

Stellungnahme zum

Netzentwicklungsplan Strom 2012

Dr. Michael Berndt, Juli 2012

(Kontakt: michael.berndt3@ewetel.net)

Inhaltsverzeichnis

	Seite
1 Vorbemerkung	2
2 Der Brutto-Inlandsstromverbrauch in der Bundesrepublik Deutschland von 2004-2011 und Prognosen für die zukünftige Verbrauchsentwicklung	3
3 Die Entwicklung der Netto-Engpassleistung konventioneller Kraftwerke in der Bundesrepublik Deutschland vom 1. Quartal 2012 bis 1. Quartal 2015	7
4 Der geplante Zu- und Abbau konventioneller Kraftwerksleistung in Deutschland bis zum Jahr 2022	8
5 Die prognostizierte installierte Leistung regenerativer Energieerzeugung in Deutschland bis zum Jahr 2022	10
6 Maßnahmen der Netzstabilisierung	11
7 Stromtrassenaus- und neubau	13
8 Zusammenfassung	15
Quellenverzeichnis	17

1 Vorbemerkung

„Berlin. Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW leisten einen wichtigen Beitrag zur Umsetzung der Energiewende in Deutschland. Dazu gehört auch der Entwurf zu einem gemeinsamen Netzentwicklungsplan, den sie heute in Berlin vorstellen. Sie geben damit den Startschuss für dessen öffentliche Konsultation. Der im Auftrag des Gesetzgebers berechnete und mit den Konsultationsergebnissen überarbeitete Netzentwicklungsplan ist die Basis für den Bundesbedarfsplan, mit dem der Gesetzgeber den vordringlichen Netzausbau für die kommenden Jahre festlegt...

... Der Netzentwicklungsplan beschreibt den Übertragungsbedarf zwischen Anfangs- und Endpunkten. Konkrete Trassenkorridore werden erst in der Bundesfachplanung durch die Bundesnetzagentur, beziehungsweise in der Raumordnung durch die Genehmigungsbehörden der Bundesländer festgelegt...

... Der vorliegende Entwurf des Netzentwicklungsplans wird von den Übertragungsnetzbetreibern vom 30. Mai bis 10. Juli 2012 zur öffentlichen Konsultation gestellt (www.netzentwicklungsplan.de) und durch zahlreiche Informations- und Dialogveranstaltungen für Stakeholder begleitet. Beiträge aus den Konsultationen fließen in den zweiten Entwurf zum Netzentwicklungsplan 2012 ein. Die Übertragungsnetzbetreiber hoffen auf eine engagierte Konsultation...“ (1)

Im Rahmen dieser öffentlichen Konsultation nehme ich im Folgenden Stellung.

2 Der Brutto-Inlandsstromverbrauch in der Bundesrepublik Deutschland von 2004-2011 und Prognosen für die zukünftige Verbrauchsentwicklung

Die folgende Tabelle zeigt den Brutto-Inlandsstromverbrauch (einschließlich der Netzverluste und des Eigenverbrauchs) in der Bundesrepublik Deutschland in den Jahren 2004 bis 2011. Der Wert für das Jahr 2011 ist dabei eine vorläufige Angabe:

Brutto-Inlandsstromverbrauch	
Jahr	[Mrd. kWh]
2004	608,0
2005	612,1
2006	617,2
2007	618,1
2008	614,6
2009	578,1
2010	610,4
2011	608,5

Tab. 1: Der Brutto-Inlandsstromverbrauch in der Bundesrepublik Deutschland

[Quelle: Statistisches Bundesamt, Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie; BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.; AG Energiebilanzen – Stand 15.02.2012; (2)]

Man erkennt, dass der Brutto-Inlandsstromverbrauch in der Bundesrepublik Deutschland 2011 vergleichbar mit dem Verbrauch des Jahres 2004 ist und in den letzten acht Jahren zwischen 618,1 und 578,1 Mrd. kWh schwankte.

In der „Auswertung Kraftwerksliste Bundesnetzagentur (alle netz- und Umspannebenen; Nettoleistung $\geq 10 \text{ MW}$ “ mit Stand vom 04.05.2012 (8) gibt die Bundesnetzagentur folgende aktuelle Summen der Netto-Engpassleistung für verschiedene Energieträger an (die Netto-Engpassleistung ist die Dauerleistung einer Erzeugungseinheit, die nach Abzug der für den Betrieb benötigten Eigenverbrauchsleistung unter Normalbedingungen erreichbar ist (6)):

Summe von Netto-Engpassleistung (elektrisch) in MW		Status des Kraftwerkes	
	Energieträger	"Kaltreserve"	in Betrieb
Abfall			460
Braunkohle		383	16831
Deponegas			10
Erdgas		940	19772
Grubengas			82
Kernenergie			12068
Mehrere Energieträger		3	10271
Mineralölprodukte		20	3103
Steinkohle		755	21514
Gesamtergebnis:		2101	84111

Tab. 2: Die aktuelle Summe der Netto-Engpassleistung verschiedener Energieträger von Kraftwerken mit einer Leistung $\geq 10 \text{ MW}$ (Stand vom 04.05.2012)

In Betrieb sind damit mit Stand vom 4. Mai diesen Jahres in der Bundesrepublik Kraftwerke mit einer gesamten Netto-Engpassleistung von 84,111 GW, ohne die Berücksichtigung von Pumpspeicherwerken, Laufwasser-Kraftwerken, Biomasse, solaren Energieträgern, Speicherwasser-Anlagen (ohne Pumpspeicherwerke) und Onshore- oder Offshore-Windenergieanlagen. Mit einer jährlichen Betriebsstundenzahl von 7800 (das Jahr hat 8760 Stunden), die Raum für Revisionen oder Reparaturen lässt, ließen sich allein mit diesen Kraftwerken 656 Mrd. kWh Strom erzeugen. Zusätzlich besteht noch eine Netto-Engpassleistung in einer Höhe von 2101 MW als „Kaltreserve“, die im Bedarfsfall aktiviert werden kann. Der Brutto-Inlandsstromverbrauch im Jahr 2007 als höchster Wert in den letzten 8 Jahren betrug 618,1 Mrd. kWh (siehe oben).

Für die zu berücksichtigende Höchstlast (oder „Spitzenlast“) gehen die vier Übertragungsnetzbetreiber in dem „Szeniorahmen für den Netzentwicklungsplan 2012 – Eingangsdaten der Konsultation“ mit Stand vom 18. Juli 2012 (9) in der Tabelle 4 auf Seite 6 von einem Wert von 83 GW (Gigawatt) aus – sowohl für den Referenzwert aus dem Jahr 2010 als auch für das Jahr 2022 in dem Leitszenario B. Es wird also nicht von einem steigenden Höchstlastwert ausgegangen.

Die Summe der Netto-Engpassleistung des oben beschriebenen Kraftwerksparks liegt mit 84,111 GW über dem Höchstlastwert, zusätzlich steht noch eine Kaltreserve von 2,101 GW zur Verfügung, so dass bereits dieser Kraftwerkspark zusätzlich eine Sicherheitsleistung von 3,212 GW zur Verfügung stellt. Die Bundesnetzagentur führt eine Liste von Bestandskraftwerken: „Durch Einarbeitung von EEG Anlagen ab 10 MW, insbesondere Windenergie (Onshore-Anlagen), sind zwischenzeitlich ca. 400 Kraftwerksblöcke in der Kraftwerksliste gegenüber der erstmaligen Erhebung ergänzt worden. Die Liste der Bestandskraftwerke (Stand 25. April 2012) umfasst derzeit 1078 Kraftwerke mit einer Gesamtleistung von ca. 110,7 GW. Hiervon sind aktuell 1062 Kraftwerksblöcke mit einer Gesamtleistung von ca. 108,1 GW in Betrieb“ (22, Seite 33).

In dem „Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung“ vom 28. September 2010 heißt es auf Seite 5: „Wir streben an, bis 2020 den Stromverbrauch gegenüber 2008 in einer Größenordnung von 10 % und bis 2050 von 25 % zu vermindern.“ (3). Auch die Deutsche Energie-Agentur geht in ihrer aktuellen Studie „dena-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Ausblick 2025.“ (4) auf Seite 6 von einem sinkenden Strombedarf aus:

„Des Weiteren werden in der dena-Netzstudie II folgende Annahmen getroffen, die sich gegenüber den Zielen des Energiekonzepts vom 28.09.2010 wie folgt darstellen:

**Entwicklung der
Stromnachfrage**
bis 2020: -8 %“

(Auszug aus Tabelle 1: Gegenüberstellung zentraler Annahmen der dena-Netzstudie II und Energiekonzept 2010).

Im „NETZENTWICKLUNGSPLAN STROM 2012 ENTWURF DER ÜBERTRAGUNGS-NETZBETREIBER“ (5) stellen die Übertragungsnetzbetreiber auf S. 29 bis 31 fest:

„Ebenso wie bei der Entwicklung der Speicherleistung gibt es Unsicherheiten bei der Entwicklung des Energiebedarfs der Endverbraucher. Ein Rückgang der Nachfrage kann durch Energieeffizienzmaßnahmen im Bereich des Stromeinsatzes stattfinden, eine Steigerung der Nachfrage kann durch Ersatz von Primärenergieträgern durch elektrische Energie, z. B. durch

Elektromobilität, verursacht werden. Inwieweit sich diese Trends gegenseitig beeinflussen, ist heute noch nicht vorhersehbar. Die BNetzA genehmigt daher die folgenden Annahmen zu Energie mengen und Leistungen (S. 30):

Nettostromverbrauch	B 2022	535,4 TWh
---------------------	--------	-----------

(aus: Tabelle 4: Nettostromverbrauch in den genehmigten Szenarien - Quelle:
genehmigung des Szenariorahmens für den NEP Strom, BnetzA
(Bundesnetzagentur), 21.12.2011)

B 2022 ist das genehmigte Leitszenario für das Jahr 2022 mit einem Stromverbrauch von 535,4 TWh (Terawattstunden), der 535,4 Mrd. kWh entspricht. Und auf Seite 31 wird erläutert: „Die Quelle „BDEW Stromzahlen 2011“ weist einen Netto-Stromverbrauch von 530 TWh für das Jahr 2010 aus. Dieser wurde jedoch im Rahmen der Ermittlung der EEG-Umlage 2012 auf 535,4 TWh für das Jahr 2010 aktualisiert.“ Für das Jahr 2022 wird im Leitszenario B also von einem im Vergleich zum Jahr 2010 gleichbleibenden Nettostromverbrauch ausgegangen.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass sowohl die politischen Akteure als auch die Übertragungsnetzbetreiber in ihrem Netzentwicklungsplan Strom 2012 nicht von einem gestiegenen Stromverbrauch im Jahr 2022 ausgehen, ebenso wenig wie von einem steigenden Höchstlastwert. Allein der aktuelle Kraftwerkspark in der Bundesrepublik Deutschland (Kraftwerke ≥ 10 MW) ohne Berücksichtigung von Pumpspeicherwerken, Laufwasser-Kraftwerken, Biomasse, solaren Energieträgern, Speicherwasser-Anlagen (ohne Pumpspeicherwerke) und Onshore- oder Offshore-Windenergieanlagen und ohne Berücksichtigung der aktuellen Kaltreserve dieses Kraftwerksparks könnte bei 7800 jährlichen Betriebsstunden 656 Mrd. kWh Strom als Netto-Engpassleistung erzeugen – also deutlich mehr als in den letzten 8 Jahren jährlich verbraucht wurde oder nach den aktuellen Prognosen bis zum Jahr 2022 als jährlicher Bedarf abgeschätzt wird. Außerdem deckt er mit einer Leistung von 84,1 GW den prognostizierten Höchstlastwert von 83 GW ab und bietet inklusive der zur Verfügung stehenden Kaltreserve sogar noch eine Sicherheitsleistung von 3,2 GW. Anhand der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur mit Stand vom 25. April 2012 waren sogar insgesamt 1062 Kraftwerksblöcke (≥ 10 MW) mit einer Gesamtleistung von ca. 108,1 GW in Betrieb.

3 Die Entwicklung der Netto-Engpassleistung konventioneller Kraftwerke in der Bundesrepublik Deutschland vom 1. Quartal 2012 bis 1. Quartal 2015

Die Netto-Engpassleistungen konventioneller Kraftwerke in der Bundesrepublik werden gemäß der gesetzlichen Veröffentlichungspflichten von den Übertragungsnetzbetreibern bei der EEX (European Energy Exchange AG) in Leipzig veröffentlicht. Die folgende Tabelle zeigt die von den Übertragungsnetzbetreibern angegebene Entwicklung der Netto-Engpassleistung bis zum Jahr 2014 mit Stand vom 22.06.2012 für Anlagen mit einer installierten Erzeugungskapazität ≥ 100 Megawatt(7):

Installierte Nettoengpassleistung konventionell (Kraftwerke ≥ 100MW)			
Jahr	2012	2013	2014
Energieträger			
Braunkohle	18883	21593	21591
Öl	1166	1400	1380
Gas	17156	18119	18138
Steinkohle	23550	26457	27026
Kernkraft	12078	12078	12078
Summe:	72833	79647	80213

Tab. 3: Die Entwicklung der installierten konventionellen Nettoengpassleistung nach Angaben der Übertragungsnetzbetreiber bis zum Jahr 2014 in MW

Für das Jahr 2011 wird dort eine installierte Netto-Engpassleistung von 71417 MW angegeben. Nach einem Zubau von 1416 MW im Jahr 2012 werden im Jahr 2013 6814 MW konventionelle Netto-Engpassleistung zugebaut. Für das Jahr 2014 wurde eine zusätzliche Leistung in Höhe von 566 MW veröffentlicht. Auch in der „Kraftwerksliste Bundesnetzagentur zum erwarteten Zu- und Rückbau 1. Quartal 2012 bis 31.03.2015“ (Stand 04. Mai 2012) für Kraftwerke mit einer Netto-Leistung ≥ 10 MW (10) benennt die Bundesnetzagentur einen Zubau an konventioneller Kraftwerksleistung (Abfall, Braunkohle, Steinkohle, Erdgas, Mineralölprodukte, Pumpspeicher und „mehrere Energieträger“) bis zum 31.03.2015 in Höhe von 12324 MW und einen Rückbau in Höhe von 6568 MW – insgesamt also eine Erhöhung der konventionellen Kraftwerksleistung von 5756 MW. Eine solche Erhöhung entspricht der Leistung von vier Kernkraftwerken von der Leistung, wie sie in Deutschland noch in Betrieb sind.

Bevor Ende 2015 das nächste Kernkraftwerk in Deutschland abgeschaltet werden soll (11), ist es also geplant, in Deutschland noch eine konventionelle Kraftwerksleistung in der Größenordnung von vier Kernkraftwerken neu zu installieren.

4 Der geplante Zu- und Abbau konventioneller Kraftwerksleistung in Deutschland bis zum Jahr 2022

Die folgenden Tabelle zeigt den aktuellen Stand des geplanten Zu- und Abbaus konventioneller Kraftwerksleistung in den einzelnen Bundesländern und in der Summe bis zum Jahr 2022 (MW):

Tab. 4: Die geplante Entwicklung der konventionellen Kraftwerksleistung bis zum Jahr 2022 in MW (AKW = Kernkraftwerk, GKW = Gaskraftwerk, KKW = (Stein-)Kohlekraftwerk); Quellen: (10), Kernkraftwerke (11), GKW Leipheim (12), GKW Haiming (13), KKW Staudinger/Großkotzenburg (14), GKW Chempark Krefeld-Uerdingen (15), GKW Kraftwerk Lausward (16), GKW Arzberg (17), GKW Bocholt (18)

Insbesondere in Nordrhein-Westfalen wird zunächst bis zum Jahr 2015 noch eine konventionelle Kraftwerksleistung von 3710 MW und danach noch in Höhe von 2035 MW zugebaut. Bis zum Jahr 2020 wird insgesamt eine konventionelle Kraftwerksleistung von 6565 MW in Deutschland zugebaut und nach dem Abschalten der letzten Kernkraftwerke im Jahr 2022 ergibt sich lediglich ein Defizit von 677 MW konventioneller Kraftwerksleistung.

Für die Entwicklung der dargebotsunabhängigen (konventionellen) Kraftwerkskapazitäten für den Raum Frankfurt (Main) und südlicher erwartet die Bundesnetzagentur bis zum Jahr 2014 ein sinkendes Angebot: „Nach den aktuellen Einschätzungen ist jedoch für den Zeitraum 2012 bis 2014 eine gesamte Reduzierung um 791 MW als Saldo von Zu- und Rückbau in Süddeutschland zu erwarten. Bereits im Jahr 2012 kann nach dem derzeitigem Kenntnisstand der Bundesnetzagentur in Süddeutschland von einer Reduzierung in Höhe von 513 MW im Saldo ausgegangen werden. 2013 sollte die Kraftwerkssituation nach den derzeitigen Ankündigungen aus Süddeutschland vermutlich fast unverändert bleiben (plus 32 MW im Saldo), bevor für das Jahr 2014 eine weitere Reduzierung von 310 MW im Saldo erwartet wird“ (24, Seite 39). Sofern dieses nicht ausreichend durch den Zuwachs an regenerativer Stromerzeugung in Süddeutschland ausgeglichen werden kann, sollte ein Ausgleich über die stark wachsende dargebotsunabhängige Kraftwerksleistung in NRW möglich sein.

Die Leistung der noch in Betrieb befindlichen neun deutschen Kernkraftwerke wird also nach der jetzigen Planung durch den Zubau von konventioneller Kraftwerksleistung nahezu ausgeglichen. Durch den bereits in diesem Jahr begonnenen deutlichen Zubau an konventioneller Kraftwerksleistung in Deutschland ist zukünftig ein „Versorgungsengpass“ nicht zu erwarten. Es ergibt sich sogar – in Bezug auf die Entwicklung der konventionellen Kraftwerksleistung zur Stromerzeugung - die Möglichkeit einer frühzeitigen Abschaltung der Kernkraftwerke.

5 Die prognostizierte installierte Leistung regenerativer Energieerzeugung in Deutschland bis zum Jahr 2022

In ihrem Szenariorahmen für den „Netzentwicklungsplan 2012 – Eingangsdaten der Konsultation“ vom 18. Juli 2012 (19) legen Übertragungsnetzbetreiber im Szenario C folgende installierte Leistungen in GM (Gigawatt) für die Erzeugung erneuerbarer Energien in den einzelnen Bundesländern zu Grunde (gegenüber dem Szenario B „werden für das Szenario C Anpassungen bei den Windenergieanlagen an Land in Baden-Württemberg und bei den Windenergieanlagen in der Nordsee mit Anschluss an das Übertragungsnetz in Niedersachsen und Schleswig-Holstein vorgenommen. Für Baden-Württemberg wurde die Leistung der Windenergieanlagen an Land aufgrund neuer Erkenntnisse zur regional erwarteten Benutzungsdauer der Nennleistung angepasst...“, (19, Seite 5)):

Bundesland	Jahr	2022	2022	2022	2022
		WEA onshore	WEA offshore	Photovoltaik	Biomasse
	MW	MW	MWP	MW elektr.	
Baden-Württemberg		4500		7000	800
Bayern		2400		16000	1500
Berlin		100		200	200
Brandenburg		7000		1600	2700
Bremen		200		0	0
Hamburg		100		0	100
Hessen		3300		3800	200
Mecklenburg-Vorpommern		2900	3000	200	200
Niedersachsen		14200	12000	3700	1100
Nordrhein-Westfalen		10300		5500	800
Rheinland-Pfalz		1800		2700	200
Saarland		200		500	0
Sachsen		1600		1000	200
Sachsen-Anhalt		6000		1500	300
Schleswig-Holstein		13000	3000	2000	200
Thüringen		2300		1100	200

Tab. 5: Die nach dem oben genannten Szenario C erwartete installierte Leistung Erneuerbarer Energieerzeugung im Jahr 2022 in den einzelnen Bundesländern (WEA = Windenergieanlage, Wert 0 = vermutlich nicht erfasst) Quelle: (19)

Dies ergibt eine gesamte erwartete installierte Leistung von 143400 MW. Die Summe der im Jahr 2011 installierten Leistung für Windenergie und Photovoltaik und im Jahr 2010 installierten Leistung an Biomasse betrug 58275 MW (20, 21). Somit wird noch weiterer Zubau von insgesamt 85125 MW erwartet. Für die südlichen Bundesländer Baden-Württemberg und Bayern ergibt sich dabei ein Zuwachs an installierter Leistung von 4014 bzw. 1716 MW an WEA, 3051 bzw. 7135 MW Photovoltaik und 309 bzw. 573 MW Biomasse bis zum Jahr 2022. Rechnet man diesen Leistungszuwachs in äquivalente Vollaststunden um, so entspricht dies für Baden-Württemberg einem Zuwachs an konventioneller Kraftwerksleistung von ca. 1950 MW und für Bayern von ca. 2750 MW – insgesamt also der Leistung von ungefähr 3,5 Kernkraftwerken.

Damit verfügen die Bundesländer Baden-Württemberg und Bayern im Jahr 2022 über eine ausreichende installierte Leistung an eigener konventioneller und regenerativer Stromerzeugung (siehe Tabelle 4 und 5).

6 Maßnahmen der Netzstabilisierung

Dem „Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2011/2012“ der Bundesnetzagentur vom 03. Mai 2012 ist zu entnehmen: Im Winterhalbjahr 2010/2011 (also vor dem Atommoratorium vom 14. März 2011, in dessen Folge sechs Kernkraftwerke mit einer Nettolleistung von 6035 MW abgeschaltet wurden) mussten 1444 Stunden Redispachmaßnahmen durchgeführt werden (22, Seite 17).

[„Im energiewirtschaftlichen Kontext ist unter dem sogenannten Redispaching (oder kurz: Redispach) die präventive (ex ante) oder kurative (ex post) Beeinflussung von Erzeugerleistung durch den Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) zu verstehen. Diese hat das Ziel, kurzfristig auftretende Engpässe aus Netzgesichtspunkten zu vermeiden oder zu beseitigen. Daher wird Redispach nur im äußersten (netzbedingten) Notfall, d. h. im Rahmen von unerwarteten bzw. außergewöhnlichen Systemzuständen angewandt. Gesetzliche Grundlage ist unter anderem § 13 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG), der die Systemverantwortung der Betreiber von Übertragungsnetzen behandelt. Grundsätzlich können kraftwerksseitig zwei Formen des Redispachings unterschieden werden. Zum einen kann der ÜNB eine Produktionserhöhung anfordern, was je nach Commodity des betroffenen Kraftwerks – thermisch oder hydraulisch – eine Erhöhung Generator bzw. eine Reduktion Pumpe bedeuten kann. Umgekehrt kann vom ÜNB eine Produktionsreduzierung angefordert werden, was entsprechend einer Reduktion Generator bzw. einer Erhöhung Pumpe gleichkommt. Relevant sind in erster Linie die betroffenen Regelzonen und die zuständigen ÜNB ebenso wie in zweiter Instanz die Kraftwerksstandorte und Kraftwerkstypen. Der Einsatz von Redispach unterliegt jedoch gewissen Randbedingungen, die bei dessen Aktivierung und Bewertung zu berücksichtigen sind. So stellt Redispaching einen aktiven Eingriff in die bestehende, wirtschaftlich optimale Merit-Order des eingesetzten Erzeugungsparks dar. Redispach wird somit nicht als ein marktwirtschaftlich effektives Engpassmanagement betrieben, sondern an erster Stelle steht hier die System- bzw. Netzstabilität.“ (23).]

Und weiterhin: „Die Daten des Winterhalbjahres 2011/12 zeigen, dass die Anzahl der kritischen Netzsituationen insgesamt sehr stark angestiegen ist und insgesamt auch mehr Netzelemente betroffen waren. Das für das Redispach-Maßnahmen herangezogene Volumen ist ebenfalls stark angestiegen“ (22, Seite 18). Die Anzahl der Stunden ist auf 3732 gestiegen (22, Seite 18). „Das Winterhalbjahr 2011/2012 hat gezeigt, dass insbesondere das Netz der 50Hertz starken Belastungen ausgesetzt war. Auch wenn sich die kritischen Netzsituationen nach Anzahl und Umfang deutlich erhöht haben, so waren die deutschen Übertragungsnetzbetreiber aufgrund der vorhandenen Instrumente jederzeit in der Lage, die Situation zu beherrschen“ (22, Seite 20).

In seinem „Hintergrundpapier zur Umstrukturierung der Stromversorgung in Deutschland“ stellt das Umweltbundesamt fest: „Für den folgenden Winter (2012/2013) wird sich die Netzsituation auch nach Einschätzung der Netzbetreiber voraussichtlich wieder entspannen, insbesondere durch die Inbetriebnahme der in Bau befindlichen Erzeugungseinheiten, die Fertigstellung der geplanten Netzverstärkungen und die Errichtung der bereits geplanten Blindleistungskompensationsanlagen (24, Seite 9)“. Weiterhin schlägt es gegebenenfalls noch weitere Maßnahmen vor:

„Neben „klassischen“ Engpassmanagementmaßnahmen sollten zumindest vorübergehend auch weitere Netzsicherheits-Maßnahmen genutzt werden, um kritischen Situationen vorzubeugen. Hierzu zählen:

- Abstimmung und Optimierung der Termine aller Kraftwerks-Revisionen,
- Netzbetriebsoptimierung (wie Leiterseilmonitoring) und abgestimmte Netzbetriebsführung aller ÜNB,

- Nutzung von Speicherkraftwerken zur Netzstützung und Netzentlastung,
- Aktivierung betriebsbereiter Kraftwerke in kritischen Situationen (inkl. von rund 1,6 GW Kaltreserve in Süddeutschland und bisher noch nicht aktivierter kleinerer Kraftwerke im Verteilnetz),
- Überprüfung der kurz vor dem Moratorium von EON getroffenen Entscheidung zur endgültigen Stilllegung Öl-Kraftwerks Pleinting in Süddeutschland mit 0,7 GW,
- Nutzung weiterer Netzsicherheitsmaßnahmen, wie die Regelung der Windeinspeisung.
- Reduzierung von Stromexporten,
- Temporäre Stromimporte nach Süddeutschland zur Verringerung der Belastung im Übertragungsnetz.

Besonders angespannte Situationen treten nur sehr selten und nur über wenige Stunden auf:. So war beispielsweise die Last der allgemeinen Versorgung im gesamten Zeitraum 2008 bis 2010 nur in insgesamt 62 Stunden größer als 75 GW bzw. nur in 8 Stunden größer als 77 GW, während die Höchstlast 80 GW betrug. Diese geringe Stundenzahl ermöglicht zusätzliche Handlungsspielräume:

- Vorübergehende Aktivierung von Notstromsystemen (in Deutschland existieren nach Expertenschätzung mehr als 20 GW an Notstromaggregaten, davon ein großer Anteil an netzgekoppelten Anlagen, insbesondere in den Bereichen Industrie und Gewerbe, die für wenige Stunden im Jahr auch zur Netzstützung aktiviert werden können)
- Nutzung von Lastmanagementpotentialen.

Nach dem derzeitigen Entwurf der Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes erhalten die Netzbetreiber zudem verbesserte Möglichkeiten zur Einflussnahme auf die Betriebsweise der Erzeugungsanlagen. Dies ist aus Sicht des Umweltbundesamtes zu begrüßen. Zudem sollte die Bundesnetzagentur Festlegungen treffen, die es den Übertragungsnetzbetreibern ermöglicht, vorausschauende Verträge mit geeigneten Anbietern von Lastmanagementpotentialen und Notstromaggregaten zu schließen“ (24, Seite 8/9).

Offensichtlich steht ein ausreichender Maßnahmen-Katalog zur Sicherstellung der Stromversorgung auch für angespannte Netzsituationen zur Verfügung.

Dennoch hält auch das Umweltbundesamt weitere Maßnahmen für die Verbesserung der Netzstabilität für erforderlich:

„Mittel- und langfristig muss die Netzstabilität durch weitere Maßnahmen verbessert werden. Hierzu zählen insbesondere:

- Beschleunigte Fertigstellung von in Bau befindlichen Netzabschnitten
 - Ausbau von erzeugungsunabhängigen Anlagen zur Netzstützung (schaltbare Kondensatoranlagen und Kompensationsspulen, FACTS27, Phasenschiebergeneratoren ggf. in Kopplung mit Schwungradspeichern)
 - Beschleunigter Ausbau der Übertragungsnetze
 - Ertüchtigung bestehender und Neubau von Pumpspeicherwerkten
- Die mittel- und langfristig erforderlichen Maßnahmen sollten schnellstmöglich begonnen und umgesetzt werden“(24, Seite 10).

7 Stromtrassenaus- und neubau

In den vergangenen Kapiteln wurde gezeigt, dass in Deutschland bei der Stromversorgung weder ein Versorgungsengpass zu befürchten, noch mit unbeherrschbaren Situationen im Winterhalbjahr zu rechnen ist. Das Erfordernis eines Stromtransportes durch neue Trassen speziell vom Norden in den Süden ist - auch nach dem Abschalten von sechs Kernkraftwerken - aus Versorgungsgründen aufgrund der aktuellen und in den nächsten Jahren steigenden Kraftwerkskapazitäten nicht erkennbar. Auch sind nach dem Abschalten der Kernkraftwerke im vergangenen Jahr keine Produktionseinschränkungen durch unzureichende Stromversorgung öffentlich geworden.

Dennoch ist durch den gewünschten Ausbau der regenerativen Stromerzeugung, insbesondere durch die Stromerzeugung von Offshore-Windparks mit ihrer notwendigen Integration in das Stromnetz und zur Netzstabilisierung in „angespannten“ Situationen ein Um- bzw. Ausbau des Stromnetzes erforderlich. Hierbei sollte allerdings das NOVA-Prinzip (25, Seite 13) verfolgt werden:

1. Die Optimierung bestehender Stromtrassen z.B. durch eine Leistungsflusssteuerung und temperaturabhängigem Leitungsbetrieb,
2. Die Verstärkung bestehender Trassen durch eine Zubeseilung (wenn statisch und geometrisch möglich), ein Upgrade auf höhere Spannungen (220 kV auf 380 kV) und den Einsatz von neuen Hochtemperaturseilen,
3. Der Ausbau von Stromtrassen.

Insbesondere die durch den Einsatz von Hochtemperaturseilen mit geringem Durchhang möglichen wesentlich höheren Übertragungskapazitäten von vorhandenen Stromtrassen (26, 27) sollten vor der Entscheidung über den Bau einer neuen Trasse berücksichtigt werden. Sie sind bereits seit dem Jahr 2005 weltweit im Einsatz und werden inzwischen auch von den vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern getestet. Eine realistische Bedarfsplanung, die Offenlegung von bisherigen Leistungsflusszahlen sowie die Ermittlung einer Steigerung der Übertragungskapazität durch optimierungs- und Verstärkungsmaßnahmen in den bereits bestehenden Stromtrassen sind für die Beurteilung der Notwendigkeit eines Stromtrassenneubaus eine zwingende Voraussetzung.

Die Deutsche Umwelthilfe bemängelt in ihrer Stellungnahme vom 6. Juli 2012 (28) u. a.:

„Das Netz wird bisher unter anderem über rotierende Massen – Generatoren – stabil gehalten und abgesichert. Dazu wird jedoch nur ein geringer Teil der Kraftwerksleistung benötigt. Da jedoch z.B. Braunkohle-Kraftwerke stabil nur im oberen Leistungsspektrum laufen können, wird das Netz auch in Zeiten hoher Windeinspeisung mit eigentlich nicht benötigtem Braunkohlestrom versorgt. Mittelfristig können rotierende Massen zunehmend von elektronischen Bauteilen ersetzt werden, dazu gehören Wechselrichter für EE-Anlagen, aber auch die Konverterstationen an den Enden der HGÜ-Verbindungen. Das hat zur Folge, dass im Netz nicht mehr Übertragungskapazität für z.B. Braunkohle-KW vorgehalten werden muss, sondern diese Leitungen für den Transport von Erneuerbaren Energien genutzt werden können...“

„Fachleute gehen davon aus, dass im Zuge des weiteren dezentralen Zubaus Erneuerbarer Energien auch die Leistungsfähigkeit der Verteilnetze zum Ausgleich von EEStromeinspeisungen

steigt und tendenziell in Richtung einer geringeren Ausbaunotwendigkeit auf der Höchstspannungsebene wirkt. Darüber, ob sich diese Erwartung bestätigt, könnten in absehbarer Zeit Ergebnisse von den derzeit vorbereiteten Verteilnetzstudien Auskunft geben. Die Resultate sollten Eingang finden in die Fortschreibung des derzeitigen NEP...

...Zu einer erhöhten Leistungsfähigkeit der Verteilnetze werden in Zukunft auch stärker als im NEP-Entwurf erwartet dezentrale BHKW mit angeschlossenem Wärmespeicher beitragen... Sie werden nicht mehr wärmegeführt gefahren, sondern stromgeführt und in großer Zahl zu virtuellen Kraftwerken verknüpft. Es ist künftig denkbar, dass stromgeführte Klein-BHKW in großer Zahl auch netzentlastend wirken können.“

Auch der verstärkte Aufbau von nicht öffentlichen Einspeisenetzen würde zu einer Verringerung des Bedarfs an einer Erhöhung der Netzkapazitäten führen (29).

Des weiteren hätte eine Entscheidung für den Bau eines Overlay-Netzes (siehe z.B. (30) oder (31)) maßgeblichen Einfluss auf die Planung neuer erforderlicher Stromtrassen.

Die hier genannten Aspekte einer möglichen Entlastung bzw. geringer als prognostizierten Belastung des Übertragungsnetzes bedingen eine umsichtige schrittweise Planung möglicherweise erforderlicher neuer Stromtrassen.

Für den Neubau von Stromtrassen ist grundsätzlich eine Erdverkabelung vorzusehen – ein Bau von Freileitungen mit einer Auslegung auf 80 Jahre ist weder zeitgemäß noch zukunftsweisend.

Im Netzentwicklungsplan sind verschiedene Trassenprojekte vorgesehen, die auch dem Ausbau des grenzüberschreitenden Stromhandels bzw. der technischen Weiterentwicklung des europäischen Stromübertragungsnetzes dienen (z.B. (32)). „In der derzeitigen Darstellung ist die Feststellung der länder- und grenzüberschreitenden Leitungen nicht in jedem Fall einfach möglich, da Strecken in Einzelabschnitte zerlegt wurden: Beispielsweise die Westtrasse Schleswig-Holstein: die Leitung beginnt nach jetzigem Planungsstand in Brunsbüttel und geht bis Niebüll. Im NEP gibt es die Maßnahme 45, Niebüll-Grenze Dänemark. Das deutet auf eine grenzüberschreitende Leitung hin. Aber es ist unklar, wo diese beginnt“ (28, Seite 10).

Die Finanzierung derartiger Trassenprojekte sollte aus EU-Mitteln erfolgen, damit sie über eine Strompreiserhöhung nicht Geringverdiener und ALG II – Empfänger belasten.

„Laut EnWG §12b (1), letzter Satz, soll der NEP „...den gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan nach Artikel 8 Absatz 3b der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 und vorhandene Offshore-Netzpläne“ berücksichtigen. Dieses Vorgehen wird im NEP prinzipiell bestätigt. Unklar bleibt jedoch, inwieweit die neuen Planungen des NEP, insbesondere die vier HGÜ-Trassen, die EU-Planungen berühren“ (28, Seite 13).

Die Kosten für einen Netzanschluss neuer zusätzlichen Kohle-Kraftwerke sind vom Kraftwerksbetreiber zu tragen. Ebenso hat er anteilig seiner Nettoeinspeiseleistung die durch seinen Netzanschluss erforderlichen Ausbaukosten für bestehende Trassen zu übernehmen. Dieses ist u.a. für die neuen Steinkohlekraftwerke in Wilhelmshaven (GDF SUEZ Energie Deutschland AG, Inbetriebnahme 2013) oder Hamburg-Moorburg (Vattenfall Europe Generation AG, Inbetriebnahme 2014) zu prüfen.

8 Zusammenfassung

Unter den politischen Akteuren wie auch bei den Übertragungsnetzbetreiber besteht Konsens, dass der Stromverbrauch bis zum Jahr 2022 nicht steigen wird und es wird auch nicht von einem steigenden Jahreshöchstlastwert bis zu diesem Zeitpunkt ausgegangen.

Der aktuelle Kraftwerkspark in der Bundesrepublik Deutschland (Kraftwerke ≥ 10 MW) ohne die Berücksichtigung von Pumpspeicherwerken, Laufwasser-Kraftwerken, Biomasse, solaren Energieträgern, Speicherwasser-Anlagen und Onshore- oder Offshore-Windenergieanlagen und auch ohne Berücksichtigung der aktuellen Kaltreserve könnte bei 7800 jährlichen Betriebsstunden 656 Mrd. kWh Strom als Netto-Engpassleistung erzeugen. Das ist deutlich mehr als in den letzten 8 Jahren jeweils jährlich verbraucht wurde. Dieser konventionelle Kraftwerkspark deckt zudem mit einer Leistung von 84,1 GW den prognostizierten Höchstlastwert von 83 GW ab und bietet inklusive der zur Verfügung stehenden Kaltreserve sogar noch eine Sicherheitsleistung von 3,2 GW.

Anhand der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur mit Stand vom 25. April 2012 waren sogar insgesamt 1062 Kraftwerksblöcke (≥ 10 MW) mit einer Gesamtleistung von ca. 108,1 GW in Betrieb. Zudem ist geplant, bevor Ende 2015 das nächste Kernkraftwerk in Deutschland abgeschaltet werden soll, in Deutschland noch eine konventionelle Kraftwerksleistung in der Größenordnung von vier Kernkraftwerken neu zu installieren. Auch das geplante Abschalten aller deutschen Kernkraftwerke wird nach dem jetzigen Planungsstand durch den Zubau von konventioneller Kraftwerksleistung nahezu ausgeglichen. Da bereits in diesem Jahr neue zusätzliche konventionelle Kraftwerksleistung in Deutschland in Betrieb genommen wird, ist zukünftig ein „Versorgungsengpass“ nicht zu erwarten – der Zubau an konventioneller Kraftwerksleistung in den nächsten Jahren böte sogar Spielraum für eine frühzeitige Abschaltung noch in Betrieb befindlichen deutschen Kernkraftwerke.

Das Erfordernis eines Stromtransports aus Versorgungsgründen durch neue Trassen speziell vom Norden in den Süden ist aufgrund der aktuellen und in den nächsten Jahren steigenden Kraftwerkskapazitäten nicht erkennbar. Auch die südlichen Bundesländer Baden-Württemberg und Bayern verfügen im Jahr 2022 nach dem Abschalten der Kernkraftwerke über eine ausreichende installierte Leistung an eigener konventioneller und regenerativer Stromerzeugung und könnten im Bedarfsfall insbesondere aus Nordrhein-Westfalen Strom beziehen, da dort bereits von diesem Jahr an stark zunehmend konventionelle Kraftwerksleistung zur Verfügung stehen wird.

Offensichtlich steht ein ausreichender Maßnahmen-Katalog zur Sicherstellung der Stromversorgung auch für angespannte Netzsituationen zur Verfügung. Dennoch ist durch den gewünschten Ausbau der regenerativen Stromerzeugung, insbesondere durch die Stromerzeugung von Offshore-Windparks mit ihrer notwendigen Integration in das Stromnetz und zur Netzstabilisierung in „angespannten“ Situationen ein Um- bzw. Ausbau des Stromnetzes erforderlich. Hierbei sollte allerdings die Optimierung und Verstärkung von bestehenden Stromtrassen vorrangig erfolgen. Eine realistische Bedarfsplanung, die Offenlegung von bisherigen Leistungsflusszahlen sowie die Ermittlung einer Steigerung der Übertragungskapazität durch optimierungs- und Verstärkungsmaßnahmen in den bereits bestehenden Stromtrassen (insbesondere der Einsatz neuer Hochtemperaturleitungsseile ist eine vielversprechende Möglichkeit der Steigerung der Übertragungskapazitäten bestehender Trassen) sind dabei für die Beurteilung der Notwendigkeit für den Bau neuer Stromtrassen eine zwingende Voraussetzung. Eine Entscheidung für den Bau eines Overlay-Netzes hätte dabei zusätzlich einen maßgeblichen Einfluss auf die Planung neuer erforderlicher Stromtrassen. Insgesamt kann aber von weniger erforderlichen neuen Stromtrassen-Kilometern ausgegangen werden.

Im Netzentwicklungsplan sind verschiedene Trassenprojekte vorgesehen, die auch dem Ausbau des grenzüberschreitenden Stromhandels bzw. der technischen Weiterentwicklung des europäischen Stromübertragungsnetzes dienen. Die Finanzierung derartiger Trassenprojekte sollte aus EU-Mitteln erfolgen, damit sie über eine Strompreiserhöhung nicht Geringverdiener und ALG II – Empfänger belasten.

Die Kosten für einen Netzanschluss neuer zusätzlichen Kohle-Kraftwerke sollten vom Kraftwerksbetreiber getragen werden. Wie er auch anteilig seiner Nettoeinspeiseleistung die durch seinen Netzanschluss erforderlichen Ausbaukosten für bestehende Trassen zu übernehmen sollte.

Quellenverzeichnis

- (1) http://netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/pressematerial/Pressemitteilung%203_0_05_2012.pdf Pressemitteilung der Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und Transnet BW GmbH vom 30.05.2012
- (2) <http://www.ag-energiebilanzen.de/viewpage.php?idpage=65> (Stromerzeugung nach Energieträgern von 1990 bis 2011 (in TWh) Deutschland insgesamt 15.02.2012)
- (3) http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/energiekonzept_bundesregierung.pdf
- (4) http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Presse/studien_umfragen/Netzstudie_II/Endbericht_dena-Netzstudie_II.pdf; dena-Netzstudie II – Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025;
- (5) http://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/NEP_2012/NEP_2012_Kapitel_1_bis_8.pdf „Netzentwicklungsplan Strom 2012“ der Übertragungsnetzbetreiber
- (6) siehe z.B.
<http://www.bundesnetzagentur.de/cae/servlet/contentblob/191696/publicationFile/9378/>
- (7) http://www.transparency.eex.com/de/daten_uebertragungsnetzbetreiber/stromerzeugung/Ins_tallierte%20Erzeugungskapazit%C3%A4t%20%E2%89%A5%20100%20MW
European Energy Exchange AG, Stand 22.06.2012-06-22
- (8) http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/Sonderthemen/Kraftwerksliste/VeroeffKraftwerksliste_node.html; Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur - Stand: 04.05.2012 (xls/491 KB)
- (9) http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Sachgebiete/Energie/Energienetzausbau/SzenariorahmenNEP_2012pdf.pdf ; Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan 2012 (pdf, 389KB), Stand 19.07.2011
- (10) http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/Sonderthemen/Kraftwerksliste/VeroeffKraftwerksliste_node.html; Veröffentlichung Zu- und Rückbau – Stand 04.05.2012 (xls / 28 KB)
- (11) http://de.wikipedia.org/wiki/Liste_der_Kernreaktoren_in_Deutschland
- (12) <http://www.swu.de/privatkunden/aktuelles/news-presse/presse/kontakt-pressestelle.html>
telefonische Mitteilung 02.07.2012, Abt. Marketing und Kommunikation
- (13) <http://www.omv.com> telefonische Mitteilung des Pressesprecher Deutschland 02.07.2012
- (14) http://www.eon-kraftwerke.com/pages/ekw_de/Innovation/Neubau/Neubauprojekte/_Steinkohlekraftwerk_Staudinger/index.htm

- (15) <http://www.trianel.com/de/presseinfo.html> Presseabteilung, telefonische Mitteilung vom 03.07.2012
- (16) <http://www.swd-ag.de/unternehmen/presse/ansprechpartner.php> Presseabteilung, telefonische Mitteilung vom 03.07.2012
- (17) <http://www.frankenpost.de/lokal/fichtelgebirge/arzberg/Mit-Volldampfvoraus;art2432,1912672>
- (18) http://www.advancedpower.ch/contact_us.html Pressesprecher, telefonische Mitteilung vom 02.07.2012
- (19) <http://netzentwicklungsplan.de/content/dokumentensammlung> Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan 2012, Tabelle 3 Seite 5, Szenario C
- (20) <http://www.foederal-erneuerbar.de/startseite> (Agentur für Erneuerbare Energien nach Angaben der Bundesnetzagentur und des Zentrums für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg)
- (21) <http://de.statista.com/statistik/daten/studie/180793/umfrage/neu-installierte-leistung-nach-bundeslaendern-auf-dem-photovoltaik-markt/> Quelle: BSW; Bundesnetzagentur © Statista 2012
- (22) http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1932/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/StromNetZEntwicklung/NetzberichtWinter/Netzbericht_node.html Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2011/2012 (pdf/ 5MB, 03. Mai 2012)
- (23) <http://www.dirk-hottmann.com/index.php/redispaching-durch-ubertragungsnetzbetreiber/>
- (24) <http://www.umweltbundesamt.de/uba-info-medien/4117.html> „Hintergrundpapier zur Umstrukturierung der Stromversorgung in Deutschland“, Umweltbundesamt, Mai 2011
- (25) <http://www.ihk-ostbrandenburg.de/file/8633-120606Sassnick.pdf> „IHK Ostbrandenburg – Netze für die Energiewende“ Dr. Yvonne Saßnick, 50hertz, 6. Juni 2012
- (26) http://www.3m-pressnet.de/3m/export/sites/de/mediadata/binary/20111125_3M_HTLS_Bericht_Endfassung.pdf „Wirtschaftliche Bewertung des Einsatzes von Hochtemperaturleitern mit geringem Durchgang“, Prof. Dr. A. Schnettler, Ergebnisbericht vom 25. 11. 2011
- (27) http://www.3m-pressnet.de/3m/export/sites/de/mediadata/binary/Hintergrundinformation_ACCR_fin.pdf „Hintergrundinformationen zum Netzausbau“, 3M, Stand 22.11.2011
- (28) DUH-Stellungnahme_Netzentwicklungsplan_060712.pdf_479_KB „Stellungnahme Netzentwicklungsplan Strom 2012 Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber vom 30. Mai 2012“, Seite 8 und 9, Deutsche Umwelthilfe 06. Juli 2012
- (29) <http://www.wind-energie.de/infocenter/studien> BWE Bundesverband WindEnergie, Bewertung von Einspeisenetzen, Kurzstudie April 2012

- (30) <http://www.vde.com/de/fg/ETG/Arbeitsgebiete/V2/Aktuelles/Oeffentlich/Seiten/VDE-StudieInfrastruktur.aspx> VDE-Studie: Stromübertragung für den Klimaschutz - Potenziale und Perspektiven einer Kombination von Infrastrukturen, VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V.
- (31) http://www.elektroniknet.de/power/technik-know-how/acdc-dcdc-wandler/article/89323/0/Wohin_mit_den_neuen_Stromnetzen/
- (32) <http://www.netzausbau-niedersachsen.de/faq/index.html>
- (33) <http://www.netzentwicklungsplan.de/content/netzentwicklungsplan-2012> Download Teil 2 (Kapitel 9 – Anhang) als PDF-Datei