

Stellungnahme zum Konsultationsverfahren des Netzentwicklungsplans Strom 2012

Lisa Hankel

Lilian Laurisch

Casimir Lorenz

Pao-Yu Oei*

Aram Sander

Andreas Schröder*

***Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW Berlin), Mohrenstraße 58, 10117 Berlin**

10. Juli 2012



Zusammenfassung

Als Ergänzung zum Netzentwicklungsplan (NEP) Strom 2012¹ vom Juni 2012 halten wir es für sinnvoll, Szenarien aufzuzeigen, die der deutlich gestiegenen Flexibilität von Angebot und Nachfrage im Strommarkt des Jahres 2032 gerecht werden. Die im NEP Strom 2012 dargestellten Rechnungen sind in diesem Punkte unzureichend.

In einer modellgestützten Analyse erarbeiten wir Szenarien für das Jahr 2032, die durch erhöhte Speicherkapazitäten und die Möglichkeit der Nachfragesteuerung gekennzeichnet sind, ebenso wie alternative Konfigurationen der HGÜ-Korridore durch Deutschland. Szenario 1 entspricht dabei dem Vorschlag des NEP Strom 2012. Szenario 2a erweitert diesen um weitere in 2032 zu erwartende flexible Ausgleichstechnologien wie adiabate Druckluftspeicher, Batterien und Demand Side Management. Szenario 2b entspricht dem Szenario 2a jedoch ohne die im NEP Strom 2012 geplanten HGÜ Leitungen in Deutschland. Szenario 2c entspricht Szenario 2b und einem Zubau von 2 HGÜ Leitungen von Nordwest nach Südost. In den Berechnungen der 4 Szenarien ermitteln wir die Auswirkungen der erhöhten Flexibilität und der verringerten HGÜ-Kapazität auf Netzengpässe, Ausbaubedarf, Kraftwerksauslastung, Marktpreise, und Handelsflüsse.

Im Szenario 1 zeigt sich, dass die Braunkohlekraftwerke im Referenzszenario das ganze Jahr über Strom ins Netz einspeisen. Ihre Erzeugung wird nur an Tagen reduziert, an denen die erneuerbare Erzeugung die gesamte Nachfrage decken kann. Eine Abschaltung der Braun- und Steinkohlekraftwerke aufgrund von Netzrestriktionen und deren Substitution durch regionale Gaskraftwerke ist durch die im Referenzszenario ausreichend vorhandene Leitungskapazität nicht erforderlich. Weiterhin sind nur wenige Netzengpässe feststellbar. Damit einhergehend sind in den verschiedenen DENA-Zonen nur sehr geringe Preisunterschiede feststellbar. Szenario 2a kommt zu ähnlichen Ergebnissen jedoch mit noch höheren Vollaststunden von Grundlastkraftwerken wie Braunkohle. Leitungseingpässe treten noch seltener auf und Preisdifferenzen zwischen den DENA-Zonen werden zudem noch geringer. Im Szenario 2b wird deutlich, dass durch die Speichermöglichkeiten die Erzeugungsspitzen der Erneuerbaren gut ausgeglichen werden können. Auch die Lastspitzen bei einem Erzeugungseinbruch können über die Speicher gut geregelt werden. Die Einspeisung aus Grundlastkraftwerken muss hier jedoch stärker und häufiger reguliert bzw. ausgesetzt werden. Insbesondere im Osten entsteht ein Engpass auf den Nord-Süd Verbindungen. Weiterhin sind sehr große Preisdifferenzen zwischen Nord- und Süddeutschland zu beobachten. Im Szenario 2c werden Braunkohlekraftwerke nicht in so großem Umfang wie bei vollständigem Fehlen der HGÜs abgeregelt, jedoch wird auch hier insbesondere durch das Wegfallen der HGÜ von Ost nach Süd die Gesamterzeugung aus Braunkohle reduziert. Durch den Ausbau ausgewählter HGÜ-Leitungen

¹ Vgl. NEP Strom (2012).

kann allerdings der Strom aus Windkraftwerken besser vom Norden in den Süden transportiert werden, sodass weniger Erzeugung aus Gaskraftwerken für die Lastdeckung notwendig ist. Die relativ starken Engpässe im Szenario 2b können durch die Platzierung von wenigen HGÜ-Linien im Szenario 2c wieder ausgeglichen werden. Somit kommt es auch zu einer wesentlich homogeneren Preisverteilung innerhalb der DENA-Zonen. Diese Ergebnisse führen zu folgenden Schlussfolgerungen:

HGÜ-Ausbaubedarf geringer als im NEP Strom 2012: Aus den Ergebnissen des Speicherszenarios 2a lässt sich erkennen, dass die Auslastung der HGÜ-Leitungen stark fallspezifisch variiert. Insbesondere der Korridor C, aber auch Teile von Korridor A weisen hohe Nutzungsraten auf. Eine größere Dimensionierung dieser Routen ist möglicherweise sinnvoll. Dahingegen scheinen die im NEP Strom 2012 vorgeschlagenen HGÜs auf den Korridors B und D nach den Ergebnissen unserer Analyse überdimensioniert. Dies kann an der Standortwahl von Start- und Endpunkten liegen. Es ist darüber hinaus fraglich, ob einige vorgeschlagene Linien tatsächlich dem Ziel der Netzintegration von erneuerbaren Energien dienen. Die Auswertung der durchschnittlichen Auslastung von Kraftwerken deutet darauf hin, dass die vorgeschlagenen Projekte zum Teil als „Braunkohle-HGÜs“ funktionieren. Insgesamt weisen fast alle HGÜs zwar hohe durchschnittliche Nutzungsraten auf, führen im Drehstromnetz aber zu Unterauslastung. Wir sehen die Auswirkungen der geplanten HGÜ-Leitungen daher nur als teilweise positiv an.

Speicher als teilweise Alternative zu HGÜ-Leitungen: Im Speicherszenario 2a entstehen ohne HGÜ-Leitungen Engpässe und somit sehr unterschiedliche Preise in den verschiedenen Dena-Zonen. Die zusätzlichen Speicher können die Erzeugungs- und Nachfrageunterschiede zwischen dem Norden und Süden Deutschlands nicht kompensieren. Im Speicherszenario mit verringerten HGÜ-Kapazitäten 2c sieht man allerdings, dass bereits durch zwei HGÜ-Leitungen von Nord nach Süd die Engpässe deutlich abnehmen und sich die Preise wieder angleichen. Aus den Ergebnissen unserer Modellierung lässt sich schließen, dass der im NEP Strom 2012 geplante Ausbau des Netzes mit den vier DC-Übertragungskorridoren mit insgesamt 3100 km Länge in Verbindung mit Speicher überdimensioniert ist. Aus diesem Grund sollte einige angedachte HGÜ-Stromtrassen überdacht und eventuell reduziert werden.

Einheitliche Preise durch Netzausbau: Durch das umfangreich dimensionierte Netz im Szenario B 2032 des NEP Strom 2012 entstehen einheitliche Preise in den Dena-Zonen. Dies ist einerseits positiv zu bewerten, da somit das bisherige Preissystem mit deutschlandweit einheitlichem Strompreis gerechtfertigt werden kann. Allerdings steht die Angleichung der Knotenpreise innerhalb Deutschlands den hohen Kosten eines massiven Baus von neuen HGÜ-Leitungen gegenüber.

Erhöhte Investitionsanreize für fossile Kraftwerke durch starken Netzausbau: Durch den starken Ausbau der HGÜ- und Drehstrom-Leitungen kommt es innerhalb Deutschlands kaum noch zu Netzengpässen. Dies hat zur Folge, dass Braunkohlekraftwerke gut ausgelastet werden und kaum ein Ausgleich durch teurere Gas-Kraftwerke stattfinden muss. Dieser Umstand kann in Zukunft zu veränderten Rentabilitäten und somit zu Anreizen für Investitionen in fossile Kraftwerke führen.

Inhalt

Zusammenfassung.....	1
Einleitung.....	5
Modellrahmen.....	5
Szenarien für das Jahr 2032	6
Szenario 1: Referenzszenario	6
Szenario 2a: Speicherszenario mit HGÜ-Leitungen.....	6
Szenario 2b: Speicherszenario ohne HGÜ-Leitungen.....	8
Szenario 2c: Speicherszenario mit verringerter HGÜ-Kapazität	8
Auswahl der Wochen	8
Eingangsdaten	8
Auswertung	10
Erzeugungsstruktur	10
Netzauslastung	15
Strompreise	18
Fazit	19
Abbildungs- und Tabellenverzeichnis.....	21
Quellen	22

Einleitung

Nach Veröffentlichung des Netzentwicklungsplans (NEP) Strom 2012 am 30. Mai wurde der Öffentlichkeit die Möglichkeit eingeräumt, bis zum 10. Juli 2012 am Konsultationsverfahren teilzunehmen.

Die modellgestützten Ergebnisse des NEP Strom 2012 werden auf dem Schritt hin zu einem Gesetz zur Bundesbedarfsplanung eine bedeutende Rolle einnehmen. Dennoch ist der Öffentlichkeit und weiteren Entscheidungsträgern aufgrund nicht-veröffentlichter Daten und einem nicht öffentlich verfügbaren Modell die Überprüfung der Berechnungen des NEP Strom 2012 erschwert. Wir halten es vor diesem Hintergrund für sinnvoll, die Rechnungen des NEP Strom 2012 mit vergleichbaren quantitativen Untersuchungen zu flankieren. Unsere Untersuchung ergänzt den NEP Strom 2012 um einige zu kurz gekommene Aspekte wie Speicher und flexible Stromnachfrage (Demand Side Management - DSM).

Modellrahmen

Unsere quantitativen Untersuchungen beruhen auf einem Strommarktmodell welches in wesentlichen Teilen vergleichbar mit dem im NEP Strom 2012 verwendeten Modell ist. Eine ausführliche Modellbeschreibung ist in Boldt et al. (2012) nachzulesen und basiert auf dem von der TU Dresden entwickelten Lastflussmodell ELMOD von Leuthold et al. (2012). Gleichwohl die Modellarchitektur und die Eingangsdaten ähnlich sind, möchten wir auf folgende Unterschiede hinweisen:

- Im Gegensatz zum NEP Strom 2012 enthält unser Modell eine variable, preiselastische Nachfragefunktion. Eine solche Nachfragefunktion ermöglicht die Optimierung der Gesamtwohlfahrt im Gegensatz zur Systemkostenminimierung bei fixer Nachfrage im NEP Strom 2012 Modell. Das von uns verwendete Modell berücksichtigt somit auch das Verhalten von Verbrauchern und minimiert nicht nur die Kosten der Netzbetreiber.
- Aus unserer Sicht werden Speichertechnologien und Laststeuerung im NEP Strom 2012 unzureichend untersucht. Vor diesem Hintergrund erweitern wir unser Modell um mehrere Speichertechnologien und die Möglichkeit der Laststeuerung (DSM) zu angemessenen Kosten. Mit Speichern und Laststeuerung als Bestandteilen des sogenannten „Smart Grid“ gibt unser Modell - mehr als das NEP-Modell - die Flexibilität des Strommarktes im Jahr 2032 wieder.
- Unser Modell ist nicht netzknotenscharf, sondern innerhalb Deutschlands auf DENA-Zonen aggregiert. Das europäische Ausland wird mit jeweils einem Knoten pro Land berücksichtigt. Diese Einschränkung des Modells rechtfertigen wir dem erhöhten Rechenaufwand, der bei einer blockscharfen Betrachtung nötig wäre. Zudem ist Ziel dieser Untersuchung nicht die

Kraftwerksfahrweise im Detail abzubilden sondern einen Überblick über strukturelle gesamtwirtschaftliche Begebenheiten zu gewinnen.

Die implementierten Eingangsdaten und Abweichungen zum NEP Strom 2012 Modell sind in den Beschreibungen der Szenarien näher erläutert.

Szenarien für das Jahr 2032

Wir vergleichen ein Referenzszenario, das weitgehend den Annahmen des NEP Strom 2012 Szenarios B 2032 entspricht, mit selbst erstellten Szenarien, die einige neue Aspekte beleuchten. Ziel ist es, den Einfluss der Flexibilisierung von Nachfrage und Angebot auf den Netzausbaubedarf zu untersuchen.

Szenario 1: Referenzszenario

Im Referenzszenario entsprechen das Netz sowie die installierte Kapazität der einzelnen Technologien denen des NEP Strom 2012. Als Grundlage für das Referenzszenario dient das Szenario B 2032². Das Startnetz³ sowie die Ergebnismaßnahmen für das Szenario B 2032⁴ bilden das im Modell verwendete Netz für das Jahr 2032. Das Netz im Referenzszenario beinhaltet also auch die innerdeutschen Hochspannungs-Gleichstromübertragungslinien (HGÜ), die im NEP Strom 2012 erläutert sind. Die Erzeugungskapazitäten als auch die installierte Leistung werden ebenfalls dem Szenario entnommen. Im Referenzszenario ist keine weitere Speichertechnologie außer Pumpspeicher nutzbar und wie im NEP Strom 2012 ist keine Nachfragesteuerung vorhanden.

Szenario 2a: Speicherszenario mit HGÜ-Leitungen

Stromnetze der Zukunft erfordern einen hohen Grad an Flexibilität, um auf schwankende Stromeinspeisung und Nachfrage reagieren zu können. Es können vier Grundkategorien von Flexibilitätsquellen unterschieden werden: Laststeuerung (u.a. DSM, Smart Grid), flexible Stromerzeugungstechnologien (u.a. Concentrated Solar Power – CSP), der Austausch von Elektrizität mit dem Ausland sowie Speichertechnologien (u.a. Pumpspeicher, Druckluftspeicher).⁵ Im aktuellen NEP Strom 2012 werden bei den Speichertechnologien allerdings nur Pumpspeicher berücksichtigt. Jedoch verdeutlichen Studien, dass das zukünftige Netz langfristig ein Portfolio alternativer Energiespeicher benötigt.⁶ Aus diesem Grund wird in den Speicherszenarien der Einfluss von zusätzlichen Speichertechnologien auf das Deutsche Stromnetz bei unterschiedlichen zusätzlichen HGÜ-Leitungen untersucht.

² Vgl. NEP Strom (2012), S. 24ff.

³ Vgl. NEP Strom (2012), S. 151ff.

⁴ Vgl. NEP Strom (2012), S. 270ff.

⁵ Vgl. Sauer et. al. (2012).

⁶ Vgl. Fraunhofer ISE (2009).

Im Szenario 2a wird das Netz inklusive aller im NEP Strom 2012 geplanten HGÜ-Leitungen sowie die installierte Leistung der Erzeugungstechnologien aus dem Referenzszenario übernommen. Die im Referenzszenario bestehenden Pumpspeicher werden um die Technologien der adiabaten Druckluftspeicher (ACAES) und einer generischen Batteriespeichertechnologie erweitert. Für die Druckluftspeicher werden in Anlehnung an ein Szenario von Haubrich (2006) vier Standorte in Deutschland ausgewählt, die ein Potential zur Installation der Technologie aufweisen. Die Kompressorleistungen der Speicher an den jeweiligen Standorten sind in Tabelle 1 aufgeführt.

Tabelle 1: Anschlusspunkte und Kompressorleistung der ACAES in den drei Speicherszenarien⁷

Anschlusspunkt	Dena-Zone	Kompressorleistung [MW]	Kapazität [MW]
Audorf	21	2 200	8 800
Brunsbüttel	21	3 900	15 600
Diele	22	900	3 600
Grohnde	23	1 500	6 000

Der Wirkungsgrad der ACAES wird mit 70% angenommen.⁸ Die Kompressorleistung und die Generatorleistung werden als gleich hoch angenommen.⁹ Die Leistung des Speichers und seine Kapazität stehen in einem Verhältnis von 1:4. Dies entspricht der Ausgestaltung des bisher einzig existierenden Pilotprojektes eines ACAES (in Staßfurt).¹⁰

Zusätzlich zu den ACAES wird angenommen, dass auch die Speicherung in Batterien im Jahr 2032 wirtschaftlich ist. Hierbei gibt es zwei Möglichkeiten. Zum einen sollen laut Bundesregierung bereits bis 2020 eine Millionen Elektroautos existieren.¹¹ Deren Batterien würden bei einer durchschnittlichen Speicherkapazität von 40 kWh pro Batterie eine Gesamtspeicherkapazität von 40 GWh haben und könnten teilweise zur Zwischenspeicherung genutzt werden. Zum anderen sind Batterien in privaten Haushalten und Industriebetrieben realisierbar. Hier wäre die Einführung von Fördermodellen denkbar, allerdings sind die Potentiale sowie die politische Durchsetzbarkeit schwer einzuschätzen. Insgesamt setzen wir das nutzbare Speicherpotential für Deutschland im Jahr 2032 auf 5 GW, welche anhand der Bevölkerungszahl auf die verschiedenen DENA-Zonen aufgeteilt wird.

⁷ Quelle: eigene Darstellung in Anlehnung an Haubrich (2006), S. 15.

⁸ Vgl. Vasconcelos et al. (2012), Gillhaus et al. (2006), Fraunhofer ISE et al. (2009).

⁹ Vgl. Gillhaus et al. (2006), S. 14.

¹⁰ Vgl. Lambertz (2010).

¹¹ Vgl. BMU (2011).

Szenario 2b: Speicherszenario ohne HGÜ-Leitungen

Eine Variation des Speicherszenarios ist das Speicherszenario ohne HGÜ-Leitungen. Die Annahmen bezüglich der Speicher sowie der Erzeugungskapazitäten entsprechen denen des Szenario 2a. Das Netz entspricht dem Netz des Referenzszenarios, welches an dieser Stelle jedoch um die geplanten HGÜ-Leitungen reduziert wurde. Das Ziel dieses Szenarios ist es zu überprüfen, ob durch die Einführung der Speicher das AC-Netz auch ohne eine Verstärkung durch HGÜ-Leitungen ausreicht.

Szenario 2c: Speicherszenario mit verringerter HGÜ-Kapazität

Ausgehend von den Ergebnissen des Speicherszenarios ohne HGÜ-Leitungen wird in diesem Szenario der Ausbau der HGÜ-Leitungen reduziert. Im Szenario ohne HGÜ-Leitungen hat sich gezeigt, dass insbesondere im Nordwesten ein Überangebot herrscht und im Südosten ein Unterangebot, welches auch durch zusätzliche Speicherkapazitäten nicht ausgeglichen werden kann. Aus diesem Grund werden zwei HGÜ-Leitungen von Nordwesten nach Südosten in das Netz eingefügt. Die erste hat eine Kapazität von 1500 MW und verbindet die Dena-Zonen 21 (Schleswig-Holstein) und 25 (Franken), die zweite hat eine Kapazität von 2500 MW und verläuft weiter westlich parallel zur ersten zwischen Dena-Zone 22 (niedersächsische Nordsee) und 76 (Schwaben). Durch diese Leitungen soll die Übertragung der Erzeugung aus on- und offshore Windturbinen aus den nördlichen Zonen in die südlichen Zonen sowie die Nutzung der ACAES gewährleistet werden. Eine Verbindung zwischen den östlichen und südöstlichen Zonen wurde in diesem Szenario nicht mittels einer HGÜ-Leitung realisiert, um die Erzeugung aus CO₂-intensiver Braunkohle nicht unnötig zu fördern.

Auswahl der Wochen

Das Modell berechnet sechs aufeinanderfolgende Wochen. Dafür wurden auf Basis der Eingangsdaten beispielhaft die Wochen 35 bis einschließlich 39 ausgewählt, welche den Zeitraum von Ende August bis Anfang Oktober 2010 abbilden. In diesem Zeitraum ist die Erzeugung aus Photovoltaik vergleichsweise hoch, fällt allerdings zeitweise ab, die Stromerzeugung aus Wind weist starke Spitzen sowie ausgeprägte Tiefs auf. Aufgrund dieser Schwankungen wurden die Wochen ausgewählt, da so die Netzauslastung sowohl in Zeiten mit hoher Erzeugung aus Erneuerbaren Energien sowie in Zeiten mit verstärkt konventioneller Erzeugung analysiert werden kann.

Eingangsdaten

Um eine Vergleichbarkeit der Ergebnisse zu ermöglichen, werden wichtige Eingangsdaten mit denen im NEP Strom 2012 Modell abgestimmt.

a) Erzeugungsdaten Erneuerbare Energien

Die installierte Leistung, Volllaststunden und Jahresproduktion aus Windenergieanlagen in Deutschland sind mit den Angaben aus dem NEP Strom 2012 für das Szenario B 2032 abgeglichen.

Für das Ausland wurden Prognosen aus EcoFys (2011) übernommen. Die Aufteilung der installierten Leistung auf die verschiedenen Zonen innerhalb Deutschlands geschieht gemäß der Angaben im NEP Strom 2012 zur Verteilung nach Bundesländern. Bei der Jahresproduktion aus Solaranlagen stimmt die Erzeugung mit der aus dem NEP Strom 2012 Szenario B 2032 überein. Wie auch bei den Windzeitreihen geschieht die Aufteilung der installierten PV-Leistung auf die verschiedenen Zonen innerhalb Deutschlands entsprechend der Angaben im NEP Strom 2012 zur Verteilung nach Bundesländern. Die Jahresproduktion aus Hydroanlagen stimmt ebenfalls mit der aus dem NEP Strom 2012 Szenario B 2032 überein.¹²

b) Erzeugungsdaten Kraftwerke

Die Abschätzung der Kraftwerkskapazitäten des konventionellen Kraftwerksparks für 2032 wird mittels einer europaweiten Datenbank durchgeführt¹³. Dies ermöglicht ein konsistentes Verfahren für alle europäischen Länder. Wir nehmen dabei an, dass es keine Neubauten von Kraftwerken gibt, die im Juni 2012 noch nicht im Bau befindlich waren. Es ergeben sich bei den installierten Kapazitäten nur leichte Abweichungen von den Angaben im NEP Strom 2012.

Die Erzeugungskosten für die einzelnen Technologien werden im NEP Strom 2012 nicht explizit genannt. Nur Kraftstoffpreise und CO₂-Preise sind aufgeführt. Darauf basierend wurden Erzeugungskosten von uns berechnet. Ebenso macht der NEP Strom 2012 keine Angaben zu maximalen Lastgradienten und Laständerungskosten, die deshalb von uns geschätzt werden. Dabei greifen wir auf Werte zurück, die das DIW Berlin in Kürze in einer Studie für das Energy Modelling Forum 28 veröffentlichen wird. Da das hier verwendete Modell kein vollwertiges blockscharfes Kraftwerkseinsatzmodell ist, verzichten wir auf Werte für das An- und Abfahren für Kraftwerke und berücksichtigen nur Lastgradienten von bereits netz-synchronisierten Kraftwerken.¹⁴

c) Kraft-Wärme-Kopplung

Im Szenario B 2032 des NEP Strom 2012 stammen 28% der Nettostromerzeugung aus Anlagen, die mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) betrieben werden. Dieses Ergebnis aus dem NEP Strom 2012 übernehmen wir als Annahme in unser Modell. Die Anteile der Technologien an der Erzeugung aus KWK sind im Folgenden aufgeführt. Gesamt: 157,5 TWh/a; davon Biomasse: 52 TWh/a (33%); Gas/Öl: 43 TWh/a (27%); Braunkohle: 31 TWh/a (20%); Steinkohle: 22,5 TWh/a (14%); und sonstige: 9 TWh/a

¹² Vgl. NEP Strom (2012), S. 42, 64.

¹³ Vgl. Platts (2011).

¹⁴ Ein vollwertiges Kraftwerkseinsatzmodell erfordert ein ganzzahliges Optimierungsproblem, das den binären An-Aus-Status von Kraftwerken abbilden kann. Solche Modelle sind deutlich komplexer zu lösen als das hier verwendete nicht-lineare Programm.

(6%). Der bisherige Zielwert des KWK Anteils der Bundesregierung von 25% wird somit überschritten.¹⁵

d) Pumpspeicher

Die Pumpspeicherkapazität in Deutschland beläuft sich im Jahr 2032 auf 9 GW, gemäß der Annahme im NEP Strom 2012¹⁶. Darüber hinaus ermöglichen wir in unserem Modell die Nutzung von Batteriespeichern und ACAES (siehe Szenariobeschreibungen).

e) Nachfrage und Preise

Die Nachfrage für alle europäischen Länder wird der Datenbank ENTSO-E für 2010 entnommen¹⁷. Die Referenzpreise für Deutschland sind die Preise an der EEX für das Jahr 2010¹⁸.

Auswertung

Erzeugungsstruktur

Im Folgenden wird zunächst der vom Modell ermittelte Erzeugungsmix der jeweiligen Szenarien vorgestellt bevor im Anschluss daran resultierende Netzauslastungen und Strompreise diskutiert werden.

Szenario 1: Referenzszenario

Aus der Abbildung 1 lässt sich entnehmen, dass die Braunkohlekraftwerke im Referenzszenario das ganze Jahr über Strom ins Netz einspeisen. Ihre Erzeugung wird nur an Tagen reduziert, an denen die erneuerbare Erzeugung die gesamte Nachfrage decken kann. Über die HGÜ von Lauchstädt nach Meitingen werden der Süden und Südosten mit Strom aus den Braunkohlekraftwerken versorgt. Über die Erweiterung dieser Leitung nach Güstrow im Norden besteht weiterhin eine Versorgung des Südens durch die dort vorhandenen Windkraftwerke. Insgesamt können so Ringflüsse über Polen und die Tschechische Republik vermieden werden.

Eine Abschaltung der Braun- und Steinkohlekraftwerke aufgrund von Netzrestriktionen und deren Substitution durch regionale Gaskraftwerke ist durch die im Referenzszenario ausreichend vorhandene Leitungskapazität nicht erforderlich.

¹⁵ Vgl. NEP Strom (2012), S. 62.

¹⁶ Vgl. NEP Strom (2012).

¹⁷ Vgl. ENTSOE (2010).

¹⁸ Vgl. EEX (2010).

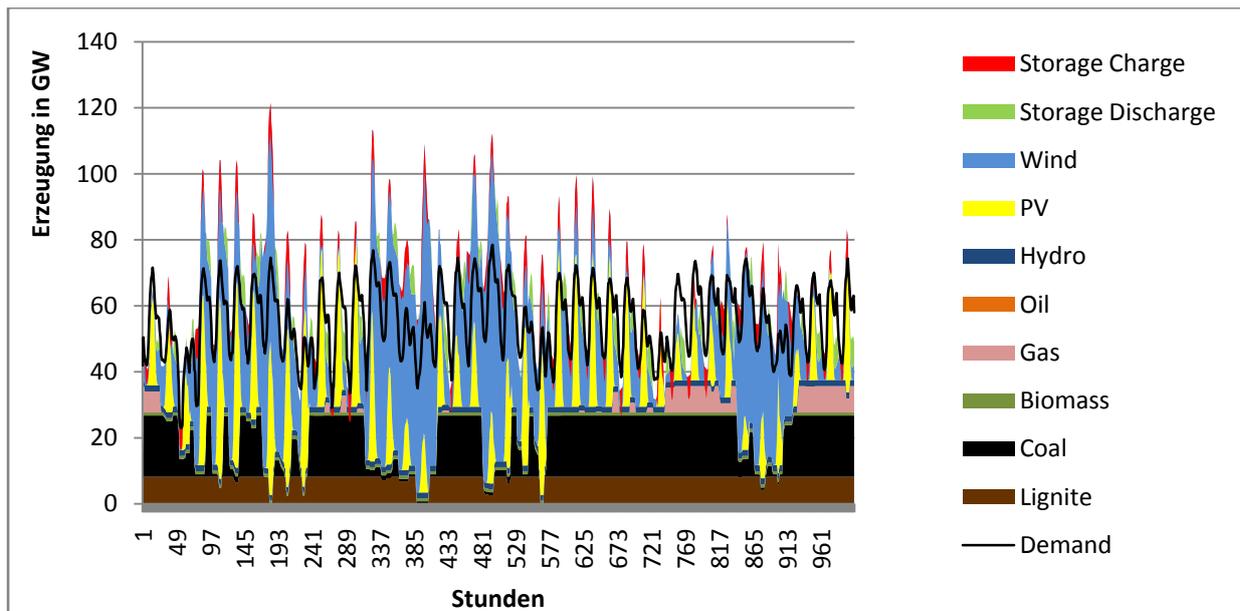


Abbildung 1: Erzeugung im Referenzszenario in Deutschland

Szenario 2a: Speicherszenario mit HGÜ-Leitungen

Auch im Speicherszenario hat die Braunkohle das ganze Jahr über einen hohen Anteil am Erzeugungsmix. Durch die im Szenario zusätzlich vorhandenen Speicherkapazitäten ist noch weniger Flexibilität der Braunkohlekraftwerke als im Referenzszenario erforderlich, bei Steinkohle ist eine solche geringere notwendige Flexibilität jedoch nicht ersichtlich.

Die Erzeugungsspitzen werden im Speicherszenario durch die zusätzlich vorhandenen Speicherkapazitäten noch besser abgefangen als im Referenzszenario. Auch bei den Lastspitzen ist insbesondere bei Einbruch der Erzeugung aus Erneuerbaren ein besserer Ausgleich ersichtlich.

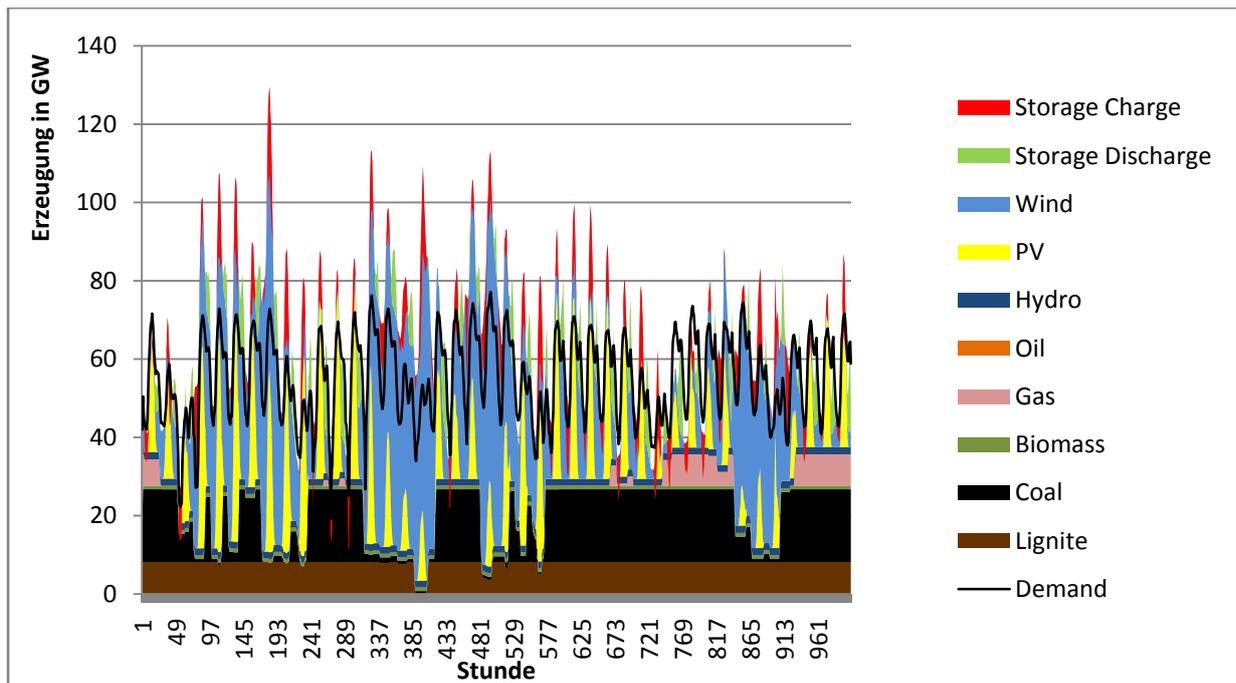


Abbildung 2: Erzeugung im Speicherszenario in Deutschland

Szenario 2b: Speicherszenario ohne HGÜ

Im Speicherszenario ohne HGÜ ist ein Ausgleich von Spitzen der Erzeugung bzw. Last von besonderer Bedeutung. In Abbildung 3 wird deutlich, dass die Erzeugungsspitzen der Erneuerbaren gut ausgeglichen werden können. Auch die Lastspitzen bei einem Erzeugungseinbruch können über die Speicher gut geregelt werden.

Die Braunkohlekraftwerke erzeugen nicht das ganze Jahr über Strom, zu Zeiten hoher Erzeugung aus Erneuerbaren erfolgt eine Abschaltung bzw. Herunterregelung. Problematisch ist, dass der Strom aus den Braunkohlekraftwerken durch die nicht mehr vorhandene HGÜ-Leitung aus dem Osten in den Süden (Leistungsabschnitt Lauchstädt-Meitingen) über die AC-Leitungen von Nord nach Süd transportiert werden muss. Auch der Windstrom von der Ostsee muss durch den Wegfall der Leitung von Güstrow nach Meitingen über Drehstromleitungen transportiert werden. Damit kommt es auf der Nord-Süd-Trasse zu einem Engpass (vgl. Abschnitt Netzauslastung).

Durch den erschwerten Abtransport des Braunkohle-, als auch Steinkohlestroms im Speicherszenario ohne vorhandene HGÜ-Kapazitäten müssen regionale Fehlmengen an dieser Stelle teilweise durch Gaskraftwerke ausgeglichen werden. In Abbildung 3 kann das Ersetzen von Braunkohlekraftwerken durch Gaskraftwerke z. B. in den Stunden 337 bis 415 beobachtet werden.

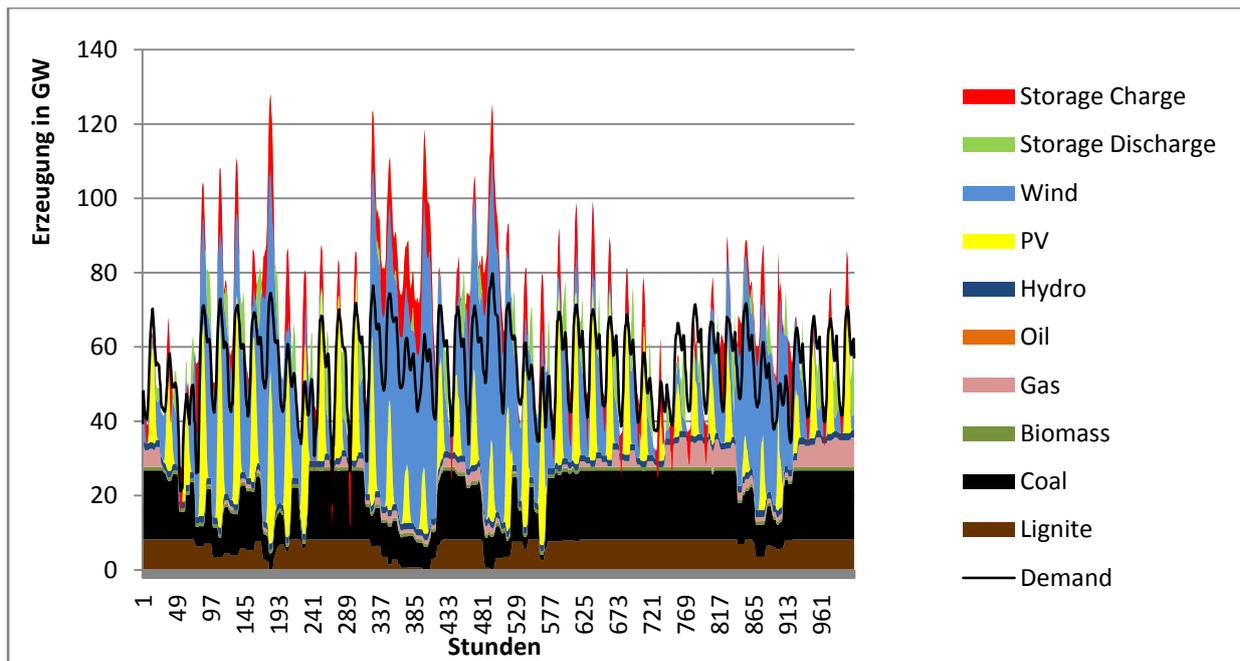


Abbildung 3: Erzeugung im Speicherszenario ohne HGÜ-Leitungen in Deutschland

Szenario 2c: Speicherszenario mit verringerter HGÜ Kapazität

Zwar erfolgt die Herunterregelung der Braunkohlekraftwerke in diesem Szenario nicht in so großem Umfang wie bei vollständigem Fehlen der HGÜs, jedoch wird auch hier insbesondere durch das Wegfallen der HGÜ von Ost nach Süd die Gesamterzeugung aus Braunkohle reduziert.

Durch den Ausbau einiger ausgewählter HGÜ-Leitungen kann allerdings der Strom aus Windkraftwerken besser vom Norden in den Süden transportiert werden, sodass weniger Erzeugung aus Gaskraftwerken für die Lastdeckung notwendig ist.

Weiterhin können die ACAES Speicher durch die vorhandenen Leitungskapazitäten vom Nordwesten in den Süden gut zum Ausgleich genutzt werden.

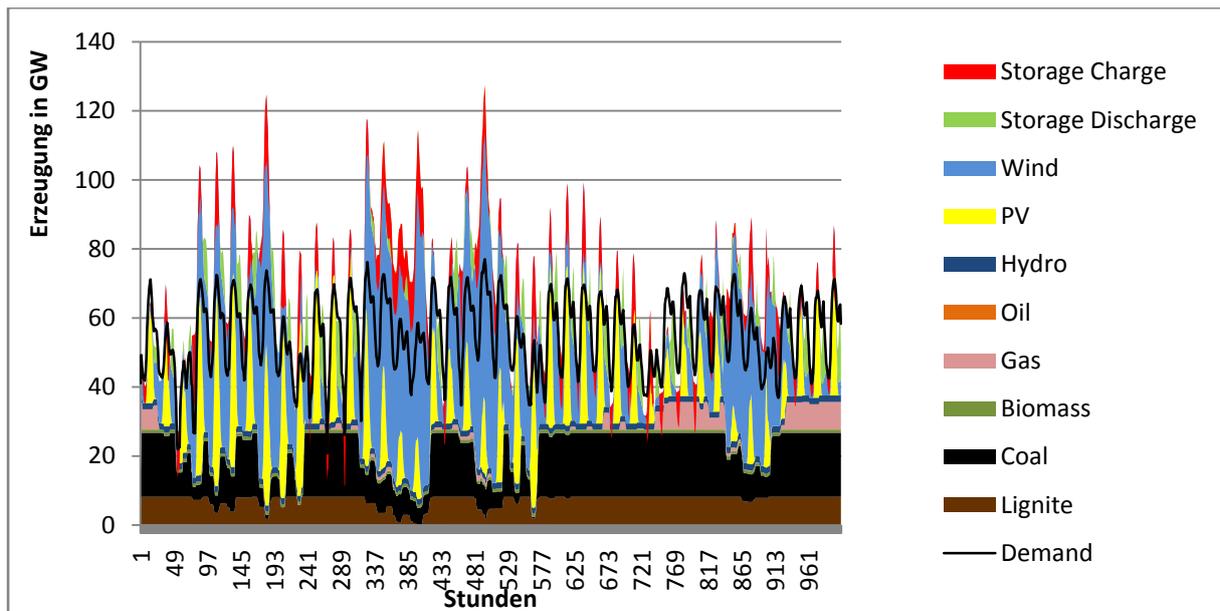


Abbildung 4: Erzeugung im Speicherszenario mit verringerter HGÜ-Kapazität in Deutschland

Tabelle 2: Durchschnittliche Auslastung der Erzeugungstechnologien

in Volllaststunden	1 Referenzszenario	2a Speicherszenario	2b Keine HGÜ	2c Verringerte HGÜ
Braunkohle	7917	8049	7388	7643
Steinkohle	5665	5656	5790	5821
Gas	2076	2044	2132	2094
Öl	0	0	14	0
Nuklear *	6762	6779	6700	6704
Exportrate (%) **	2.41%	2.42%	2.35%	2.35%
Anteil EE (%) **	58,5%	58,6%	59,1%	58,8%
* Nukleartechnologie nur im Ausland verfügbar				
** Nur auf Deutschland bezogen und als Anteil der Erzeugung angegeben.				

zeigt weitere Details zur durchschnittlichen Ausnutzung von Erzeugungstechnologien im Vergleich zwischen den Szenarios. Es wird deutlich, dass hohe Speicher- und/oder HGÜ-Kapazitäten in den zwei ersten Szenarios die Auslastung von (günstiger) Braunkohle fördern, wohingegen Gas- und Steinkohlekraftwerke in den entsprechenden Szenarios 1 und 2a seltener genutzt werden. Dies führt zu niedrigeren (und einheitlichen) Strompreisen und einer verstärkten Deutschen Stromnachfrage. Insgesamt wird dadurch die Auslastung von konventionellen Kraftwerkstypen erhöht. Bei einer

konstanten Menge von erneuerbaren Strom sinkt somit der relative Anteil der Erneuerbaren am Deutschen Erzeugungsmix bei einem Ausbau der HGÜ. Die Ergebnisse zeigen somit einmal mehr auf, dass HGÜ-Linien nicht ausschließlich der verbesserten Nutzung von erneuerbaren Energien dienen, sondern auch der höheren Auslastung von Braunkohlekraftwerken. Öl-befeuerte Kraftwerke werden nur bei fehlenden HGÜ-Linien im Szenario 2b mit 14 Volllaststunden genutzt, fallen in allen anderen Szenarien jedoch ungenutzt aus. Die Exportrate Deutschlands kann in den zwei ersten Szenarien durch die starken HGÜ-Kapazitäten leicht von 2.35% auf 2.41% erhöht werden.

Netzauslastung

Die Abbildung 5 zeigt die Auslastung der Drehstrom-Verbindungen innerhalb Deutschlands sowie sämtliche internationale Verbindungen. Verbindungen, deren Kapazitätsgrenze nur in weniger als 40% der Zeit ausgenutzt wird, sind in hell dargestellt. Die Stromtrassen, die mehr als 40% bzw. mehr als 60% der Stunden ausgelastet sind, sind gelb. bzw. orange eingefärbt. In rot sind die Verbindungen markiert, welche mehr als 80% der Stunden in den betrachteten 6 Wochen überlastet sind.

Der Vergleich zwischen dem Referenzszenario (1) und dem Speicherszenario mit HGÜ (2a) zeigt, dass durch die erhöhte Speicherkapazität die wenigen Engpässe insbesondere auf der Nord-Süd-Trasse reduziert werden. Dies betrifft namentlich den Rennsteig-Pass (Verbindung der Zonen 83 und 85), eine Verbindung am Neckar (zwischen Zonen 41 und 42) und die Verbindung zwischen Luxemburg und dem südlichen Rheinland (Zone 75). Bei nicht vorhandenen oder reduzierten HGÜ-Kapazitäten in den Szenarien 2b und 2c entstehen neue Engpässe auf Nord-Süd Verbindungen im Ostteil der Republik sowie zwischen Dänemark und Schleswig-Holstein. Die relativ starken Engpässe im Szenario 2b können durch die Platzierung von wenigen HGÜ-Linien im Szenario 2c wieder ausgeglichen werden. Insgesamt bleibt fest zu halten, dass im Speicherszenario 2a und im Szenario 2c mit verringerter HGÜ-Kapazität ausreichend Maßnahmen getroffen sind um starke Engpässe im innerdeutschen Drehstromnetz zu vermeiden.

1 Referenzszenario



2a Speicherszenario



2b Keine HGÜ-Kapazität



2c Verringerte HGÜ-Kapazität



Abbildung 5: Auslastung des AC-Netzes in den Szenarien

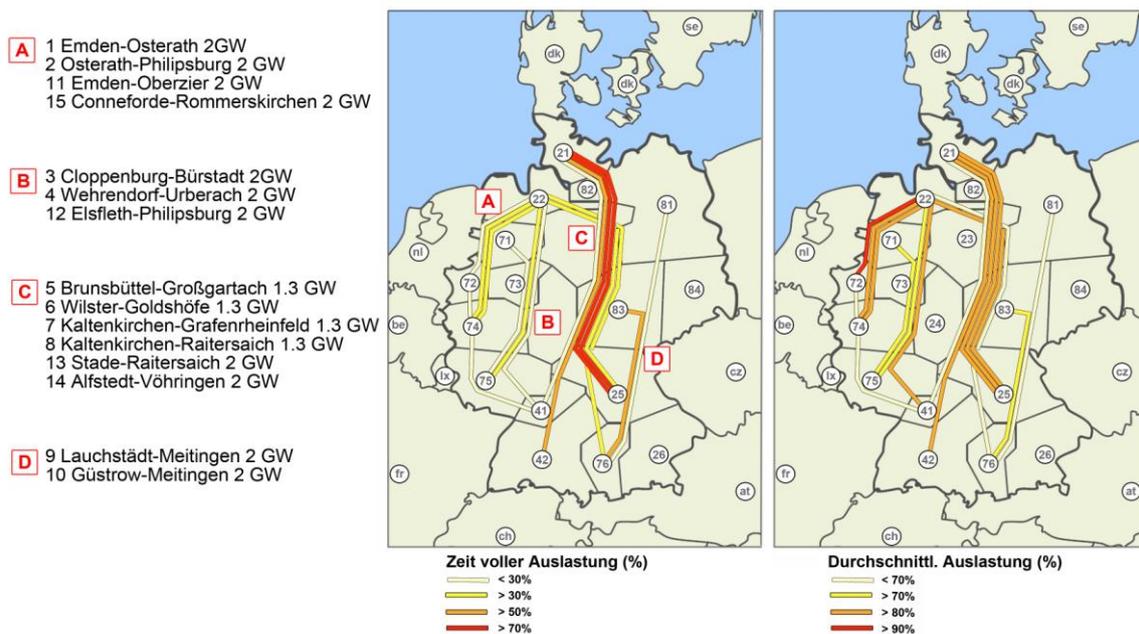


Abbildung 6: Auslastung der HGÜ-Linien im Referenzszenario

Die Auslastung der HGÜ-Linien variiert stark zwischen den vier Korridoren, die im NEP Strom 2012 B 2032 Szenario aufgeführt sind. Zur weiteren Analyse der HGÜ-Leitungen dient die Abbildung 6, welche die Überlastungsstunden im linken Teil und die durchschnittliche Nutzungsrate im rechten Teil abbildet. Die Abbildung gilt für das Referenzszenario, ist allerdings im Speicherszenario (2a) strukturell unverändert. Abbildung 6 verdeutlicht im linken Teil, dass einige HGÜ-Leitungen des Korridors C zwischen Zonen 21, 22 und den südlichen Zonen 42 und 25 über 70% der Zeit überlastet sind. Angesichts der großen Dimensionierung des Korridors von 12 GW Übertragungskapazität ist dies ein interessantes Ergebnis. Eine größere Dimensionierung dieser Route ist demnach möglicherweise sinnvoll. Der rechte Teil derselben Grafik zeigt, dass auch Leitungen im Nordwest-Teil der Republik eine hohe durchschnittliche Nutzungsrate aufweisen, wenngleich es nicht zu so häufigen Überlastungen kommt wie auf dem Korridor C. Hier fällt insbesondere die HGÜ-Leitung Nr. 1 von Emden nach Osterath (22-72) auf, die eine hohe durchschnittliche Nutzungsrate von knapp 90% hat und dennoch zu kaum einer Zeit überlastet ist. Ganz anders sieht es bei den HGÜ-Linien im Südwesten und Nordosten aus. Die durchschnittliche Auslastung der HGÜ-Verbindung Nr. 10 von Gustrow nach Meidingen (81-76) fällt niedrig aus und wirft die Frage nach deren Nutzen auf. Die Leitung erreicht nur unter 30% der Zeit volle Auslastung. Selbiges gilt für die HGÜ-Leitung Nr. 2 aus dem rheinischen Braunkohlerevier bei Osterath nach Philipsburg (72-41). Aufgrund der teilweise niedrigen Auslastung einiger HGÜ-Linien untersuchen wir in den Szenarien 2b und 2c alternative Konfigurationen des HGÜ-Netzes. Im Szenario 2c verlagern sich Engpässe aufgrund nicht mehr vorhandener HGÜ-Kapazität ins Drehstromnetz und führen dort zu neuen Engpässen. Im Szenario 2c

schlagen wir den Bau von lediglich 2 HGÜ-Leitungen. Es zeigt sich in den Ergebnissen, dass diese Linien bei guter Auslastung von jeweils über 80% positive Auswirkungen auf das Gesamtnetz haben.

Strompreise

Aus Tabelle 3 und Abbildung 7 wird ersichtlich, dass die Preise in Deutschland zwischen den Dena-Zonen im Referenzszenario nicht stark schwanken. Daraus lässt sich schließen, dass es kaum Engpässe zwischen den Zonen gibt, welche zu stärkeren Preisunterschieden führen würden. Die politische Zielstellung des NEP Strom 2012, möglichst keine Engpässe und somit keine möglichen Preiszonen in Deutschland zu haben, ist hier deutlicherkennbar.

Tabelle 3: Durchschnittspreise in den Dena-Zonen in den verschiedenen Szenarien

Dena Zone	1 Referenzszenario [€ / MWh]	2a Speicherszenario mit HGÜ [€ / MWh]	2b Speicherszenario ohne HGÜ [€ / MWh]	2c Speicherszenario mit verr. HGÜ [€ / MWh]
21	41,75	42,28	18,41	33,95
22	41,56	42,03	2,06	30,29
23	42,00	42,48	33,33	38,22
24	42,35	42,70	48,24	46,33
25	42,52	42,79	67,20	51,08
26	47,54	47,19	68,85	52,69
41	42,23	42,61	47,51	47,09
42	43,86	43,71	57,21	48,33
71	41,88	42,31	30,34	35,71
72	41,96	42,34	41,36	42,05
73	42,09	42,45	43,32	43,22
74	41,93	42,31	43,40	42,93
75	42,20	42,58	48,31	45,98
76	42,55	42,78	67,93	50,57
81	41,66	42,14	38,77	39,63
82	42,46	42,96	55,68	47,31
83	41,68	41,95	36,98	39,65
84	41,04	41,14	35,16	38,95

Durch die Einführung von zusätzlichen Speicherkapazitäten im Speicherszenario kommt es zu einer noch stärkeren Angleichung der Preise zwischen den Dena-Zonen. Die Preise unterscheiden sich für das Referenzszenario um höchstens 6%.

Diese Gleichheit der Preise wird im Speicherszenario 2a ohne HGÜ-Leitungen nicht mehr erreicht. In den nordwestlichen und östlichen Zonen, in denen sowohl die Kapazität von Windenergieanlagen als auch die installierte Speicherkapazität (vor allem von adiabaten Druckluftspeichern) deutlich höher sind als im Süden Deutschlands, sind die Preise am niedrigsten. In Zone 22 liegt der durchschnittliche Preis pro MWh bei 2,06 €. Dieser besonders niedrige Preis kommt durch die hohe Winderzeugung in

dieser Zone in Verbindung mit dem adiabaten Druckluftspeicher zustande. Da es aufgrund des Fehlens einer leistungsstarken Verbindung von Nordwest nach Südwest und daraus resultierenden Engpässen nicht zu einem erhöhten Stromtransport kommen kann, sind die Preise im Süden deutlich höher.

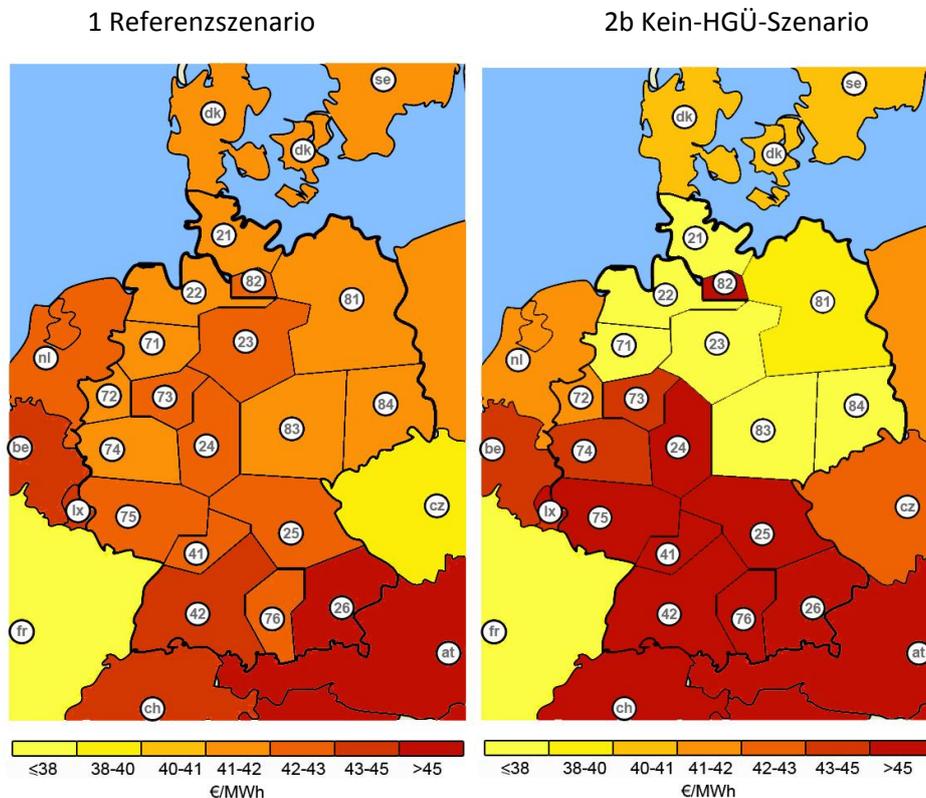


Abbildung 7: Verschiedene Preise in verschiedenen Szenarien

Im Vergleich zum Speicherszenario ohne HGÜ-Leitungen nehmen die Preisunterschiede zwischen den Zonen im Speicherszenario mit verringerter HGÜ-Kapazität deutlich ab. Die beiden nordwestlichen Zonen haben wie im Speicherszenario ohne HGÜ-Leitungen ebenfalls die niedrigsten Preise. Dies könnte dafür sprechen, dass die Kapazitäten der HGÜ-Leitungen noch erhöht werden können. Der bundesweite Durchschnitt der Preise beträgt 43 €/MWh und liegt damit nur gering über dem des Referenzszenarios (42,4 €/MWh).

Fazit

Unsere Untersuchung zeigt mittels modellgestützter Szenarienanalyse den Bedarf an Netzausbau für Deutschland im Jahr 2032 auf. Dabei vergleichen wir die Annahmen aus dem NEP Strom 2012 2032 Szenario mit eigens erarbeiteten Szenarien die durch erhöhte Flexibilität von Angebot und Nachfrage im Strommarkt gekennzeichnet sind. Aus der Analyse ergeben sich folgende Schlussfolgerungen:

HGÜ-Ausbaubedarf geringer als im NEP Strom 2012: Aus den Ergebnissen des Speicherszenarios 2a lässt sich erkennen, dass die Auslastung der HGÜ-Leitungen stark fallspezifisch variiert. Insbesondere

der Korridor C, aber auch Teile von Korridor A weisen hohe Nutzungsraten auf. Eine größere Dimensionierung dieser Routen ist möglicherweise sinnvoll. Dahingegen scheinen die im NEP Strom 2012 vorgeschlagenen HGÜs auf den Korridors B und D nach den Ergebnissen unserer Analyse überdimensioniert. Dies kann an der Standortwahl von Start- und Endpunkten liegen. Es ist darüber hinaus fraglich, ob einige vorgeschlagene Linien tatsächlich dem Ziel der Netzintegration von erneuerbaren Energien dienen. Die Auswertung der durchschnittlichen Auslastung von Kraftwerken deutet darauf hin, dass die vorgeschlagenen Projekte zum Teil als „Braunkohle-HGÜs“ funktionieren. Insgesamt weisen fast alle HGÜs zwar hohe durchschnittliche Nutzungsraten auf, führen im Drehstromnetz aber zu Unterauslastung. Wir sehen die Auswirkungen der geplanten HGÜ-Leitungen daher nur als teilweise positiv an.

Speicher als teilweise Alternative zu HGÜ-Leitungen: Im Speicherszenario 2a entstehen ohne HGÜ-Leitungen Engpässe und somit sehr unterschiedliche Preise in den verschiedenen Dena-Zonen. Die zusätzlichen Speicher können die Erzeugungs- und Nachfrageunterschiede zwischen dem Norden und Süden Deutschlands nicht kompensieren. Im Speicherszenario mit verringerten HGÜ-Kapazitäten 2c sieht man allerdings, dass bereits durch zwei HGÜ-Leitungen von Nord nach Süd die Engpässe deutlich abnehmen und sich die Preise wieder angleichen. Aus den Ergebnissen unserer Modellierung lässt sich schließen, dass der im NEP Strom 2012 geplante Ausbau des Netzes mit den vier DC-Übertragungskorridoren mit insgesamt 3100 km Länge in Verbindung mit Speicher überdimensioniert ist. Aus diesem Grund sollte einige angedachte HGÜ-Stromtrassen überdacht und eventuell reduziert werden.

Einheitliche Preise durch Netzausbau: Durch das umfangreich dimensionierte Netz im Szenario B 2032 des NEP Strom 2012 entstehen einheitliche Preise in den Dena-Zonen. Dies ist einerseits positiv zu bewerten, da somit das bisherige Preissystem mit deutschlandweit einheitlichem Strompreis gerechtfertigt werden kann. Allerdings steht die Angleichung der Knotenpreise innerhalb Deutschlands den hohen Kosten eines massiven Baus von neuen HGÜ-Leitungen gegenüber.

Erhöhte Investitionsanreize für fossile Kraftwerke durch starken Netzausbau: Durch den starken Ausbau der HGÜ- und Drehstrom-Leitungen kommt es innerhalb Deutschlands kaum noch zu Netzengpässen. Dies hat zur Folge, dass Braunkohlekraftwerke gut ausgelastet werden und kaum ein Ausgleich durch teurere Gas-Kraftwerke stattfinden muss. Dieser Umstand kann in Zukunft zu veränderten Rentabilitäten und somit zu Anreizen für Investitionen in fossile Kraftwerke führen.

Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

Abbildung 1: Erzeugung im Referenzszenario in Deutschland.....	11
Abbildung 2: Erzeugung im Speicherszenario in Deutschland	12
Abbildung 3: Erzeugung im Speicherszenario ohne HGÜ-Leitungen in Deutschland	13
Abbildung 4: Erzeugung im Speicherszenario mit verringerter HGÜ-Kapazität.....	14
Abbildung 5: Auslastung des AC-Netzes in den Szenarien	16
Abbildung 6: Auslastung der HGÜ-Linien im Referenzszenario	17
Abbildung 7: Verschiedene Preise in verschiedenen Szenarien.....	19
Tabelle 1: Anschlusspunkte und Kompressorleistung der ACAES in den drei Speicherszenarien	7
Tabelle 2: Durchschnittliche Auslastung der Erzeugungstechnologien	14
Tabelle 3: Durchschnittspreise in den Dena-Zonen in den verschiedenen Szenarien	18

Quellen

Boldt, J., Hankel, L., Laurisch, L.C., Lutterbeck, F., Oei, P.-Y., Sander, A., Schröder, A., Schweter, H., Sommer, P., Sulerz, J. (2012): Renewables in the Grid - Modeling the German Power Market of the Year 2030 , Dresden University of Technology Electricity Market Working Papers WP-EM-48.[pdf], abrufbar von: http://tu-dresden.de/die_tu_dresden/fakultaeten/fakultaet_wirtschaftswissenschaften/bwl/ee2/lehstuhlseiten/ordner_programmes/Electricity%20Markets

BMU (2011): Kabinett beschließt Regierungsprogramm Elektromobilität, <http://www.bmu.de/verkehr/elektromobilitaet/regierungsprogramm/doc/47405.php>, abgerufen am 28.06.2012.

Ecofys (2011): Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research - ISI, Ecofys b.v., Energy Economics Group (EEG) at TU Vienna, Austria, University of Cambridge - UCAM, Lithuanian Energy Institute, Utrecht University, The Netherlands, EnergoBanking Advisory Ltd, Hungary, Bocconi University, Italy & KEMA, The Netherlands (2011). Renewable Energy Policy Country Profiles - 2011 version. Based on policy information available in March 2011. Prepared within the Intelligent Energy Europe project.[pdf], abrufbar von: <http://www.reshaping-res-policy.eu>.

EEX (2010): Power spot market data, <http://www.eex.com>, abgerufen am 10.06.2012

ENTSO-E (2010): Consumption data, <https://www.entsoe.eu/resources/data-portal/consumption/>, abgerufen am 10.06.2012

Fraunhofer ISE (2009): Stand und Entwicklungspotenzial der Speichertechniken für Elektroenergie - Ableitung von Anforderungen an und Auswirkungen auf die Investitionsgüterindustrie , BMWi-Auftragsstudie 08/28, Berlin.

Gillhaus, Dr. A., Crotagino, F., Hübner, S. (2006): Verbesserte Integration großer Windstrommengen durch Zwischenspeicherungen mittels CAES - Arbeitspaket 1: Dimensionierung und Kosten von CAES-Kraftwerken - Arbeitspaket 2: Geografische Positionierung von CAES-Kraftwerken, Aachen, In: Konsortium Alstom Power, Ecofys, E.ON Energie, KBB, IAEW, REpower, Vattenfall Europe Transmission (Hrsg.): Verbesserte Integration großer Windstrommengen durch Zwischenspeicherung mittels CAES - Wissenschaftliche Studie gefördert durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin.

Haubrich, Prof. Dr. H.-J. (2006): Verbesserte Integration großer Windstrommengen durch Zwischenspeicherung mittels CAES, Aachen, In: Konsortium Alstom Power, Ecofys, E.ON Energie, KBB,

IAEW, REpower, Vattenfall Europe Transmission (Hrsg.): Verbesserte Integration großer Windstrommengen durch Zwischenspeicherung mittels CAES - Wissenschaftliche Studie gefördert durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin.

Lambertz, L. (2010): Pressemitteilung der RWE Power AG: ADELE erreicht wichtigen Meilenstein: Druckluftspeicher soll nach Staßfurt kommen,
<http://www.rwe.com/web/cms/de/37110/rwe/presse-news/pressemitteilung/?pmid=4005594>,
abgerufen am 12.06.2012.

Leuthold, F., Weigt, H., von Hirschhausen, C. (2008): ELMOD-A model of the European electricity market, Dresden University of Technology Electricity Market Working Papers WPEM-00.[pdf],
abrufbar von: <http://ssrn.com/abstract=1169082>.

Leuthold F., Weigt H., and von Hirschhausen C. (2012): A Large-Scale Spatial Optimization Model of the European Electricity Market. Networks and Spatial Economics. Vol. 12, No. 1, pp. 75-107.
abrufbar von: <http://www.springerlink.com/content/e043pw517x8078n7/>, abgerufen am 08.01.2012].

NEP Strom (2012): Netzentwicklungsplan,
<http://www.netzentwicklungsplan.de/content/netzentwick-lungsplan-2012>, abgerufen am 02.06.2012.

Platts 2011: World Electric Power Plants Database: Global Price Assessments and Indices,
<http://www.platts.com/Products/worldelectricpowerplantsdatabase>, abgerufen am 25.01.2011.

Sauer et. al. (2012): Technology Overview on Electricity Storage, Institute for Power Electronics and Electrical Drives (ISEA), RWTH Aachen, Aachen.

Vasconcelos et al. (2012): Vasconcelos, J., Ruester, S., He, X., Chong, E., Glachant, J. (2012). Electricity Storage: How to Facilitate its Deployment and Operation in the EU – Final Report, Think Projekt, European University Institute.