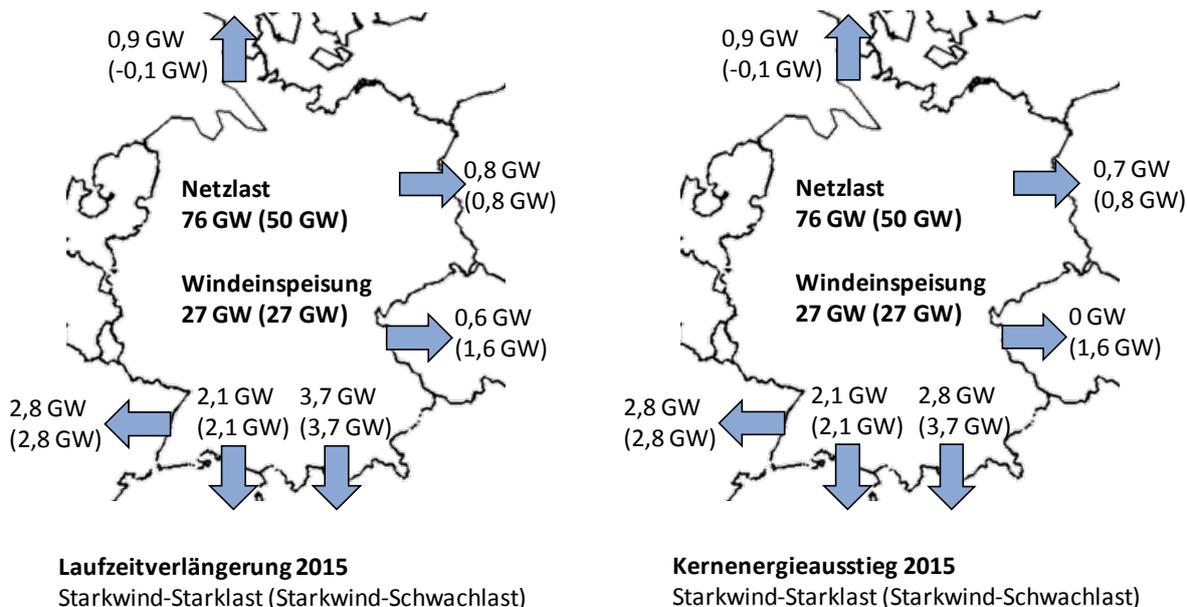


Bild 5.1 Betrachtete Netznutzungsszenarien 2015 mit Austauschleistungen mit den Nachbarländern

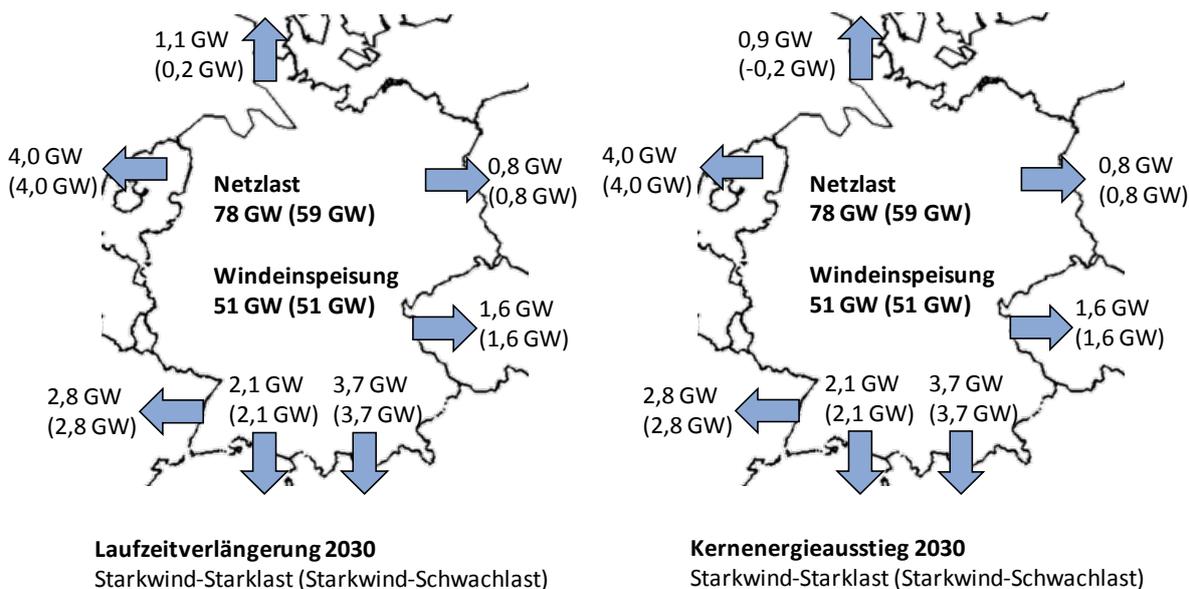


Bild 5.2 Betrachtete Netznutzungsszenarien 2030 mit Austauschleistungen mit den Nachbarländern

5.4 Methoden zur Prüfung der Angemessenheit der vorgehaltenen Netzkapazitäten

Die Prüfung der Angemessenheit der vorgehaltenen Netzkapazitäten berücksichtigt in dieser Untersuchung ausschließlich die thermische Belastbarkeit der Übertragungsleitungen als wichtigste Kenngröße zur Beschreibung erlaubter Betriebszustände einer Leitung. Ausbaubedarf im Übertragungsnetz kann jedoch außer durch überlastete Leitungen auch durch Erfordernisse einer ausreichenden Kurzschlussleistung, Spannungshaltung oder Stabilität verursacht werden. Diese Aspekte werden für die vorliegende Abschätzung des Ausbaubedarfs vernachlässigt und können nur mit weiterführenden Analysen⁴⁴ beurteilt werden. Allerdings werden Stabilitätskriterien zukünftig möglicherweise die Struktur und Auslegung des Netzes signifikant mit bestimmen, so dass derartige Analysen bei zukünftigen Netzplanungen vermehrt durchgeführt werden müssen.

Die Überprüfung der Belastung von Höchstspannungsnetzen erfolgt standardmäßig mit Hilfe des (n-1)-Kriteriums. Dieses Kriterium besagt, dass auch nach Ausfall einer Leitung oder eines Transformators keine Grenzwertverletzungen bei den übrigen Betriebsmitteln auftreten dürfen. Zur Prüfung der Einhaltung des (n-1)-Kriteriums werden im Rahmen einer sogenannten Ausfallsimulation nacheinander alle sich nach einem Betriebsmittelausfall ergebenden Netzbelastungssituationen mit Hilfe des Netzberechnungsprogramms INTEGRAL berechnet und auf Grenzwertüberschreitungen überprüft. Auftretende Grenzwertüberschreitungen sind im folgenden Abschnitt dargestellt. Dabei konzentriert sich die Darstellung auf Engpässe in der 380-kV-Ebene, da diese wesentlich für die Befriedigung der weiträumigen Transportanforderungen zuständig ist. Im Falle von Engpässen wurde der resultierende Netzausbaubedarf abgeschätzt, in dem die Errichtung zu den überlasteten Elementen paralleler Drehstrom-Freileitungen im zur Vermeidung von Grenzwertüberschreitungen notwendigen Ausmaß simuliert wurde.

In den zukünftigen tendenziell noch höher als heute ausgelasteten Netzen kann es neben der in dieser Untersuchung betrachteten Einhaltung des (n-1)-Kriteriums zu weiteren Ursachen

⁴⁴ Dabei ist zu berücksichtigen, dass Stabilitätsanalysen deutlich erweiterte, nicht auf Basis öffentlich verfügbarer Informationen zu ermittelnde Eingangsdaten benötigen.

für Ausbaubedarf kommen. Insbesondere können in hochausgelasteten Netzen neben der thermischen Belastbarkeit der Betriebsmittel auch Stabilitäts- und Betriebsanforderungen Ausbaubedarf hervorrufen.

Neben der Spannungsstabilität ist hier die Schaltbarkeit von Leitungen zu nennen. Der Transport von hohen Leistungen über große Entfernungen führt zu einer erheblichen Vergrößerung der Übertragungswinkel und damit zu negativen Auswirkungen auf die Schaltbarkeit, so dass beispielsweise das Wiedereinschalten einer ausgefallenen Leitung technisch nicht möglich sein kann. Des Weiteren kommt es sowohl bei betrieblich notwendigen Schalthandlungen als auch in Fehlerfällen zu schlagartig veränderten Leistungsflüssen, die in sehr hoch ausgelasteten Netzen derart hohe Spannungssprünge zur Folge haben können, dass das vorgegebene Spannungsband oder Grenzwerte für maximal zulässige Spannungssprünge verletzt werden.

Betriebsmittel bestehender Netze erfordern darüber hinaus für einen sicheren Netzbetrieb eine regelmäßige Wartung und Instandhaltung. Auch im Falle instandhaltungsbedingter Nichtverfügbarkeiten einzelner Betriebsmittel und damit bei geschwächtem Netz muss aber betrieblich das $(n-1)$ -Kriterium eingehalten werden. Bisher gibt es genügend Zeiträume mit ausreichend geringer Netzauslastung, um einzelne Betriebsmittel zu Wartungszwecken außer Betrieb zu nehmen, ohne dabei den $(n-1)$ -sicheren Netzbetrieb mit den restlichen Betriebsmitteln zu gefährden. Mit grundsätzlich zunehmender Netzauslastung kann das jedoch immer seltener garantiert werden. Daraus ergibt sich eine Reduzierung der zur Verfügung stehenden Zeiträume für Wartungsmaßnahmen bis hin zur unzulässigen Beeinträchtigung betrieblich erforderlicher Wartungsmaßnahmen im bestehenden Netz.

In den durchgeführten Ausfallsimulationen wird ein marktorientierter Einsatz aller Kraftwerke unterstellt. Nach Kraftwerksausfällen kann es aber infolge der dann aktivierten Kraftwerksreserven zu Lastflüssen kommen, die das Netz grundsätzlich stärker als vor dem Kraftwerksausfall belasten. Die nachfolgenden Untersuchungen zur Ermittlung von strukturellen Engpässen und Netzausbaubedarf beschränken sich jedoch auf die Ermittlung überlasteter Leitungen bei marktorientiertem Einsatz der Kraftwerke.

Aufgrund dieser verschiedenen in der vorliegenden Untersuchung nicht explizit modellierten Einflüsse stellen die nachfolgend dargestellten Ergebnisse eher eine untere Abschätzung für den zukünftigen Ausbaubedarf dar.

5.5 Untersuchungsergebnisse

5.5.1 Betrachtungszeitpunkt 2015

In den für das Jahr 2015 untersuchten Netznutzungsszenarien kommt es zu keinen Leitungsüberlastungen im (n-1)-Fall. Daraus lässt sich ableiten, dass die bis zum Jahr 2015 geplanten Netzausbaumaßnahmen ausreichend sind, um – wenigstens bei einem nicht durch Instandhaltungsmaßnahmen geschwächten Netz – den Transportanforderungen an das Übertragungsnetz gerecht zu werden. Dies gilt jedoch nur, solange diese Maßnahmen fristgerecht realisiert werden können (vgl. Abschnitt 3.3.3).

Der von den Übertragungsnetzbetreibern für die nähere Zukunft angestrebte Netzausbau lässt keine strukturellen Engpässe und somit keine grundsätzliche Gefährdung der Versorgungssicherheit in Deutschland aus Sicht der Transportfähigkeit des Übertragungsnetzes erkennen. Zu berücksichtigen ist jedoch, dass im Netzbetrieb eine vollständige Verfügbarkeit von Betriebsmitteln aufgrund von notwendigen Instandhaltungsmaßnahmen nicht gewährleistet ist und das temporäre Auftreten extremer Netznutzungsszenarien mit über die hier betrachteten Fälle hinausgehenden Transportanforderungen nicht ausgeschlossen werden kann. Da das Übertragungsnetz ausweislich der Simulationsergebnisse auch in den hier betrachteten Fällen bis an seine Grenzen ausgelastet ist, sind einzelne kritische Netzsituationen nicht auszuschließen. Da diese jedoch nicht den Charakter struktureller Engpässe haben, können sie mit kurativen Maßnahmen ohne Risiken für die Versorgungssicherheit beherrscht werden.

Zur Bewertung des Einflusses einer möglichen Laufzeitverlängerung für Kernkraftwerke auf die Belastungssituation im Übertragungsnetz sind in Bild 5.3 die im besonders kritischen Netznutzungsszenario Starkwind-Schwachlast auftretenden Netzverluste im deutschen Übertragungsnetz mit und ohne Laufzeitverlängerung dargestellt. Aufgrund der Stromabhängigkeit der Netzverluste sind ansteigende Verluste ein Indikator für eine ansteigende Netzbelastung. Die Darstellung zeigt die Netzverluste bezogen auf das Szenario Laufzeitverlängerung 2015, das als Referenzfall dient, da es die geringste Netzauslastung der betrachteten Szenarien aufweist. Die dargestellten Netzverluste entsprechen der Verlustleistung im auslegungsrelevanten Netznutzungsszenario Starkwind-Starklast.

Das Ergebnis zeigt, dass es im Falle eines Kernenergieausstieges zu einer erhöhten Netzauslastung kommt. Neben den steigenden Netzverlusten führt eine höhere Auslastung des Über-

tragungsnetzes auch zu einem erhöhten Blindleistungsbedarf des Netzes. Dieser Blindleistungsbedarf muss insbesondere auch in Szenarien mit geringer Einspeisung aus konventionellen Kraftwerken im gesamten Netz regional bereitgestellt werden.

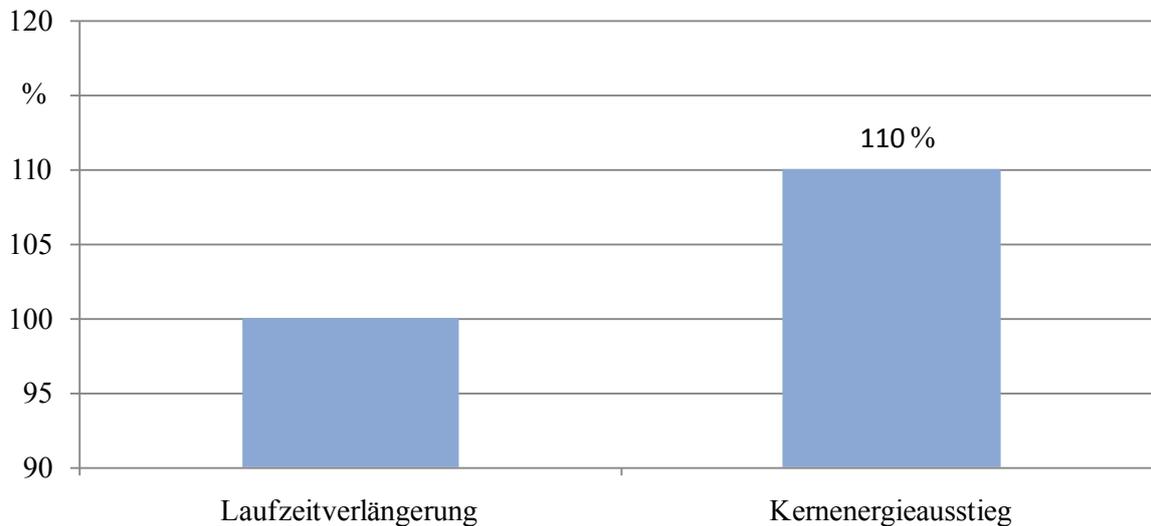


Bild 5.3 Vergleich der Netzverluste mit und ohne Kernenergie-Laufzeitverlängerung für Betrachtungszeitraum 2015 als Indikator für die Netzbelastung (Netznutzungsszenario Starkwind-Schwachlast)

5.5.2 Betrachtungszeitpunkt 2030

Anders als zum Betrachtungszeitpunkt 2015 kommt es in der weiteren Folge bis zum Jahr 2030 zu strukturellen Netzüberlastungen und damit zu signifikantem zusätzlichem Netzausbaubedarf, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Dies gilt, obwohl wie in Abschnitt 5.2 beschrieben, in den hier vorgestellten Untersuchungen bereits ein erheblicher Netzausbau für den Zeitraum nach 2015 unterstellt ist.

In Bild 5.4 sind die Regionen mit identifizierten strukturellen Netzengpässen für den Betrachtungszeitpunkt 2030 dargestellt. Wesentliche Engpässe ergeben sich in Nord-Süd-Richtung aufgrund der vornehmlich im Norden einspeisenden Windenergieerzeugung. Daneben kommt es durch einen deutlichen Kraftwerkszubau im und südlich des Ruhrgebiets zu strukturellen Netzengpässen. Der Bedarf an zusätzlicher Übertragungskapazität geht deutlich über den

bisher geplanten Netzausbau hinaus. Der zusätzlich notwendige Netzausbau kann für das Szenario Kernenergieausstieg mit etwa 2500 Stromkreiskilometern, für das Szenario Laufzeitverlängerung mit etwa 2000 Stromkreiskilometern abgeschätzt werden. Zusammen mit den bereits als realisiert unterstellten Netzausbaumaßnahmen ergibt sich damit im Zeitfenster 2015–2030 Netzausbaubedarf in einer Größenordnung von wenigstens 4500 km (Laufzeitverlängerung) bzw. 5000 km (Kernenergieausstieg). Mit diesem Ausbaubedarf verbunden ist ein erheblicher Bedarf an zusätzlichen 380-kV-Trassen.

Bzgl. der Auswirkungen einer möglichen Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke ist festzuhalten, dass eine Umsetzung des Kernenergieausstiegs, zusätzlich abhängig von der zukünftigen Entwicklung des Erzeugungsparks, zu einem erhöhten Netzausbaubedarf führen kann. Dies gilt insbesondere, wenn im Süden Deutschlands die wegfallende Erzeugungsleistung der Kernkraftwerke nicht durch die Errichtung neuer Großkraftwerke in der Region substituiert wird. Dabei muss allerdings berücksichtigt werden, dass eine Laufzeitverlängerung die Notwendigkeit eines zusätzlichen Netzausbaus zunächst nur verschiebt. Erreichen die verbleibenden Kernkraftwerke in Süddeutschland das Ende ihrer Nutzungsdauer, muss bei dem derzeitigen Kenntnisstand davon ausgegangen werden, dass auch in diesem Szenario entweder die wegfallende Kraftwerksleistung in Süddeutschland substituiert werden muss oder entsprechende Netzausbaumaßnahmen vorgenommen werden müssen.

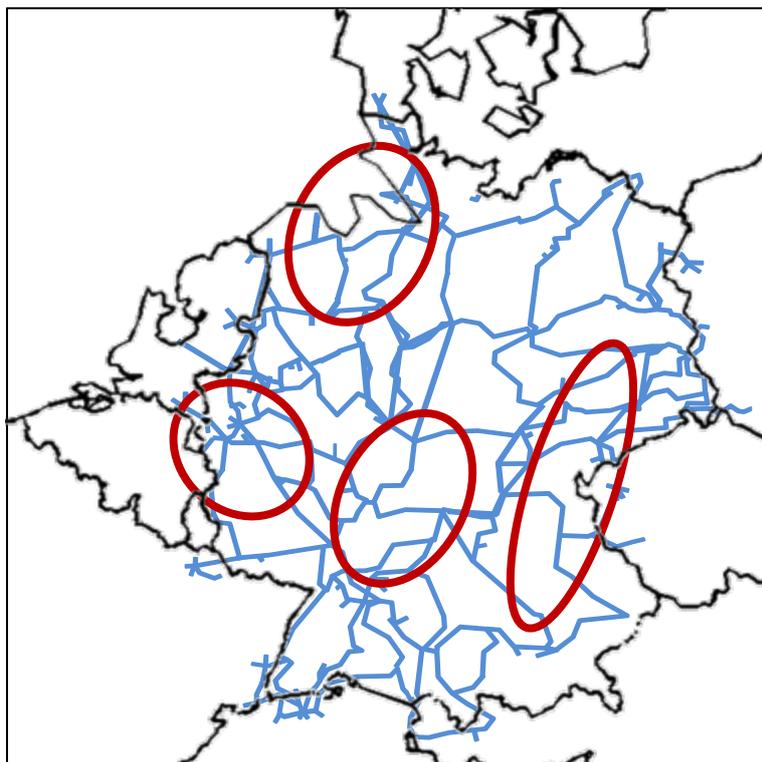


Bild 5.4 Identifizierte Regionen mit strukturellen Netzengpässen im Betrachtungshorizont bis 2030

Den für den Netzausbaubedarf maßgeblichen Belastungsanstieg im deutschen Übertragungsnetz belegt auch der in Bild 5.5 dargestellte deutliche Anstieg der Übertragungsverluste für den Prognosehorizont 2030 im Vergleich zum Prognosehorizont 2015 (Netznutzungsszenario „Starkwind-Schwachlast“). Das Szenario Laufzeitverlängerung 2015 wird als Referenzfall angenommen.

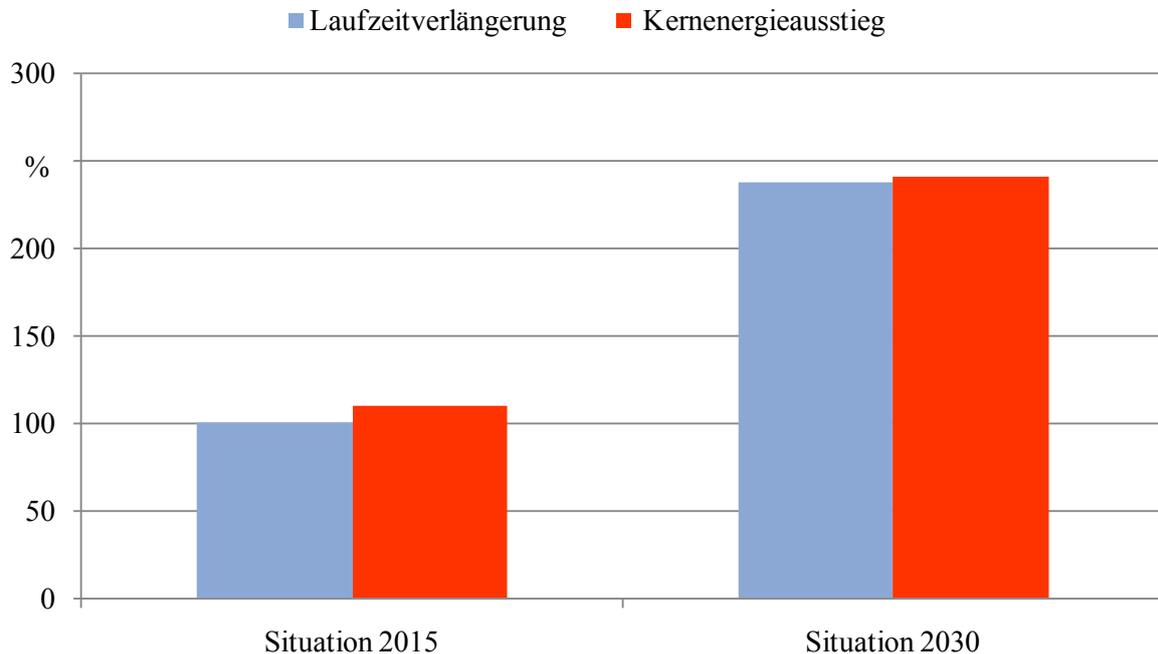


Bild 5.5 Veränderung der Netzverluste im deutschen Übertragungsnetz zwischen den Prognosehorizonten 2015 und 2030 als Indikator für die Netzbelastung (Netznutzungsszenario Starkwind-Schwachlast)

Bei der Interpretation der Ergebnisse ist weiterhin zu berücksichtigen, dass die identifizierten Netzengpässe und der abgeschätzte Netzausbaubedarf durch die zu Grunde liegenden Annahmen z. B. zu energiewirtschaftlichen Entwicklungen stark beeinflusst werden. Im Folgenden werden daher einige weitere, hier nicht explizit betrachtete, Einflussfaktoren diskutiert, die zu einem noch höheren Netzausbaubedarf führen würden.

- Der – mit Blick auf den Ausgleich stark fluktuierender dargebotsabhängiger Erzeugung aus erneuerbaren Quellen energiewirtschaftlich möglicherweise gebotene – Zubau von Pumpspeicherkraftwerken im Alpenraum über das hier betrachtete Maß hinaus, verbunden mit einer Erhöhung der Kuppelkapazitäten in Richtung Schweiz und Österreich, würde gerade in den auslegungsrelevanten Starkwindsituationen zu deutlich höheren Exporten in diese Länder führen. Damit würde sich auch der Transportbedarf innerhalb des deutschen Übertragungsnetzes in Nord-Süd-Richtung weiter erhöhen und zusätzlicher Netzausbaubedarf entstehen.
- Als Ergebnis der zur Ermittlung konsistenter Netznutzungsszenarien durchgeführten Marktsimulationen ergibt sich in Starkwindsituationen ein hoher Export von rund

4 GW in Richtung Niederlande. Diese Exportmöglichkeit ist abhängig von der Entwicklung des Erzeugungssystems in den Niederlanden. Aktuelle Prognosen divergieren bzgl. der Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks und des zu erwartenden WEA-Ausbaus in den Niederlanden, so dass ein Leistungsimport der Niederlande in zukünftigen Starkwindszenarien zumindest fraglich ist. Entfällt dieser Import ganz oder teilweise, so sind zusätzliche Nord-Süd-Flüsse zu erwarten, die zusätzlichen Netzausbaubedarf verursachen können

- Die angenommene Laststeigerung (siehe Kapitel 4.2) führt tendenziell zu einer Reduktion der Transportaufgabe. Eine stagnierende oder sogar sinkende Netzlast, wie in anderen Prognosen als möglich erachtet, oder aber eine regional differenzierte Lastentwicklung, würde in vielen Netznutzungsfällen die Transportanforderungen an das Übertragungsnetz erhöhen und zu weiterem Netzausbaubedarf führen.
- In den vorliegenden Untersuchungen wurde – in Ermangelung genauerer Informationen – ein Fortbestand des 220-kV-Netzes in seiner bisherigen Form angenommen. Tatsächlich ist jedoch zumindest dort, wo die beschränkte Verfügbarkeit neuer Trassen den Abbau bestehender 220-kV-Freileitungen zur Realisierung von 380-kV-Ausbauprojekten erfordert, mit einer Verlagerung heute von der 220-kV-Ebene übernommener Transportaufgaben in das 380-kV-Netz zu rechnen. Dies kann zusätzliche Netzausbaumaßnahmen in der 380-kV-Ebene erforderlich machen.
- Die durchgeführten Untersuchungen haben – wie auch aus der Veränderung der Netzverluste gegenüber 2015 zu erkennen – eine nicht nur punktuell, sondern flächendeckend hohe Netzauslastung gezeigt. Damit kann sich bereits bei nur geringer Veränderung der – hier im Sinne einer vorsichtigen Bewertung der erzeugungsseitigen Aspekte der Versorgungssicherheit eher konservativ abgeschätzten – energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen ein deutlich veränderter Netzausbaubedarf ergeben.

5.5.3 Untersuchung innovativer Netzausbaukonzepte für 2030

Alternativ zu einem Ausbau des 380-kV-Drehstromnetzes mit konventioneller Technik wird in der Öffentlichkeit immer wieder die Nutzung innovativer Übertragungstechnologien diskutiert. Insbesondere genannt werden die Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ), die technologisch anders als die Drehstromtechnik auch die Verwendung von Erdkabeln für Stromtransporte über längere Distanzen erlaubt, und verschiedene Maßnahmen, speziell der

Einsatz sogenannter Hochtemperatur-Leiteseile, zur Erhöhung der Übertragungskapazität von Drehstrom-Freileitungen. Nachfolgend werden für diese Technologien kurz Anwendbarkeit und Konsequenzen für den Netzausbau untersucht.

HGÜ

Im Rahmen zweier exemplarischer Untersuchungen wurde der grundsätzliche Einfluss einer HGÜ-Fernübertragung auf den Ausbaubedarf bewertet. Als mögliche HGÜ-Strecken, die sinnvollerweise Erzeugungs- und Lastzentren miteinander verbinden, wurden dabei betrachtet:

- **HGÜ vom Rhein-Ruhr-Raum⁴⁵ nach Süddeutschland⁴⁶**
 - Übertragungskapazität: 3000 MW
 - Trassenlänge: ca. 500 km
- **HGÜ von Norddeutschland⁴⁷ nach Süddeutschland**
 - Übertragungskapazität: 3000 MW
 - Trassenlänge: ca. 800 km

Der Vergleich mit einem ausschließlichen Ausbau auf Basis konventioneller Drehstromtechnologie (Abschnitt 5.5.2) zeigt, dass eine geeignet positionierte und dimensionierte HGÜ das 380-kV-Drehstromnetz entlastet und damit zu einer Reduktion des Netzausbaubedarfs in dieser Netzebene führen kann (Tabelle 5.1). Der Gesamtausbaubedarf (HGÜ und 380-kV-Drehstromnetz) sinkt jedoch – in System- oder Stromkreiskilometern gemessen⁴⁸ – nicht notwendigerweise. Er ist zudem davon abhängig, ob die HGÜ-Strecke in Erdkabel- oder Freileitungstechnik realisiert wird und welche Anforderungen an deren Übertragungssicherheit gestellt werden. Aufgrund der geringeren Übertragungskapazität von Erdkabeln im Ver-

⁴⁵ Der Rhein-Ruhr-Raum wird als Schwerpunkt konventioneller Stromerzeugung ausgewählt.

⁴⁶ Süddeutschland wird als Lastschwerpunkt mit geringer Erzeugungsdichte ausgewählt. Der Endpunkt der HGÜ-Verbindung wird so gewählt, dass alle süddeutschen Lastzentren mit ähnlicher Übertragungsentfernung erreichbar sind.

⁴⁷ Norddeutschland wird als Schwerpunkt der Windenergieerzeugung ausgewählt.

⁴⁸ Eine Bewertung der Trassenkilometer würde eine hier nicht durchgeführte exakte Ausbauplanung unter Berücksichtigung regionaler Randbedingungen erfordern.

gleich zu Freileitungen wird eine Realisierung in Kabeltechnologie zu einer höheren Gesamtstromkreislänge im Vergleich zu einer Freileitungsvariante führen. Gleichzeitig ist zu berücksichtigen, dass ein Ausbau mit HGÜ aufgrund der Konvertierungsverluste im Vergleich zu einer Drehstromvariante zu einem weiteren Anstieg der Netzverluste führen kann.

HGÜ-Alternative	Ausbaubedarf 380-kV Drehstromtechnik	Gesamtausbaubedarf 380-kV- Drehstromtechnik und HGÜ ⁴⁹	
		HGÜ-Kabel ⁵⁰	HGÜ-Freileitung
keine HGÜ	ca. 5000 Stromkreis- kilometer	-	-
Ruhrgebiet- Nordbayern	ca. 4100 Stromkreis- kilometer	ca. 5600 Stromkreis- kilometer	ca. 4600 Stromkreis- kilometer
Norddeutschland- Nordbayern	ca. 3500 Stromkreis- kilometer	ca. 5900 Stromkreis- kilometer	ca. 4300 Stromkreis- kilometer

Tabelle 5.1 Vergleich des Netzausbaubedarfs (in System- bzw. Stromkreiskilometern) im Zeitraum 2015-2030 für einen Ausbau in Drehstromtechnik und die exemplarisch untersuchten HGÜ-Strecken

Im Rahmen dieser Studie wurden keine dynamischen Untersuchungen durchgeführt, da diese exakte Netzmodelle voraussetzen, die dem Auftragnehmer nicht vorliegen. Trotzdem soll im Folgenden qualitativ der Einfluss verschiedener Realisierungsalternativen auf die Stabilität des Gesamtsystems kurz diskutiert werden.

Die Ergebnisse haben gezeigt, dass ein Ausbau auf Basis der HGÜ-Technologie in diesem Szenario den Ausbaubedarf im Drehstromnetz reduzieren kann.

Eine Realisierung mit der Thyristor-basierten HGÜ kann allerdings das dynamische Verhalten des Gesamtsystems negativ beeinflussen, da durch die Kommutierung zusätzliche Blindleistung benötigt wird. Steht diese Blindleistung auch kurzfristig, zum Beispiel nach Fehlern,

⁴⁹ Spezielle Redundanzanforderungen an die HGÜ (z. B. Eigensicherheit) werden nicht berücksichtigt.

⁵⁰ Es wird davon ausgegangen, dass mit einem Kabelstromkreis eine maximale Übertragungsleistung von ca. 1000 MW realisiert werden kann.

nicht zur Verfügung, sind Kommutierungsfehler die Folge, die zu einem Ausfall der Übertragung führen und dementsprechend Folgeausfälle anderer Komponenten nach sich ziehen können. Diese Nachteile könnten allerdings abhängig von der weiteren technischen Entwicklung bzw. Verfügbarkeit bei Einsatz der – tendenziell aufwändigeren – IGBT-basierten HGÜ vermieden werden.

Erhöhung der Stromtragfähigkeit Drehstrom-Freileitungen

Neben dem Zubau neuer Drehstromleitungen oder der Verwendung der HGÜ-Technologie wird die Erhöhung der Stromtragfähigkeit bestehender Stromkreise diskutiert. Der Einsatz von Temperaturmonitoring bei Freileitungen ermöglicht eine höhere Auslastung der Stromkreise insbesondere in Starkwind-Situationen. Der begrenzte Kapazitätsgewinn ist jedoch längerfristig nicht ausreichend, um strukturelle Engpässe zu beseitigen. Eine deutlichere Erhöhung der Übertragungskapazitäten ist beispielsweise durch die Verwendung von Hochtemperaturseilen oder Seilen höheren Querschnitts möglich. Diese Seile zeichnen sich im Vergleich zu üblichen Freileitungen durch niedrigere ohmsche Widerstände und damit höhere thermische Grenzströme aus.

Da die Stabilitätsgrenzen jedoch ganz entscheidend von den Netzreaktanzen (und nicht von den ohmschen Widerständen) abhängen, wirken sich diese Maßnahmen nicht positiv auf die Stabilitätsgrenzen aus. Diese liegen heute in der Regel oberhalb der thermischen Grenzen. Falls jedoch durch die genannten Maßnahmen die thermischen Grenzen angehoben und die Leitungen deshalb höher belastet werden, vermindert sich der Abstand zu den Stabilitätsgrenzen. Dabei kann vermehrt der Fall eintreten, dass die Stabilitätsgrenzen das begrenzende Kriterium für die Übertragungsfähigkeit werden, welches dann z. B. auch bei der (n1)-Sicherheitsrechnung Berücksichtigung finden muss.

Zudem ist zu berücksichtigen, dass die bestehenden Freileitungen für die heute aufliegende Beseilung der Stromkreise statisch bemessen und hinsichtlich der minimalen Bodenabstände trassiert sind. Die Realisierbarkeit von Seilen mit höherem Querschnitt und somit größerem Gewicht, als auch von Hochtemperaturseilen mit oftmals größerem Seildurchgang bei hohen Seiltemperaturen ist daher im Einzelfall zu prüfen und dürfte in vielen Fällen einen Neubau der bestehenden Leitungen erforderlich machen.

5.6 Entwicklung des Instandhaltungs- und Erneuerungsbedarfs

Ergänzend zum zuvor betrachteten Bedarf an Umstrukturierungs- und Erneuerungsinvestitionen soll nachfolgend auch die Entwicklung des Instandhaltungs- und Erneuerungsbedarfs untersucht werden.

Die Instandhaltung elektrischer Netze umfasst einerseits geplante Maßnahmen wie Erneuerung, Inspektion und Wartung. Andererseits fallen aber auch ungeplante Maßnahmen wie die Behebung im Betrieb auftretender Störungen und Schäden im Rahmen der Instandsetzung an, die an dieser Stelle nicht weiter betrachtet werden sollen.

Bei den zu erwartenden Aufwendungen für die Inspektion und Wartung ist zu berücksichtigen, dass derartige vorbeugende Maßnahmen im Regelfall unabhängig vom Alter der Netzanlagen durchgeführt werden. Mit branchenüblichen pauschalen Kostenansätzen ist deshalb eine mengengerüstbasierte Quantifizierung möglich. Wir haben nachfolgend einen praxisüblichen, pauschalen Wartungskostensatz von 2% der spezifischen Erneuerungskosten pro Jahr angenommen.

Die nachfolgend simulativ abgeschätzte Höhe der Erneuerungsaufwendungen hängt in der Regel vom Alter und Erhaltungszustand der Netzanlagen ab. Zusätzlich zu den Mengengerüsten ist deshalb zur Quantifizierung des Erneuerungsbedarfs auch die unter 3.3.5 bereits diskutierte Altersstruktur der Übertragungsnetzanlagen (Spannungsebenen 380 kV und 220 kV) zu berücksichtigen. Die folgenden Betrachtungen konzentrieren sich auf die Inspektion, Wartung und Erneuerung des *Leitungsnetzes* der Höchstspannungsebenen 220 kV und 380 kV. Dabei haben wir nachfolgend für Höchstspannungsfreileitungen eine Nutzungsdauer von 85 Jahren angenommen.

Der Aufwand für Instandhaltung und Erneuerung von *Stationen* (d.h. Umspannanlagen und Schaltanlagen ohne Umspannmöglichkeit) der Übertragungsnetzebene nimmt einen insgesamt geringeren Teil der gesamten Kosten der Höchstspannungsebene ein, wiewohl er temporär, z. B. aufgrund der unterschiedlichen Erneuerungszyklen, sogar über dem Anteil des Leitungsnetzes liegen kann⁵¹.

⁵¹ So haben die deutschen Übertragungsnetzbetreiber die Erwartung geäußert, dass der signifikante Stationsausbau in den 60er und v. a. 70er Jahren des vergangenen Jahrhunderts in Verbindung mit den üblichen Nut-

Da die 220-kV-Ebene in Deutschland mehr und mehr durch 380-kV-Leitungen abgelöst wird, sind wir ferner von einem 1:1-Ersatz von 220-kV-Leitungen, die das Ende der Nutzungsdauer erreicht haben, durch entsprechende 380-kV-Leitungen ausgegangen. Hiermit ist eine Erhöhung der Übertragungskapazität verbunden, die jedoch vor dem Hintergrund laufender Ausbauprojekte und veränderter Transportanforderungen auch realistisch erscheint. Für Errichtung und Erneuerung der standardmäßig eingesetzten 380-kV-Doppelfreileitung haben wir pauschal Kosten von 1.200.000 EUR/km angenommen.

Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen bis 2030 werden in den nachfolgenden Rechnungen entsprechend dem in den vorangegangenen Abschnitten abgeschätzten Ausbaubedarf angenommen⁵².

zungsdauern für Stationsinfrastruktur im kommenden Jahrzehnt zu hohen Erneuerungsaufwendungen in diesem Bereich führen wird.

⁵² Dabei wurde vom Szenario Kernenergieausstieg ausgegangen. Wegen fehlender Informationsbasis nicht berücksichtigt werden konnte, inwieweit dieser Ausbaubedarf gleichzeitig zu einem Abbau der 220-kV-Ebene führt und somit deren 1:1 Ersatz durch 380-kV-Leitungen obsolet macht.

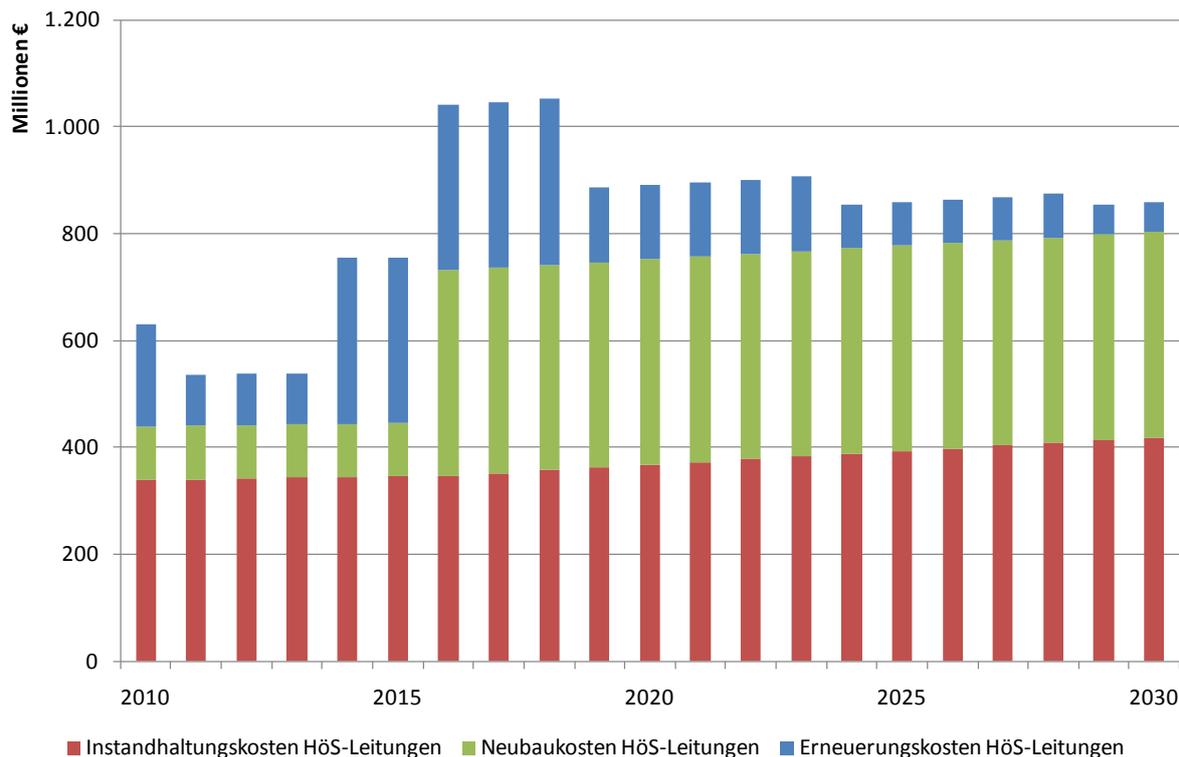


Bild 5.1: *Simulierte Entwicklung des Instandhaltungs-, Investitions- und Erneuerungsaufwands für das deutsche Höchstspannungsfreileitungsnetz⁵³*

Bild 5.1 zeigt den auf dieser Basis abgeschätzten Investitions-, Instandhaltungs- und Erneuerungsaufwand für das Höchstspannungsfreileitungsnetz im Zeitraum bis 2030⁵⁴. Aufgrund der ungleichmäßigen Altersverteilung der Betriebsmittel ergeben sich in der Simulation insbesondere bzgl. des Erneuerungsaufwands im Zeitablauf erhebliche Schwankungen. In der Praxis ist zu erwarten, dass eine derartig stark schwankende Investitionstätigkeit von Netzbetreibern nicht umgesetzt werden kann, da individuelle Machbarkeitsgrenzen die Tätigkeiten

⁵³ Zu beachten ist, dass ausschließlich leitungsbezogene Kosten betrachtet werden. Aktuell werden jedoch auch erhebliche Investitionen in andere Betriebsmittel wie Stationen, Transformatoren oder Kompensationselemente getätigt. Weiterhin werden Neubaukosten erst zum erwarteten Realisierungszeitpunkt der Projekte angesetzt und über Mehrjahreszeiträume gleichmäßig verteilt. Bereits in der Bauphase anfallende Investitionskosten tauchen deshalb evtl. verspätet auf.

⁵⁴ Bei alternativem Einsatz von Höchstspannungskabeln ist insbesondere bei Neubauten mit deutlich höheren Kosten zu rechnen. Aktuell ist bei Höchstspannungskabeln gegenüber Freileitungen situationsabhängig mit Mehrkosten im Bereich von 400 % – 1000 % zu rechnen (vgl. z. B. [13]).

der Netzbetreiber einschränken. Es ist daher davon auszugehen, dass extreme Schwankungen über mehrere Jahre ausgeglichen werden und der Investitionsaufwand wie die anfallenden Gesamtkosten dadurch geglättet werden. Hierfür können Flexibilitäten bzgl. der zeitlichen Disponibilität von Instandhaltungsmaßnahmen ausgenutzt werden.

6 Anforderungen an die sichere Netzsteuerung und Blackout-Verhinderung unter Berücksichtigung des internationalen Stromverbunds

6.1 Übersicht

Die §§ 12 und 13 EnWG übertragen den Übertragungsnetzbetreibern die Verantwortung für die Systemsicherheit des gesamten Elektrizitätsversorgungssystems in ihrer Regelzone und regeln die damit verbundenen Rechte und Pflichten.

Neben der Bereitstellung der notwendigen und bedarfsgerechten Netzinfrastruktur (vgl. Kapitel 5) haben sie operativ insbesondere das Recht und die Verpflichtung, die Energieübertragung durch das Netz unter Berücksichtigung des Austauschs mit Nachbarnetzen zu regeln, dabei in geeigneter Weise mit den Betreibern anderer Übertragungsnetze zusammenzuarbeiten und – zur Verhinderung von Großstörungen (Blackouts) – unvermeidlich auftretende Störungen oder Gefährdungen des sicheren Systembetriebs durch geeignete Maßnahmen zu beseitigen.

Zur Vermeidung schwerwiegender Versorgungsstörungen haben die Übertragungsnetzbetreiber entsprechend § 13 Abs. 7 EnWG jährlich eine an den Prozessen und Maßnahmen zur Abwehr von Gefährdungen der Versorgungssicherheit orientierte Schwachstellenanalyse zu erstellen und über deren Ergebnis an die Bundesnetzagentur zu berichten. Abschnitt 3.3.2 dokumentiert die im Rahmen dieses Projektes durchgeführte Auswertung dieser Schwachstellenanalysen.

Ergänzend soll in diesem Kapitel auf aktuelle und zukünftige Entwicklungen und Maßnahmen im Bereich der Netzsteuerung und Systemführung eingegangen werden, die in den auf den status quo bezogenen Schwachstellenanalysen nicht detailliert behandelt werden. Dies betrifft insbesondere die Kodifizierung von Sicherheitskriterien und Kooperationsanforderungen, die internationale Zusammenarbeit der Übertragungsnetzbetreiber und die Reaktion auf Störuereignisse in der Vergangenheit sowie Gefährdungen der Systembilanz und Systemsicherheit in den letzten Wochen und Monaten.

Diese Entwicklungen sind vor dem Hintergrund steigender Anforderungen an den Netzbetrieb im Übertragungsnetz zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit zu sehen. Diese resultieren u. a. aus

- der zunehmenden Kurzfristigkeit des Handelsgeschehens und Kraftwerkseinsatzes bis kurz vor Liefer- bzw. Erfüllungszeitpunkt, dementsprechend hoher Volatilität der Leistungsflüsse im Übertragungsnetz und damit verbunden schlechterer Prognostizierbarkeit,
- zunehmender dezentraler Einspeisungen im unterlagerten Netz mit beschränkten Kommunikations- und Eingriffsmöglichkeiten,
- zunehmendem internationalen Stromhandel sowie
- zunehmend lastferner positionierten – konventionellen wie regenerativen – Erzeugungsanlagen und daraus resultierend steigenden Anforderungen der Netznutzer der Übertragungsnetze hinsichtlich Transportentfernungen und Transportvolumina.

6.2 Zusammenarbeit der Übertragungsnetzbetreiber

Mit dem Inkrafttreten des dritten Energie-Binnenmarktpaketes der EU wird die bisher privatwirtschaftlich organisierte Zusammenarbeit der europäischen Übertragungsnetzbetreiber institutionalisiert. Vor diesem Hintergrund haben die Übertragungsnetzbetreiber das European Network of TSOs – Electricity, ENTSO-E, gegründet. ENTSO-E führt dabei insbesondere auch die Aufgaben der bisher für den zentraleuropäischen Synchronverbund zuständigen UCTE fort. Deren Arbeit zur Koordination des Systembetriebs liegt bei ENTSO-E im System Operations Committee, Regional Group Continental Europe. Gleichzeitig sorgt ENTSO-E durch den paneuropäischen Ansatz für eine engere Vernetzung und Abstimmung zwischen den einzelnen Synchronverbänden.

Die für alle Mitglieder im ehemaligen UCTE-Gebiet verbindlichen Prinzipien und Regeln für eine sichere Systemführung sowie ergänzende Empfehlungen sind im sogenannten Operation Handbook der Regional Group Continental Europe zusammengefasst⁵⁵. Im Verlaufe des

⁵⁵ Das Operation Handbook umfasst u. a. Richtlinien zu Aspekten wie der Leistungs-Frequenz-Regelung, zu betrieblichen Sicherheitskriterien wie dem (n-1)-Kriterium, zur Spannungshaltung, zum Datenaustausch und zur Kommunikations-Infrastruktur.

Jahres 2009 wurden mehrere Richtlinien dieses Operation Handbook, sogenannte Policies, überarbeitet und neu gefasst. Hieraus resultieren ausweislich der uns vorliegenden Schwachstellenanalysen auch Änderungs- und Anpassungserfordernisse bei den deutschen Übertragungsnetzbetreibern. Im Rahmen ENTSO-E werden nun mit hoher Priorität und mit dem Ziel möglichst weitgehender paneuropäischer Harmonisierung, die „European Operational Standards“ (EOS) entwickelt, die dann im weiteren Prozess zu verbindlichen Regeln werden.

Um den gestiegenen Anforderungen an die Gewährleistung eines sicheren Systembetriebs begegnen zu können, ist es neben der Vereinheitlichung von Betriebsführungsregeln und -prozessen in zunehmendem Maße notwendig, Betriebsplanung und Betriebsführung regional zu koordinieren. Vor diesem Hintergrund kooperieren derzeit die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber zusammen mit zehn anderen Übertragungsnetzbetreibern aus insgesamt neun Ländern (neben Deutschland auch Österreich, Schweiz, Niederlande, Polen, Tschechien, Slowenien, Kroatien und Ungarn (die beiden letztgenannten aktuell noch als Beobachter)) in der Transmission System Operator Security Cooperation (TSC). TSC ist eine dezentral ausgerichtete Netzsicherheitsinitiative der Übertragungsnetzbetreiber aus verschiedenen europäischen Ländern und ein aus unserer Sicht effektiver und effizienter Ansatz zur Verbesserung der Versorgungssicherheit in den Teilnehmerländern. Die Initiative ist darüber hinaus offen für die Aufnahme weiterer Übertragungsnetzbetreiber bzw. für die Zusammenarbeit mit anderen Netzsicherheitsinitiativen⁵⁶. TSC verfolgt das Ziel einer Erhöhung der Versorgungssicherheit in den Ländern der Mitgliedsunternehmen einerseits durch intensive Kooperation bei der Betriebsplanung und andererseits durch regionale Koordination von Maßnahmen zur Abwehr von Gefährdungen der Systemsicherheit (z. B. durch grenzüberschreitenden Redispatch). Hierzu gehören auch der systematische Austausch von Prognosedaten zur Windstromerzeugung in Deutschland an die ausländischen ÜNB, insbesondere aber die Etablierung eines gemeinsamen IT-Systems (CTDS), das Betriebsplanungsinformationen aller TSC-Mitgliedsunternehmen sowie der benachbarten Übertragungsnetzbetreiber zu einem gemeinsamen Netzdatensatz als Basis für Netzsicherheitsberechnungen zusammensetzt, gemeinsame

⁵⁶ So bestehen vertragliche Vereinbarungen zum Informationsaustausch mit CORESO, die als zentraler Service Provider und somit mit anderem Ansatz als die dezentral ausgerichtete TSC-Initiative Funktionen der Betriebsplanung und Betriebsführung für den französischen Übertragungsnetzbetreiber RTE und den belgischen Übertragungsnetzbetreiber Elia übernimmt.

Netzanalyseberechnungen durchführt, die Ergebnisse den Mitgliedern in gleicher Weise zur Verfügung stellt und somit eine koordinierte Bewertung von Abhilfemaßnahmen für System-sicherheitsrisiken ermöglicht. Damit wird eine deutliche Verbesserung der Prognosen der erwarteten Lastflüsse für den Folgetag gegenüber den heutigen Prozessen und eine frühzeitige Erkennung von kritischen Netzsituationen erreicht.

Die Ausschreibung des CTDS-Systems ist im Jahr 2009 gestartet worden, die Inbetriebnahme (beginnend mit Day-Ahead-Prozessen und sukzessive erweitert bis hin zu Close-to-real-time-Prozessen) hat im Sommer 2010 begonnen. Ebenfalls im Jahr 2009 wurde bei den TSC-Mitgliedern und anderen mittel-osteuropäischen TSOs das gemeinsame Real-Time Awareness & Alarm system (RAAS) gestartet. RAAS läuft in den Netzleitstellen der beteiligten Übertragungsnetzbetreiber und erlaubt anhand von wichtigen Systemkenngrößen einen Real-Time-Überblick über den Status der Elektrizitätsversorgungssysteme in Mitteleuropa (Ampel-Prinzip). Im gefährdeten Zustand, d. h. bei Gefährdung der Systemsicherheit in einem Übertragungsnetz wird vom verantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber eine gelbe Ampel für sein Netz gesetzt. Die Situation ist somit in gleichem Maße allen anderen Teilnehmern unmittelbar bekannt. In der Folge werden umgehend Maßnahmen zur Wiedererreichung des ungefährdeten Zustandes (grüne Ampel) koordiniert und umgesetzt. Im Störfall (rote Ampel) ermöglicht RAAS die Koordination von Maßnahmen zur Systemstabilisierung bzw. zum evtl. erforderlichen Netzwiederaufbau.

Im Rahmen des TSC-Projektes wurde für die Verbesserung der betrieblichen Koordination zwischen den Übertragungsnetzbetreibern ein täglicher Prozess (DOPT= daily operational planning telephoneconference) aufgesetzt. In dieser täglichen Telefonkonferenz werden die erwarteten Lastflüsse für den Folgetag analysiert, ggfs. Engpässe bzw. kritische Situationen erkannt und vorbeugend die wirkungsvollsten Gegenmaßnahmen abgestimmt. Diese können dann am aktuellen Tag bei Bedarf zügig umgesetzt werden bzw. der aktuellen Situation angepasst werden.

Eine weitere Ebene der internationalen Übertragungsnetzbetreiberkooperation im Feld der Betriebsplanung ergibt sich durch die sogenannte Regionalinitiative der Europäischen Energieregulatoren (EREG) zur Etablierung regional koordinierter Engpassmanagementmechanismen im Bereich der Europäischen Union. Deutschland ist dabei Mitglied in insgesamt vier Regionalinitiativen. Insbesondere in den Regionen Central Western Europe und Central Eastern Europe wird dabei kurzfristig die Einführung lastflussbasierter Engpassmanagementver-

fahren angestrebt, die gegenüber dem status quo eine genauere Abbildung des erwarteten Lastflussgeschehens und damit eine bessere Ausnutzung der verfügbaren Übertragungskapazitäten durch die tatsächlich auftretenden Lastflüsse erlauben. Dies kann zusätzlich zum positiven Markteffekt (Steigerung des social welfare) zu einer Vermeidung kritischer Belastungssituationen und damit zu einer Erhöhung der Versorgungssicherheit beitragen. Als erster Schritt soll in der Region CWE im November 2010 eine NTC-basierte Marktkopplung erfolgen.

Konkrete Maßnahmen zur Verbesserung der Versorgungssicherheit haben sich zudem als Konsequenz der Großstörung im UCTE-Verbundnetz vom 04. November 2006 als notwendig erwiesen. Als eine Hauptursache für dieses Störungsereignis war von der UCTE eine ungenügende Koordination zwischen den Übertragungsnetzbetreibern festgestellt worden. Gleichzeitig hat die UCTE ihren Mitgliedsunternehmen umfangreiche Empfehlungen zur Verbesserung der Systemsicherheit und Vermeidung derartiger Ereignisse in der Zukunft unterbreitet. Wesentliche Elemente dieser Empfehlungen sind mit den o. g. TSC-Projekten CTDS und RAAS umgesetzt. Darüber hinaus haben die deutschen Übertragungsnetzbetreiber spezielle Maßnahmen wie z. B.

- den Abschluss von speziellen Netz- und Systemführungsverträgen zwischen benachbarten Übertragungsnetzbetreibern,
- die Weiterentwicklung des Simulatortrainings für die Mitarbeiter in der Systemführung, auf nationaler und internationaler Ebene,
- eine stark intensiviertere Kooperation beim Regelleistungseinsatz (Netzregelverbund), die alle wesentlichen wirtschaftlichen Vorteile einer gesamtdeutschen Regelzone ohne zusätzliche Risiken für die Versorgungssicherheit erschließt und zukünftig auch international erweitert werden soll, sowie
- den Abschluss von Verträgen mit den unterlagerten Verteilungsnetzbetreibern betreffend die Umsetzung von Maßnahmen nach §13 EnWG

umgesetzt.

Diese Entwicklungen zeigen einerseits, dass die Gewährleistung der Versorgungssicherheit im Bereich der Systemführung zunehmend intensivere Maßnahmen und Koordination verlangt. Andererseits wird deutlich, dass gerade hier in den vergangenen Jahren auf freiwilliger Basis signifikante Verbesserungen erreicht werden konnten und auch für die Zukunft konkret

geplant sind. Um diese positive Entwicklung nicht zu gefährden, ist die Anerkennung damit verbundener Aufwendungen bei der Festsetzung von Erlösobergrenzen durch die Regulierungsbehörde jedoch unbedingt sicherzustellen.

6.3 Aktuelle Entwicklungen und Risiken für die Systemsicherheit

Trotz der intensivierten Kooperation der deutschen und europäischen Übertragungsnetzbetreiber und der vielfältigen Verbesserungen insbesondere im Bereich der Betriebsplanung und Systemführung ergeben sich aufgrund der kontinuierlich steigenden Belastung im deutschen Übertragungsnetz in Verbindung mit der zunehmenden Lastferne regenerativer wie konventioneller Stromerzeugung und verstärkt durch die in Abschnitt 3.3.3 beschriebenen Verzögerungen beim dringend benötigten Netzausbau zunehmend kritische Situationen im Systembetrieb, die mit den gesetzlich vorgesehenen Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG nicht oder nicht vollständig bewältigt werden können und Notmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG erfordern.

Auf die zunehmende Auftrittshäufigkeit derartiger Situationen haben die deutschen Übertragungsnetzbetreiber in Gesprächen, die wir im Rahmen der vorliegenden Untersuchung geführt haben, explizit hingewiesen. So sind im besonders betroffenen Übertragungsnetz der 50Hertz Transmission GmbH (vgl. Abschnitt 3.3) Maßnahmen nach § 13 (2) EnWG seit 2006 bisher in insgesamt neun Fällen notwendig geworden, davon entfallen fünf Fälle auf die Jahre 2009 und 2010⁵⁷. Bei weiter stagnierendem Netzausbau ist zu erwarten, dass aufgrund der kontinuierlich zunehmenden Windenergieeinspeisung derartige Situationen zukünftig noch deutlich häufiger auftreten und zunehmend schwieriger beherrschbar werden.

Ein Beispiel für die verschiedenen Herausforderungen für die Gewährleistungen eines sicheren Systembetriebs ist die Situation am 25./26. Dezember 2009, die durch sehr hohe Windeinspeisung (deutschlandweit teilweise mehr als 20.000 MW) bei gleichzeitig feiertagsbedingt sehr niedriger Last gekennzeichnet war⁵⁸. Zu dieser Situation, die in den frühen Morgenstunden

⁵⁷ Stand: 01.03.2010

⁵⁸ Das Zusammentreffen von hoher Windenergieeinspeisung und niedriger Last führte u. a. auch zu extrem niedrigen negativen Börsenpreisen am Day-Ahead- und Intraday-Strommarkt der Strombörse EEX.

den des 26. Dezember Maßnahmen nach § 13 (2) EnWG erforderte, lag uns der Bericht der 50Hertz Transmission GmbH vor.

Die Analyse zeigt die besondere Kritikalität der Situation aufgrund des Zusammenwirkens mehrerer die Systemsicherheit gefährdender Faktoren:

- Die Belastung der Kuppelleitung Remptendorf – Redwitz zwischen den Übertragungsnetzen von 50Hertz Transmission und transpower stromübertragungs GmbH sowie der vorgelagerten Leitungen Röhrsdorf – Remptendorf und Vieselbach – Remptendorf war temporär so hoch, dass die (n–1)-Sicherheit nicht mehr gewährleistet war. Diese hohe Belastung führte letztlich auch zum Einsatz von Maßnahmen nach §13 (2) EnWG zur Beschränkung der Einspeisung von KWK- und EEG-Anlagen im Umfang von bis zu 1000 MW⁵⁹.
- Aufgrund des Zusammenfallens von extremer Niedriglast und sehr hoher Windenergieeinspeisung, noch verschärft durch eine Unterschätzung der Einspeisung in der Prognose (alleine bei 50Hertz Transmission um bis zu 1.500 MW) kam es zu Überdeckungen der Netzlast aufgrund nicht vermarkteter EEG-Leistung in Höhe von bis zu 1.800 MW. Um das für die Systemsicherheit unabdingbare Leistungsbilanzgleichgewicht wieder herzustellen wurde zeitweise die komplette im Netzregelverbund von 50 Hertz Transmission, transpower und EnBW Transportnetze vorgehaltene negative Sekundärregel- und Minutenreserve eingesetzt. Eine weitere Verschärfung der Situation hätte damit zu ernsthaften Problemen bei der Gewährleistung der Systembilanz und Frequenzhaltung führen können. Gleichzeitig ist als verkomplizierender Einfluss zu beachten, dass der regelzonenexterne Einsatz negativer Reserve zu zusätzlichen Leistungsflüssen führen und damit auf die zuvor beschriebene Engpasssituation verschärfend wirken kann.
- Die Verdrängung konventioneller Kraftwerkseinspeisung führt dazu, dass die für die Aufrechterhaltung eines sicheren Systembetriebs (insbesondere mit Blick auf Spannungs- und Kurzschlussleistungsgrenzen) unabdingbare Mindesteinspeisung aus direkt an das Übertragungsnetz angeschlossenen Erzeugungseinheiten erreicht oder sogar unterschritten

⁵⁹ Welche potenziell die Stabilität des gesamten Synchronverbunds bedrohende Folgen eine Verletzung der (n–1)-Sicherheit haben kann, belegt die Großstörung vom 04.11.2006.

wurde. Für eine Bewertung der Situation steht jedoch bisher keine geeignete IT-technische Unterstützung zur Verfügung. Vielmehr ist es der Betriebserfahrung des Systemführers vorbehalten, eine Einschätzung vorzunehmen.

Aus unserer Sicht ist offensichtlich, dass die gleichzeitige Verletzung mehrerer der in § 13 Abs. 3 EnWG genannten Kriterien auf eine ernstzunehmende Gefährdung der Versorgungssicherheit hinweist und entsprechende Gegenmaßnahmen erfordert. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund, dass andernfalls eine steigende Häufigkeit und Intensität dieser Ereignisse aufgrund der energiewirtschaftlichen Entwicklungen als sicher gelten kann.

Dabei sehen wir Handlungsbedarf auf mehreren Feldern:

- Wie bereits in Abschnitt 3.3.3 geschildert, ist die zeitnahe Realisierung der geplanten Netzausbaumaßnahmen im deutschen Übertragungsnetz von herausragender Bedeutung.
- Gleichzeitig sind Konzepte zu entwickeln, wie insbesondere in Starkwind/Schwachlast-Situationen Systembilanzrisiken vermieden werden können. Ansätze hierfür umfassen – neben einer kostenintensiven Erhöhung der Vorhaltung von Sekundärregel- und Minutenreserve – insbesondere die Beteiligungen von EEG-, speziell Windenergieanlagen an der Frequenzhaltung z. B. durch Erhöhung des Direktvermarktungsanteils oder durch die vereinfachte und klar geregelte Möglichkeit zur Androsselung von Windenergieanlagen im Falle von extremen und die Systemsicherheit gefährdenden Überspeisungen. Aufgrund der Seltenheit derartiger Situationen sind die Konsequenzen für die aus diesen Anlagen insgesamt eingespeiste Energiemenge dabei sehr gering.
- Die Frage, welche Mindestleistung direkt an das Übertragungsnetz angeschlossener Erzeugungsanlagen zur Aufrechterhaltung eines sicheren Systembetriebs unabdingbar ist, wurde bisher nicht flächendeckend systematisch untersucht, da vermutete Grenzwerte in der Vergangenheit nicht erreicht wurden. Die jüngere Vergangenheit zeigt jedoch, dass diese Frage für die sichere Systemführung zunehmend relevant wird. Notwendige Mindesteinspeisungen unter Berücksichtigung aller relevanten Aspekte (z. B. Primärregelung, Spannungshaltung, Kurzschlussleistung, sichere Schutzanregung, Stabilität) sollten für alle deutschen Übertragungsnetze dringend untersucht werden. Die beginnend ab Abschnitt 5.3 dokumentierten Kraftwerkseinsatz- und Netzbetriebssimulationen zeigen jedenfalls, dass eine von den Gutachtern grob abgeschätzte deutschlandweite Mindesteinspeisung in

der Größenordnung von 15 GW im Jahr 2030 in mehr als 1,5% der Zeit unterschritten wird.

- Da die Standorte insbesondere der Windenergieanlagen als auf absehbare Zeit relevanteste regenerative Stromerzeugungstechnologie durch das Winddargebot bestimmt sind und zwangsläufig eine steigende Lastferne der Stromerzeugung bewirken, erhält die Frage nach geeigneten Anreizen zur lastnahen Positionierung konventioneller Erzeugungsanlagen besondere Bedeutung. In diesem Zusammenhang wird auf die Darstellungen in [22] verwiesen.
- Zur besseren Prognostizierbarkeit des Verhaltens der konventionellen Erzeugungseinheiten halten wir eine Verpflichtung zur laufenden Aktualisierung von Kraftwerkseinspeisefahrplänen für sinnvoll.

Über diese konkreten Maßnahmen hinaus empfehlen wir, kritisch zu prüfen, ob angesichts der aktuellen und erwarteten Veränderungen der Transportaufgabe die bisher zur Beurteilung und Steuerung der Netzsicherheit angewandten Kriterien und Regeln, speziell das (n-1)-Kriterium, weiterhin geeignet sind, ein angemessenes Sicherheitsniveau im Übertragungsnetzgebiet zu gewährleisten.

Dabei ist zu berücksichtigen, dass das traditionell im Übertragungsnetzbetrieb angewandte (n-1)-Kriterium für Systeme mit weitgehend regionaler Lastdeckung und i. d. R. geringen Transportentfernungen entwickelt wurde und sich dort bewährt hat. Die in Übertragungsnetzen selten, jedoch unvermeidbar auftretenden Mehrfachfehler (Sammelschienen-Fehler, Mehrfach- bzw. Common Mode-Ausfälle von Leitungen bei z. B. Sturm, Gewitter und Schneefall) führten dabei, wenn überhaupt, nur zu lokal oder regional begrenzten Versorgungsausfällen. Überregional hingegen war das Transportnetz aufgrund des im Vergleich zu heute deutlich geringeren Volumens von Ferntransporten in der Regel deutlich mehr als (n-1)-sicher.

Die erheblich größeren Transportentfernungen und -volumina haben bereits heute, wie z. B. die Ausführungen in diesem Abschnitt oder in Abschnitt 3.3.3 zeigen, dazu geführt, dass das Übertragungsnetz im Gegensatz zu früher an vielen Tagen im Jahr an der (n-1)-Grenze betrieben wird. Diese Entwicklung wird sich in Zukunft, auch unter Berücksichtigung des wiederum unter (n-1)-Kriterien geplanten Netzausbaus, noch weiter verstärken.

Die Auswirkungen unvermeidbarer Mehrfachfehler sind jedoch im Verhältnis zu früher kritischer einzuschätzen. Aufgrund der weiträumigen Wechselwirkungen bewirken steigende Transportentfernungen und -volumina auch bei unveränderten Netzsicherheitskriterien einen faktischen Rückgang des Netzsicherheitsniveaus. Beim Blick auf die letzten großen Blackouts und Verbundstörungen ist dementsprechend festzustellen, dass diese quasi alle auf Mehrfachfehler im Zusammenhang mit dem Transport hoher Leistung über große Entfernungen zurückzuführen sind.

Vor diesem Hintergrund sollten bei allen Entscheidungen, die zu einem weiteren Anstieg von Transportentfernungen und -volumina im Übertragungsnetz führen, die Konsequenzen für die Netzsicherheit sorgfältig bedacht werden. Dabei sollte geprüft werden, ob die Einhaltung des (n-1)-Kriteriums als Sicherheitsmaßstab ausreichend ist.

7 Einfluss der EU-Politik auf die Versorgungssicherheit

Die Liberalisierung der Elektrizitätswirtschaft geht im Wesentlichen auf Aktivitäten der EU und das Ziel eines einheitlichen Binnenmarkts für Elektrizität zurück. Gleichzeitig stuft die EU „eine gesicherte Stromversorgung [...] für das Entstehen einer europäischen Gesellschaft, die Umsetzung einer nachhaltigen Strategie zur Bekämpfung des Klimawandels und die Förderung des Wettbewerbs auf dem Binnenmarkt“ als entscheidend ein⁶⁰.

Dementsprechend ist die Versorgungssicherheit in der Elektrizitätsversorgung ein Feld verschiedener EU-Aktivitäten, über die nachfolgend kurz berichtet werden soll. Dies betrifft insbesondere

- die Regelungen des dritten Pakets für den Elektrizitätsbinnenmarkt (Richtlinie 2009/72/EG sowie Verordnungen 713/2009/EG und 714/2009/EG);
- die Richtlinie über Ermittlung und Ausweisung europäischer kritischer Infrastrukturen (2008/114/EG);
- das Programm Transeuropäische Netze – Elektrizität (TEN-E, Entscheidung 1364/2006/EG); sowie
- die Richtlinie zur Gewährleistung der Sicherheit der Elektrizitätsversorgung und von Infrastrukturinvestitionen (2005/89/EG).

7.1 Regelungen des dritten Energiebinnenmarktpaketes

Die in jüngerer Vergangenheit für das Elektrizitätsversorgungssystem relevanteste Veränderung des europäischen Rechts- und Ordnungsrahmens betrifft das Inkrafttreten der mit dem sogenannten dritten Energiebinnenmarktpaket verbundenen Vorschriften, namentlich der Richtlinie 2009/72/EG sowie der Verordnungen 713/2009/EG und 714/2009/EG, und ihrer damit feststehenden Anwendung ab März 2011. Der Zeitraum bis 2011 dient der Umsetzung allenfalls erforderlicher Anpassungen bei staatlichen und zwischenstaatlichen Organisationen und Marktteilnehmern.

⁶⁰ vgl. Präambel zur Richtlinie 2009/72/EG

Die Vorschriften dienen primär der Beseitigung von Hindernissen auf dem Weg zu einem funktionierenden und effizienten Elektrizitätsbinnenmarkt. Sie haben jedoch an verschiedenen Stellen, wie z. B. auch in den Präambeln erwähnt, Relevanz für die langfristige Gewährleistung von Versorgungssicherheit. Auf die entsprechenden Punkte wird nachfolgend kurz eingegangen.

- Die Richtlinie sieht eine regelmäßige Beobachtung der Versorgungssicherheit durch die Mitgliedsstaaten vor⁶¹. Dabei handelt es sich um eine erneute Bekräftigung bereits bestehender Beobachtungs- und Berichtspflichten, vor deren Hintergrund auch der vorliegende Bericht erstellt wird.
- Ein wesentliches Element der Richtlinie sind die verschärften Vorschriften zur Entflechtung der ehemals vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen. Dabei ermöglicht die Richtlinie die Wahl zwischen drei unterschiedlichen Modellen, nämlich der vollständigen eigentumsrechtlichen Entflechtung, der Übertragung der Betriebsführung von Netzeigentümer an einen Independent System Operator (ISO) und der Etablierung eines unabhängigen Netzbetreibers (ITO). Im letztgenannten Fall kann der Netzeigentümer Teil eines vertikal integrierten Unternehmens sein, muss aber besondere Verpflichtungen zur Sicherstellung seiner Unabhängigkeit von den restlichen Unternehmensteilen eingehen. Ein wesentlicher Grund für die Entflechtungsbestrebungen der europäischen Union ist die Vermutung, dass nur eine wirksame Entflechtung auf lange Sicht ein nachhaltiges Investitionsniveau und damit die Gewährleistung von Versorgungssicherheit garantiert. Eine eindeutige Evidenz hierfür besteht jedoch nicht.
- Darüber hinaus stellt die Richtlinie unter explizitem Verweis auf die Bedeutung der Versorgungssicherheit spezielle Anforderungen und Genehmigungsvorbehalte für den Fall, dass die Kontrolle über Übertragungsnetzbetreiber an Personen aus Drittländern übergehen soll. Insbesondere kann die Genehmigung verweigert werden, wenn mit dem Kontrollübergang eine Gefahr für die Energieversorgungssicherheit der Gemeinschaft verbunden ist.

⁶¹ Richtlinie 2009/72/EG, Art. 4

- Mit Blick auf den bedarfsgerechten Netzausbau fordert die Richtlinie von den Übertragungsnetzbetreibern die jährliche Vorlage eines zehnjährigen Netzentwicklungsplans an die nationalen Regulierungsbehörden. Diese sollen mit tatsächlichen und potenziellen Netznutzern konsultiert werden. Auf Basis der Konsultationsergebnisse soll die Regulierungsbehörde die Bedarfsgerechtigkeit des Netzentwicklungsplans und die Kohärenz mit dem Entwicklungsplan der Gemeinschaft prüfen. Ggf. kann die Regulierungsbehörde vom Übertragungsnetzbetreiber eine Änderung des Plans verlangen⁶². Gleichzeitig überwacht sie die Durchführung des Plans und kann im Fall einer Nichtdurchführung geplanter Maßnahmen ohne zwingenden Grund Sanktionen verhängen, die u. a. eine Investitionsanordnung und die Ausschreibung für eine Realisierung durch Dritte umfassen.
- Für die Versorgungssicherheit relevant sind in Verordnung 714/2009/EG insbesondere die Regularien, die die Verbesserung und Institutionalisierung der Zusammenarbeit der Übertragungsnetzbetreiber in ENTSO-E betreffen. Dabei führt ENTSO-E zum Teil die Arbeit der technischen Vorläuferorganisationen, in Mitteleuropa also der UCTE fort, und weitet diese aus.
 - Eine wesentliche Aufgabe von ENTSO-E ist die Erarbeitung europaweit gültiger und verbindlicher Netzkodizes. Diese enthalten u. a. Regeln für Netzsicherheit und -zuverlässigkeit einschließlich der Regeln für technische Übertragungsreservekapazitäten zur Sicherstellung der Netzbetriebssicherheit.
 - Darüber hinaus erarbeitet ENTSO-E alle zwei Jahre einen zehnjährigen unverbindlichen gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan einschließlich einer europäischen Prognose zur Angemessenheit der Stromerzeugung auf Basis der Angaben der Übertragungsnetzbetreiber. Entsprechend der EU-Verordnung sind die Übertragungsnetzbetreiber für diese langfristigen Prognosen der Stromerzeugung zuständig. Dabei ist allerdings zu berücksichtigen, dass die Entwicklung der Stromerzeugung ein marktgetriebener Prozess ist, der großen Unsicherheiten unterliegt. Eine für Aussagen zur Angemessenheit der Stromerzeugung notwendige eigenständige Prognose der Übertra-

⁶² Dabei ist allerdings zu berücksichtigen, dass die Verantwortung für einen sicheren und bedarfsgerechten Netzausbau gemäß EnWG nicht bei der Regulierungsbehörde, sondern bei den Übertragungsnetzbetreibern liegt.

gungsnetzbetreiber, die z. B. mit Aussagen über die Realisierungswahrscheinlichkeit von Kraftwerksprojekten verbunden wäre, steht im Widerspruch zu den wettbewerblichen Interessen der Marktteilnehmer in Deutschland und den entsprechenden Regelungen im EnWG bezogen auf die Zuständigkeit der deutschen Übertragungsnetzbetreiber.

- Weiterhin befasst sich ENTSO-E mit gemeinsamen Instrumenten zum Netzbetrieb und zu seiner Koordinierung im Normalbetrieb und im Notfall.
- Die mit Verordnung 713/2009/EG etablierte Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden trägt zu Versorgungssicherheit insbesondere durch die Beobachten der paneuropäischen und regionalen Zusammenarbeit der Übertragungsnetzbetreiber, die Koordination der Arbeit der Regulierungsbehörden und die Aussprache von einschlägigen Empfehlungen bei. So überwacht sie z. B. die Durchführung der gemeinschaftsweiten Netzentwicklungspläne und untersucht ggf. Gründe für die Nichtumsetzung von Maßnahmen.

Zusammengefasst sind angestrebte Verbesserungen auf dem Gebiet der Versorgungssicherheit ein wesentlicher Bestandteil der Regelungen des dritten Energiebinnenmarktpaketes. Als förderlich für die Versorgungssicherheit können sich insbesondere die verbesserte und institutionalisierte Zusammenarbeit der Übertragungsnetzbetreiber einschließlich der gemeinschaftsweiten Netzentwicklungspläne sowie, im Falle einer unangemessenen und eigenverantworteten Investitionszurückhaltung der Netzeigentümer, die erweiterten Kompetenzen der nationalen Regulierungsbehörden bzgl. Netzausbau und Investitionsentscheidungen erweisen.

Zu berücksichtigen ist allerdings, dass die erhöhten Koordinations- und Kooperationsanforderungen bei den Netzbetreibern nicht unerheblichen Aufwand verursachen und in großem Umfang zusätzliche personelle und finanzielle Ressourcen binden. Damit dies nicht kontraproduktiv mit Blick auf die Gewährleistung von Versorgungssicherheit wirkt, haben die nationalen Ordnungsrahmen dafür Sorge zu tragen, dass entsprechende Kosten bei der Berechnung der Netzentgelte in Ansatz gebracht werden können.

7.2 Kritische Infrastrukturen

Die Richtlinie über die Ermittlung und Ausweisung europäischer kritischer Infrastrukturen und die Bewertung der Notwendigkeit, ihren Schutz zu verbessern (2008/114/EG) vom De-

zember 2008 zielt auf eine Stärkung der Prävention, Abwehrbereitschaft und Reaktionsfähigkeit in Europa in Bezug auf terroristische Anschläge gegen kritische Infrastrukturen⁶³. Einer der beiden Sektoren, die für die Umsetzung der Richtlinie gewählt wurden, ist der Energiesektor und dabei, aufgrund seiner herausragenden Bedeutung für die Funktionalität des Elektrizitätsversorgungssystems, der Bereich der Stromerzeugung und -übertragung. Die Richtlinie verlangt, dass die Mitgliedsstaaten sogenannte europäische kritische Infrastrukturen (EKI) nach einheitlichen Kriterien ermitteln, ausweisen, Vereinbarungen mit anderen von dieser EKI potenziell betroffenen Mitgliedsstaaten treffen und insbesondere für die Erstellung von Sicherheitsplänen zum Schutz der kritischen Anlagen und deren regelmäßige Prüfung Sorge tragen. Dabei ist vom Eigentümer/Betreiber einer EKI zwingend ein Sicherheitsbeauftragter als Kontaktstelle zum Mitgliedsstaat zu benennen. Der Kommission sind in zweijährigem Rhythmus Berichte über Arten von Risiken, Bedrohungen und Schwachstellen in Zusammenhang mit EKI zu übermitteln.

Da die Informationen über EKI geheimhaltungsbedürftig sind und als Verschlusssache behandelt werden, liegen uns keine detaillierten Informationen zu den entsprechenden Prozessen in der Bundesrepublik Deutschland vor.

Mit Blick auf die Netzregulierung ist jedoch zu berücksichtigen, dass mit der Behandlung von EKI verbundene Aufwendungen von besonderer Relevanz für die Versorgungssicherheit sind und deshalb als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile eingestuft werden sollten.

7.3 Transeuropäische Netze

Im Vertrag zur Gründung der Europäischen Gemeinschaft ist der Auf- und Ausbau leistungsfähiger transeuropäischer Netze, insbesondere im Bereich der Energieversorgung, ausdrücklich festgeschrieben. Es handelt sich somit um Primärrecht der Europäischen Union.

Die genaue Ausgestaltung hinsichtlich Zielen, Prioritäten und Aktionen ist in Leitlinien festgehalten. Diese wurden 1996 erstmalig aufgestellt und 2003 und wiederum 2006 aktualisiert. Aktuelle Rechtsgrundlage ist die Entscheidung Nr. 1364/2006/EG des Europäischen Parlamentes und des Rates vom September 2006.

⁶³ vgl. Präambel zur Richtlinie 2008/114/EG

Erklärte Ziele des TEN-E Programms sind dabei die Schaffung eines offeneren und wettbewerbsintensiveren Energiebinnenmarktes, die Erreichung des 2002 zwischen den Mitgliedsstaaten vereinbarten Verbundgrades (Verhältnis von Importkapazität und inländischer Produktionskapazität) sowie ausdrücklich die Förderung der Sicherheit der Energieversorgung, für die sich die internationale Vernetzung als zunehmend relevant erweist.

Zur Erreichung dieser Ziele sieht das Programm verschiedene konkrete Aktionen vor:

- Im Rahmen der Leitlinien-Entscheidungen werden Vorhaben von gemeinsamem Interesse, vorrangige Vorhaben und Vorhaben von europäischem Interesse identifiziert und festgeschrieben. Voraussetzung für die Einstufung eines Vorhabens als von gemeinsamem Interesse sind ein Beitrag zur Erreichung der Ziele der TEN-E (inkl. Versorgungssicherheit) sowie die vermutete wirtschaftliche Tragfähigkeit des Projektes. Aus dem Kreis der Vorhaben von gemeinsamem Interesse werden vorrangige Vorhaben in Form von Achsen identifiziert, die für das wirksame Funktionieren des Binnenmarkts, die Sicherheit der Energieversorgung und die Erschließung erneuerbarer Energiequellen wesentlich sind. Einzelne diesen Vorrangachsen zugeordnete Vorhaben, die entweder grenzüberschreitend sind oder besondere Auswirkungen auf den grenzüberschreitenden Stromtransport haben, werden zu Vorhaben von europäischem Interesse erklärt. Sie werden bei der nachfolgend beschriebenen Förderung und Unterstützung durch das TEN-E Programm prioritär behandelt. Gleichzeitig sollen EU und Mitgliedsstaaten möglichst günstige Rahmenbedingungen für diese Vorhaben schaffen, z. B. durch Erleichterung der Durchführung von Genehmigungsverfahren.
- TEN-E stellt Fördermittel in Höhe von etwa 20. Mio. EUR pro Jahr insbesondere für Durchführbarkeitsstudien zur Verfügung. Daran kann sich eine Kofinanzierung der Investitionen über andere Gemeinschaftsinstrumente anschließen.
- Die Kommission überwacht bei den Vorhaben von europäischem Interesse die zeitgerechte Durchführung und kann im Falle eingetretener oder erwarteter Verzögerungen zusätzliche Informationen von den Mitgliedsstaaten verlangen.
- Kommt es zu erheblichen Verzögerungen oder Schwierigkeiten, kann die Kommission im Einvernehmen mit den Mitgliedsstaaten einen Europäischen Koordinator für dieses Vorhaben ernennen, der den grenzüberschreitenden Dialog zum Vorhaben fördern, die natio-

nen Verfahren koordinieren und der Kommission jährlich über den erreichten Fortschritt berichten soll.

In Deutschland gehören zu den Vorhaben von europäischem Interesse derzeit die Leitungen Kassø (DK) – Hamburg/Dollern, Hamburg/Krümmel – Schwerin und Halle/Saale – Schweinfurt. Ihre besondere Priorität wird durch die Aufnahme in den Bedarfsplan des 2009 verabschiedeten Energieleitungsausbaugesetzes reflektiert. Gleichzeitig wird anhand des Beispiels z. B. der Leitung Haale/Saale – Schweinfurt, die für die Entlastung der grenzwertig hoch belasteten Verbindung Remptendorf – Redwitz dringend benötigt wird⁶⁴, deutlich, dass auch die Förderung durch das TEN-E Programm bestehende Hindernisse beim Netzausbau und Verzögerungen bei den Genehmigungsverfahren nicht vermeidet.

Dies gilt für eine Vielzahl von TEN-E Projekten. In ihrem Priority Interconnection Plan⁶⁵ stellt die Kommission 2007 fest, dass 20 von 32 Projekten von europäischem Interesse Verzögerungen unterliegen. Vor diesem Hintergrund hat die EU-Kommission für insgesamt vier Schlüsselvorhaben EU-Koordinatoren bestellt. Deutschland betrifft dabei das Vorhaben „Anschluss von Offshore-Windparks in Nord- und Ostsee“. Diesem ist auch oben erwähntes Leitungsprojekt zugeordnet. Die Arbeit des Koordinators konzentriert sich derzeit jedoch vorwiegend auf Fragen der direkten Anbindung von Offshore-Windparks.

Aktuell plant die EU-Kommission – wie auf der Tagung des Europäischen Rats im März 2009 gefordert und in der Mitteilung zur zweiten Überprüfung der Energiestrategie (2008) und im Grünbuch zu den Energienetzen (2008) angekündigt – die Einführung eines neuen Instruments zur Förderung der Energieversorgungssicherheit und Energieinfrastruktur. Ein entsprechender Kommissionsvorschlag wird noch im Jahr 2010 erwartet. Dabei ist nach aktuellem Diskussionsstand von einer Überarbeitung des TEN-Programms mit verbesserten Möglichkeiten für die europäische Finanzierung wichtiger Energieinfrastrukturprojekte auszugehen.

⁶⁴ vgl. hierzu Abschnitt 3.3.3

⁶⁵ Communication from the commission to the council and the European parliament COM(2006) 846 final, 10. 1. 2007

7.4 Versorgungssicherheits-Richtlinie

Die Richtlinie 2005/89/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 18. Januar 2006 über Maßnahmen zur Gewährleistung der Sicherheit der Elektrizitätsversorgung und von Infrastrukturinvestitionen verpflichtet die Mitgliedsstaaten, Rechts- und Verwaltungsvorschriften in Kraft zu setzen, die einen angemessenen Umfang an Erzeugungskapazität, ein angemessenes Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage sowie einen angemessenen Grad der Zusammenschaltung zwischen Mitgliedsstaaten zum Zwecke der Entwicklung des Binnenmarktes sicherstellen, damit insgesamt die Sicherheit der Elektrizitätsversorgung und das ordnungsgemäße Funktionieren des Elektrizitätsbinnenmarktes gewährleistet werden.

Dabei ist der Zusammenarbeit zwischen nationalen Übertragungssystembetreibern in Fragen der Netzsicherheit sowie bei der Festlegung von Übertragungskapazitäten, der Bereitstellung von Informationen und der Netzmodellierung höchste Bedeutung für Versorgungssicherheit und die Entwicklung des Binnenmarktes beizumessen. Daher sind Bestrebungen zu unterstützen, die einen stabilen Rahmen schaffen, der die Sicherheit der Elektrizitätsversorgung erleichtert und zu Investitionen in neue Verbindungsleitungen insbesondere zwischen den Mitgliedsstaaten führt. Dabei ist das Bestehen angemessener physikalischer Verbindungsleitungskapazitäten, unabhängig davon, ob sie grenzüberschreitend sind oder nicht, eine notwendige Voraussetzung.

Zu betonen ist weiterhin, dass die maximal nutzbaren Übertragungskapazitäten so zu bestimmen sind, dass ihre Vergabe und Nutzung ohne Verstoß gegen die Sicherheitsanforderungen des Netzbetriebs möglich ist. Bei der Kapazitätsberechnung und -zuteilung sollte ferner volle Transparenz gewährleistet werden.

Im Einzelnen sollen nach Art. 3 ein stabiles Investitionsklima gefördert, die Aufgaben und Zuständigkeiten der zuständigen Behörden festgelegt und entsprechende Informationen veröffentlicht werden.

Für die Betriebssicherheit der Netze schreibt Art. 4 vor, dass Übertragungsnetzbetreiber Mindestbetriebsregeln und -verpflichtungen für die Netzsicherheit festlegen. Die Übertragungsnetzbetreiber müssen angemessene technische Übertragungskapazitätsreserven zur Gewährleistung der Betriebssicherheit des Netzes vorhalten und mit den benachbarten Übertragungsnetzbetreibern zusammenarbeiten. In den Vorschriften für die Betriebssicherheit des Netzes ist das Maß an vorhersehbaren Umständen festzulegen, unter denen die Sicherheit aufrech-

tzuerhalten ist. Hierzu gehört insbesondere der rechtzeitige und effiziente Austausch von Informationen. Die Festlegung von Leistungszielen für Netzsicherheit und Versorgungsqualität soll durch die Mitgliedsstaaten oder die zuständigen Behörden genehmigt und ihre Einhaltung überwacht werden.

Nach Art. 5 sollen die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet werden, die Verfügbarkeit angemessener Erzeugungskapazitätsreserven für Ausgleichszwecke zu gewährleisten und/oder gleichwertige marktgestützte Maßnahmen zu beschließen. Eine Förderung neuer Kraftwerkskapazitäten oder neuer Marktteilnehmer wird ausdrücklich zugelassen.

Nach Art. 6 sollen Netzinvestitionen durch einen entsprechenden gesetzlichen Rahmen mit Investitionssignalen für die Deckung der vorhersehbaren Nachfrage und zur Erleichterung der Instandhaltung und Erneuerung der Infrastruktur gefördert werden.

Die Umsetzung der Richtlinie ist in Deutschland inzwischen erfolgt. So greifen z. B. Energieleitungsausbaugesetz und Kraftwerks-Netzanschlussverordnung Elemente der Richtlinie auf. Bzgl. der Vorgaben zur Investitionsförderung gehen andere EU-Staaten allerdings weiter als die Bundesrepublik Deutschland, z. B. werden in Italien für bestimmte vom Wirtschaftsministerium genehmigte Investitionen Renditezuschläge gewährt.

8 Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen

Die durchgeführte Analyse und Bewertung der Versorgungssicherheit in der Elektrizitätsversorgung erlaubt nachfolgende Schlussfolgerungen:

- Eine gesicherte Versorgung mit Elektrizität ist eine wesentliche Voraussetzung für Wirtschaftswachstum und Wertschöpfung in einer Volkswirtschaft und beeinflusst entscheidend die Lebensqualität der Verbraucher. Die Versorgungssicherheit ist deshalb kurz- wie langfristig sicherzustellen.
- Die Auswertung aktueller Analysen, z. B. von ENTSO-E, zeigt, dass die Versorgung erzeugungsseitig in Deutschland aktuell gut gesichert bezeichnet werden kann.
- Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber weisen zwar aktuell keine strukturellen Engpässe entsprechend § 15 (2) StromNZV auf. Dennoch zeigen unsere Analysen, dass die Kapazitäten im deutschen Übertragungsnetz bereits heute an mehreren Stellen und zu einer relevanten Zahl von Zeitpunkten ausgeschöpft sind und die Netze zunehmend an der (n-1)-Grenze betrieben werden. Dabei sind auch betriebliche Reserven bereits weitgehend aufgebraucht, so dass ein weiterer Belastungsanstieg nicht akzeptabel ist, ohne die Sicherheit des Gesamtsystems zu gefährden.
- Vor diesem Hintergrund erscheint die kurzfristige Umsetzung geplanter Netzausbaumaßnahmen für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit entscheidend. Als kritisch sind dabei zum Teil mehrjährige Verzögerungen bei wesentlichen Netzausbauprojekten (z. B. der dena-Netzstudie I) einzustufen. Politik und Aufsichtsbehörden sollten die Wirksamkeit eingeleiteter Maßnahmen zur Beschleunigung des Übertragungsnetzausbaus (z. B. EnLAG) in engen zeitlichen Abständen überprüfen und ggf. ergänzende Maßnahmen ergreifen.
- Mit Blick auf den Zeitraum bis 2015 ist unter Berücksichtigung der aktuell erwarteten Kraftwerkszubauten von rd. 15 GW genügend Erzeugungskapazität vorhanden, um die Jahreshöchstlast in Deutschland sicher zu decken. Für den Fall einer Laufzeitverlängerung von Kernkraftwerken ist dies – allein auf Basis der heute bereits absehbaren Kraftwerkszubauten – bis etwa zum Jahr 2020 der Fall.
- Für die Zeit nach 2015 bei Kernenergieausstieg und nach 2020 bei Laufzeitverlängerung ist ein zunehmender und bis 2030 erheblicher Bedarf an zusätzlicher Erzeugungsleistung

zu erwarten. Dieser Kapazitätsbedarf lässt aus heutiger Sicht noch genügend zeitlichen Spielraum für entsprechende Investitionen, die – abhängig von der sich in den kommenden Jahren einstellenden Stromnachfrageentwicklung – nach 2015 getätigt werden können. Dabei wird etwa ab 2020 eine Anpassung des Marktdesigns in der Stromerzeugung erforderlich machen, um die Wirtschaftlichkeit der zusätzlich benötigten gesicherten Kraftwerksleistung zu gewährleisten und die erforderlichen Investitionsanreize entstehen zu lassen. Hier besteht weiterer Untersuchungsbedarf.

- Die erwarteten Entwicklungen im Erzeugungsbereich führen zu einem weiteren Anstieg des Transportbedarfs im Übertragungsnetz und begründen signifikanten Netzausbaubedarf. Die durchgeführten Simulationen zeigen, dass die bis 2015 geplanten Netzausbaumaßnahmen im Umfang von ca. 1400 Stromkreiskilometern 380 kV geeignet sind, das Auftreten struktureller Engpässe bis zu diesem Zeitpunkt zu vermeiden. Dies erfordert jedoch unbedingt ihre zeitgerechte Umsetzung. Im Zeithorizont bis 2030 ist darüber hinaus erheblicher zusätzlicher Netzausbaubedarf erkennbar, dessen tatsächliches Volumen stark von den noch unsicheren energiewirtschaftlichen Entwicklungen abhängt. Die durchgeführten Simulationen lassen eine Untergrenze des Ausbaubedarfs im Zeithorizont von 2015-2030 von ca. 5000 Stromkreiskilometern 380 kV als wahrscheinlich erscheinen. Dabei vermag die Nutzung innovativer Übertragungstechnologien wie der Hochspannungsgleichstrom-Übertragung zwar den Ausbaubedarf im 380-kV-Drehstrom-Freileitungsnetz zu begrenzen, führt aber tendenziell nicht zu einer Reduktion des gesamten Ausbaubedarfs. Der Vergleich der untersuchten Szenarien Kernkraftwerks-Laufzeitverlängerung und Kernenergieausstieg zeigt eine tendenziell geringere Netzbelastung und damit zumindest einen zeitlichen Aufschub eines Teils des Netzausbaubedarfs im Falle einer Laufzeitverlängerung.
- Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber haben in den vergangenen Jahren vielfache Anstrengungen unternommen, durch verstärkte Kooperation und Koordination untereinander und mit den Betreibern benachbarter europäischer Übertragungsnetze die Netzsicherheit zu stärken, kritische Situationen frühzeitig zu erkennen und zu beherrschen. Diese Bestrebungen sind angesichts der steigenden Anforderungen an die Übertragungsnetze von höchster Bedeutung für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit.
- Trotz der ergriffenen Anstrengungen sind jedoch verstärkte Risiken für die sichere Systemführung der Übertragungsnetze zu erkennen. Dies belegt u. a. der kontinuierlich stei-

gende Bedarf an Eingriffen gemäß § 13 (1) EnWG und insbesondere nach Notmaßnahmen gemäß § 13 (2) EnWG. Jüngste Ereignisse, die solche Notmaßnahmen erfordert haben, zeigen – über die zügige Realisierung des Netzausbaus hinaus – Handlungsbedarf auf mehreren Feldern. Dies betrifft z. B. die Frage der Sicherstellung einer ausgeglichenen Systembilanz in Starkwind-/Schwachlastsituationen, die Ermittlung der notwendigen Mindesteinspeisung direkt an das Übertragungsnetz angeschlossener Erzeugungseinheiten einschließlich der Möglichkeiten zur Beurteilung im Systembetrieb sowie die Verbesserung der Daten- und Informationslage für die systemverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber. Perspektivisch sind darüber hinaus die Notwendigkeit geeigneter Allokationssignale für eine lastnahe Positionierung von Erzeugungsanlagen und die Angemessenheit des (n-1)-Kriteriums zur Beurteilung der Netzsicherheit angesichts deutlich gesteigener Transportanforderungen zu diskutieren.

- Regelungen und Vorgaben aus der EU-Politik, insbesondere, aber nicht ausschließlich aus dem dritten Energiebinnenmarktpaket, beeinflussen in vielfältiger Weise auch die Versorgungssicherheit und zielen hier auf wirksame Verbesserungen, z. B. durch die Institutionalisierung der Zusammenarbeit der Übertragungsnetzbetreiber in ENTSO-E, die Etablierung EU-weiter Netzentwicklungspläne und die Vorgabe zur Entwicklung allgemein verbindlicher Netzkodizes. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass den Übertragungsnetzbetreibern aufgebene und grundsätzlich sinnvolle zusätzliche Aufgaben und Abstimmungsschritte zu Zusatzaufwendungen führen, deren Erstattung über die Netzentgelte gewährleistet sein muss.

Literatur

- [1] Zollenkopf, K.
Diskussionsbeitrag zur Cigré-Tagung 1968, Gruppe 32,
ETZ Bd. 89 (1968), S. 724,
- [2] Anderson, P.L./Geckil,I.K. (2003)
Northeast Blackout Likely to Reduce US Earnings by \$6.4 Billion
Working Paper 2003-2 der Anderson Economic Group
- [3] Energy Information Administration
International Energy Annual 2006
<http://www.eia.doe.gov/iea/>
- [4] ICF Consulting (2003)
The Economic Cost of the Blackout: An issue paper on the Northeastern Blackout, August 14, 2003
<http://www.icfconsulting.com/energy>
- [5] U.S. Department of Energy (2003)
Transforming the Grid to Revolutionize Electric Power in North America
Presentation of Jimmy Glotfelty on December 11, 2003
- [6] de Nooij, M. et al.
The Value of Supply Security
SEO Discussion Paper No. 35, Amsterdam, 2005
- [7] Baarsma, B. et al.
Valuation of the Quality of the Electricity Grid – Power Outages Have a Price Too
SEO Discussion Paper No. 41, Amsterdam, 2005

- [8] Markus Bliem, Institut für Höhere Studien Kärnten
Eine makroökonomische Bewertung zu den Kosten eines Stromausfalls im österreichischen Versorgungsnetz
Diskussionspapier des IHSK, 2005
- [9] E-Control
Ausfalls- und Störungsstatistik für Österreich
Ergebnisse 2008 - korrigierte Fassung, 31.08.2009, www.e-control.at
- [10] Council of European Energy Regulators (CEER)
4th Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply
2008
- [11] Consentec, Frontier Economics
Gutachten zur Bewirtschaftung möglicher interner Engpässe im deutschen Übertragungsnetz (Energie)
Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur, Aachen/Köln, 2008,
www.bundesnetzagentur.de, 10.04.2008
- [12] UCTE
Statistical Yearbook 2007
www.entsoe.eu
- [13] B. R. Oswald
380-kV-Salzburgleitung – Auswirkungen der möglichen (Teil)Verkabelung des Abschnittes Tauern-Salzach neu
Gutachten des Institut für Energieversorgung und Hochspannungstechnik Universität Hannover im Auftrag von Energie-Control GmbH, Hannover, 2007, www.e-control.at
- [14] European Network of Transmission System Operators for Electricity (2009)
System Adequacy Forecast 2009-2020
<http://www.entsoe.eu/resources/-publications/ce/systemadequacy/>
- [15] European Energy Exchange (2009)
Historie der Spot-Preise an der EEX
<http://www.eex.com/de>

- [16] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2009)
60 Kraftwerke im Bau oder in Planung
<http://www.bdew.de>
- [17] Energy Information Administration (2009)
Annual Energy Outlook, Trends in Economic Activity
<http://www.eia.doe.gov/-oiaf/aeo/index.html>.
- [18] Bundesministerium der Justiz (2009)
Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung
http://bundesrecht.juris.de/kwkg_2002/index.html
- [19] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2009)
Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland – Leitszenario 2009
http://www.bmu.de/erneuerbare_energien/-downloads/doc/20095.php
- [20] Bundesamt für Strahlenschutz (2009)
Erfassung und Dokumentation der in den deutschen Kernkraftwerken erzeugten Strommengen
<http://www.bfs.de/de/kerntechnik/strommengen.html>
- [21] EWI (2007)
Energieszenarien für den Energiegipfel 2007
<http://www.ewi.uni-koeln.de>
- [22] Frontier Economics und Consentec
Notwendigkeit und Ausgestaltung geeigneter Anreize für eine verbrauchsnahe und bedarfsgerechte Errichtung neuer Kraftwerke
Gutachten für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie,
<http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/anreize-errichtung-neuer-kraftwerke-abschlussbericht,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf> (01.03.2010)

[23] T. Hartmann

Bewertung von Kraftwerken und Verträgen im liberalisierten Strommarkt

Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Band 114, Klinkenberg, Aachen, 2007

[24] Mirbach, Tobias

Marktsimulationsverfahren zur Untersuchung der Preisentwicklung im europäischen Strommarkt

Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Band 128, Klinkenberg, Aachen, 2009