

Netzausbauplanung und künftige Erzeugungsstruktur

Gernot Nischler, Heinz Stigler

*Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, TU Graz, Inffeldgasse 18
8010 Graz, Tel: 0316 873-7907, gernot.nischler(at)tugraz.at**

Kurzfassung: Die europäische Energie- und Klimapolitik und die Energie- bzw. Stromwende in den einzelnen Mitgliedsstaaten führen zu einem Paradigmenwechsel, welcher umfassende und unmittelbare Auswirkungen auf das künftige Verbund- bzw. Übertragungsnetz hat. Die Planungssituation nimmt im Umfeld von Förderungsmechanismen erneuerbarer Energieerzeugung, Diskussionen über künftige Marktaufbau- und -ablauforganisation und Unsicherheiten bzgl. künftiger konventioneller Erzeugungsanlagen deutlich an Komplexität zu. Insbesondere die Standorte neuer bedarfsgerechter Kraftwerke spielen dabei für die Versorgungssicherheit und Systemstabilität eine bedeutende Rolle. Im derzeitigen Ansatz nationaler und internationaler Netzentwicklungspläne findet die Gesamtsystemgebundenheit - nicht zuletzt dem Unbundling geschuldet - eine zu geringe Beachtung. Im Rahmen dieses Beitrags kann gezeigt werden, dass der Standort künftiger konventioneller Kraftwerke einen maßgeblichen Einfluss auf den Netzausbaubedarf hat. Dennoch erfordert die in Raum und Zeit zutreffende Dargebotsabhängigkeit der EE-Erzeugung und der daraus resultierende Transportbedarf den gerichteten Stromtransport in steuerbaren Korridoren.

Keywords: Netzausbauplanung, HGÜ, RES-Integration, ATLANTIS

1 Hintergrund und Einleitung

Das europäische Höchstspannungsnetz ist eine historisch gewachsene Infrastruktur, welche über Jahrzehnte hinweg primär zur Gewährleistung der (nationalen) Versorgungssicherheit betrieben und ausgebaut wurde. So wurde in der Vergangenheit und vor der Liberalisierung des EU-Energiebinnenmarktes in einem integralen Planungsansatz das Gesamtsystem aus Erzeugung, Übertragung/Verteilung und Verbrauch dementsprechend bedacht. Dem Verbundnetz kam dabei stets eine bedeutende Rolle für die Sicherstellung der Versorgungssicherheit und der Minimierung der Kraftwerksreserve zu. Neben diesen Funktionen des Verbundnetzes ist im Zuge der Energie-Liberalisierung der EU als zusätzliches Aufgabenfeld die Vollendung des Strombinnenmarktes (Netzzugang

*oder gernotnischler(at)yahoo.de

aller Marktteilnehmer, grenzüberschreitender Stromhandel) in den Fokus gerückt. Die Energiewende und der damit verbundene forcierte Ausbau volatiler EE-Erzeugung eröffnet das dritte Aufgabenfeld für das Verbundnetz: die Integration erneuerbarer Energien und damit zunehmend auch die Übertragungsfunktion. Der forcierte und ambitionierte Ausbau der volatilen erneuerbaren Energien führt zu einem Paradigmenwechsel von einem vorwiegend bedarfsgerechten und bedarfsnahen hin zu einem dargebotsabhängigen und bedarfsfernen Aufbringungssystem. Zusätzlich wirkt sich die vorgeschriebene vorrangige Einspeisung erneuerbarer Energien deutlich auf die Strompreise am Großhandelsmarkt aus (Abbildung 1). Sinkende Großhandelspreise schmälern den Deckungsbeitrag konventioneller Bestandskraftwerke, welche somit und in Kombination mit sinkenden Volllaststunden bei derzeitigem Marktsystem (energy only market) zunehmend in eine wirtschaftliche Schieflage geraten können. Waren früher Stilllegungen vorwiegend mit der determinierten technischen Lebensdauer von Kraftwerken begründet und daher gewissermaßen absehbar, so sind aktuell wirtschaftliche Gründe und politische Entscheidungen (z.B. Ausstieg bzw. Rückzug aus der Nutzung der Kernenergie) maßgebliche Unsicherheitsfaktoren in der langfristigen Systemplanung in Europa.

Abbildung 2 zeigt die aktuellen Stilllegungspläne konventioneller Kraftwerke in Deutschland. Rund 3,6 GW wurden von den Übertragungsnetzbetreibern als systemrelevant deklariert oder dürfen als Redispatch- bzw. Reservekraftwerk vorerst nicht stillgelegt werden. Weitere 4,8 GW zum Teil jüngere Kraftwerke sind in Diskussion zur Stilllegung. Eine robuste Prognose über den künftigen Zubau konventioneller Kraftwerke wird daher zunehmend schwieriger. Entsprechend der aktuellen Situation ist es fraglich, ob für neue bedarfsgerechte Kraftwerke eine ausreichende Investitionssicherheit gewährleistet werden kann, wenngleich deren Notwendigkeit für die Systemsicherheit auch mittelfristig nicht angezweifelt wird.

Dieser mit der Stromwende einhergehende Paradigmenwechsel beeinflusst und erschwert gleichermaßen die langfristige Ausbauplanung eines sicheren und zuverlässigen sowie bedarfsgerechten und robusten Übertragungsnetzes. Die Netzintegration erneuerbarer Energien, der Standort und die Wirtschaftlichkeit (auch für die Netzstabilität notwendiger) bedarfsgerechter Kraftwerke, verbraucherseitige Flexibilisierungsmaßnahmen (power demand side management, power-to-heat u.a.), Speicherung sowie internationaler Stromhandel beeinflussen den Netzausbaubedarf maßgeblich. Das Übertragungsnetz ist in diesem Gesamtsystemkontext das zentrale Bindeglied und dennoch im Planungsprozess in mehrerer Hinsicht in einer reagierenden Rolle. Die Herangehensweise an die Ausbauplanung des Höchstspannungsnetzes beruht meist auf *vorab* festgelegten Szenarien, welche die mögliche Entwicklung von Erzeugung und Verbrauch beschreiben. Damit sind ungeachtet einer gewissen Prognoseunsicherheit Randbedingungen (z.B. Standort, Leistung usw.) determiniert, welche unmittelbaren Einfluss auf netzseitige Um- und Ausbaumaßnahmen haben.

Anhand von Untersuchungen mit dem Simulationsmodell ATLANTIS kann der Zusammenhang zwischen der künftigen Erzeugungsstruktur und robusten Entscheidungen für ein bedarfsgerechtes und sicheres Höchstspannungsnetz im Sinne der Stromwende gezeigt werden.

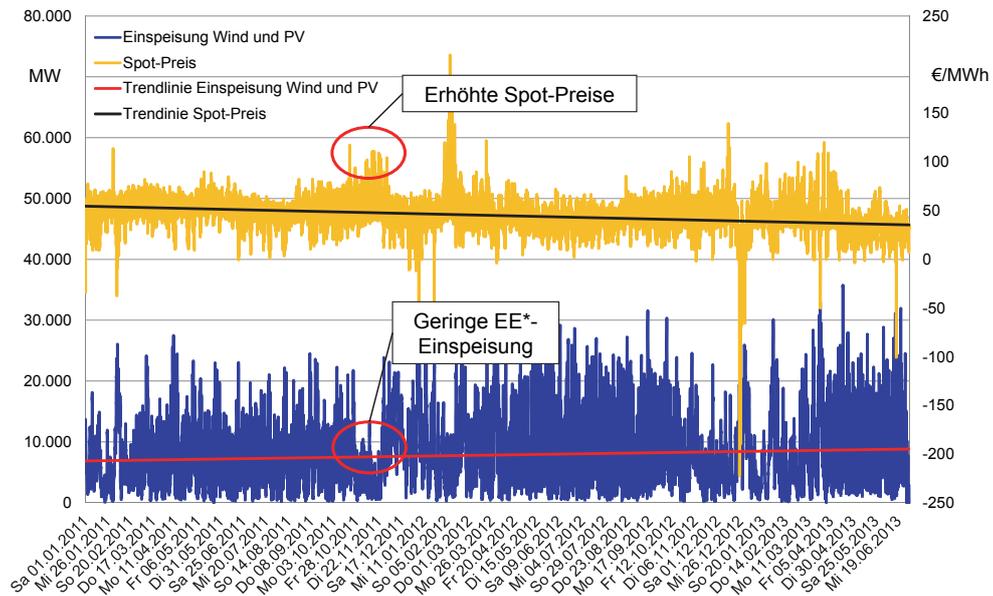


Abbildung 1: Entwicklung Sportpreis und EE-Einspeisung seit 2011 (Barth, 2013)

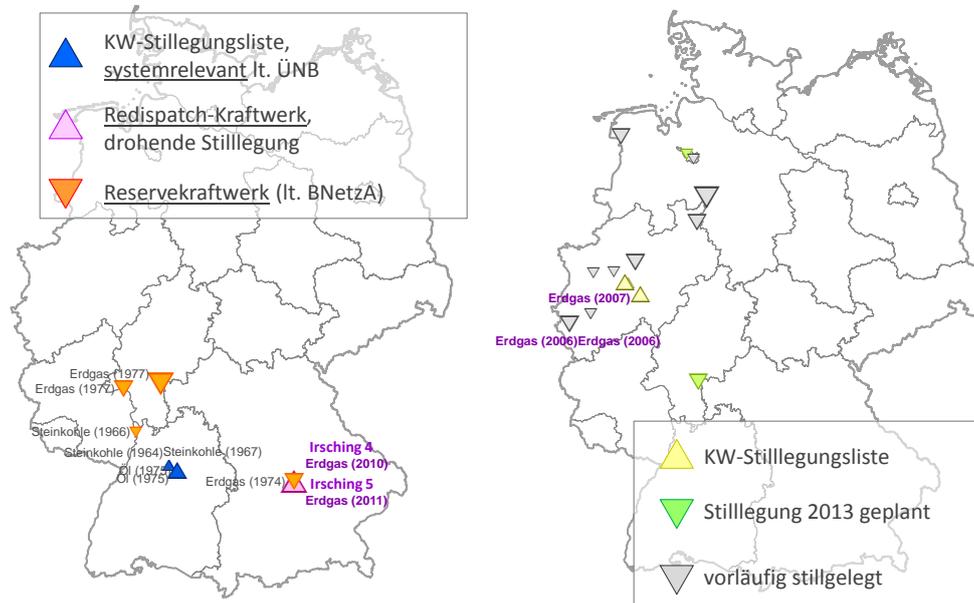


Abbildung 2: Stilllegungspläne Ende 2013 (Bundesnetzagentur, 2013a,b)

Ausgangsbasis für die Simulationen mit ATLANTIS In dem Gutachten *NEMO II* (Stigler et al., 2013) wurde der erforderliche Netzausbau im deutschen Übertragungsnetz erhoben. Dieses Gutachten basiert auf dem konsultierten Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan 2012 (NEP2012) (Bundesnetzagentur, 2012) und dem Gutachten *NEMO I* (Consentec, 2012). Im letztgenannten Gutachten wurde auf Basis des konsultierten und genehmigten Szenariorahmens eine hinsichtlich des Übertragungsnetzes knotenscharfe Regionalisierung der Einspeise- und Lastdaten vorgenommen. Auf dieser Grundlage wurden die zugehörigen Last-, Einspeise- und Austauschleistungen basierend auf Vorgaben hinsichtlich Marktorganisation, Engpassmanagement, Lastflexibilisierung (DSM), Energiespeicher sowie der Integration regenerativer Energiequellen bestimmt. Des Weiteren wurden in dem Gutachten *NEMO I* auslegungsrelevante Netznutzungsfälle, d.h. Stunden mit starker bzw. schwacher Windeinspeisung, hoher bzw. niedriger Einspeisung von Photovoltaikanlagen und hoher bzw. niedriger Last ermittelt. Auf der Grundlage des konsultierten Szenariorahmens (Bundesnetzagentur, 2012) und des Gutachtens *NEMO I* sind für den Netzausbau relevante Eingangsparameter wie z.B. der Standort bzw. der Netzeinspeiseknoten konventioneller Kraftwerke bereits vorab determiniert.

Ausgehend von dieser Datenbasis und basierend auf den wesentlichsten Erkenntnissen aus dem Gutachten *NEMO II* wird im Rahmen dieses Beitrags mit einer Grobanalyse die Sensitivität genannter *Vorab-Entscheidungen* am Beispiel der Standortwahl konventioneller Szenariorahmen-Kraftwerke auf den Netzausbaubedarf untersucht.

2 Methodische Vorgangsweise

Das übergeordnete Ziel der Untersuchungen ist die Darstellung der Auswirkung bzw. Sensitivität der getroffenen Standortwahl der Szenariorahmen-Kraftwerke¹ auf den Netzausbaubedarf bis 2022. Darauf aufbauend kann gezeigt werden, dass bei Berücksichtigung des (Start-)netzes eine neue Positionierung² der Szenariorahmen-Kraftwerke einen reduzierenden Einfluss auf den erforderlichen Netzausbau hat. Der Begriff *Szenariorahmen-Kraftwerke* umfasst dabei all jene bedarfsgerechten Kraftwerke, welche im konsultierten Szenariorahmen im Zeitraum 2013 bis 2022 vorgesehen sind. Dazu gehören sowohl gasbefeuerte Kraftwerke als auch Steinkohlekraftwerke (Abbildung 3).

Das Modell ATLANTIS (Stigler et al., 2012) bildet das kontinentaleuropäische Elektrizitätssystem und dessen mögliche zukünftige Entwicklung in Form von konsistenten Szenarien ab. Die Entwicklung von Erzeugung und Verbrauch sind dabei entsprechend nationalen bzw. internationalen Szenarien im Modell bis zum Jahr 2032 abgebildet. Basierend auf dem Konzept der *net transfer capacities* wird in ATLANTIS ein europaweites Market Coupling berechnet. Darauf aufbauend wird eine Kraftwerkseinsatzoptimierung unter Berücksichtigung der Netzrestriktionen durchgeführt. Dieser sogenannte *DC optimized power flow (DC-OPF)* ermöglicht überdies den koordinierten Einsatz von Pha-

¹Bestandsanlagen sind nicht Teil der Analysen, da deren Standort ebenso wie getätigte Investition (sunk costs) nicht mehr beeinflusst werden können.

²Unter Positionierung ist in erster Linie der Netzzanschlussknoten und nicht der tatsächliche Standort des Kraftwerks zu verstehen.

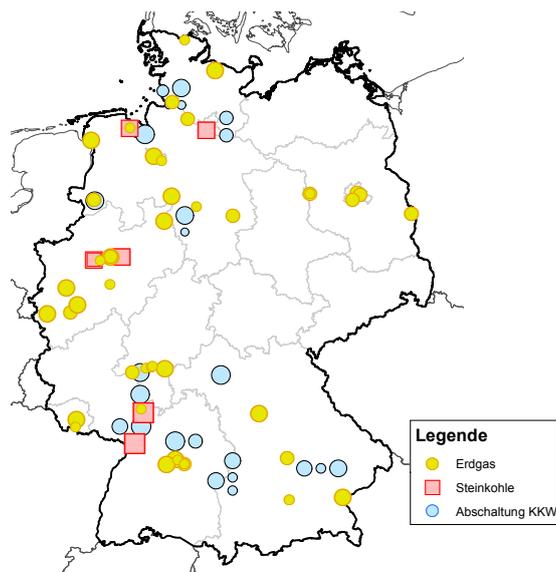


Abbildung 3: Szenariorahmen-Kraftwerke lt. Szenariorahmen NEP 2012 (Szenario B-2022) und Abschaltung der Kernkraftwerke bis 2022 (Bundesnetzagentur, 2012; Consentec, 2012)

senschiebertransformatoren, jenen von steuerbaren HGÜ-Leitungen und berücksichtigt überdies das Ergebnis aus dem Stromhandel (Abbildung 4). Dieser insbesondere für die strategische Netzausbauplanung relevante Modellkern von ATLANTIS ist eingebettet in eine umfassende Modellumgebung bestehend aus einer Vielzahl von Modulen. Auszugsweise genannt ist z.B. das Modul für die Modellierung der Einspeisecharakteristik erneuerbarer Energien auf monatlicher Basis und in geografischer Auflösung der NUTS-II-Ebene³ entsprechend oder auch die Abbildung der nominalwirtschaftlichen Entwicklung (Bilanzen und Gewinn- und Verlustrechnungen) für ca. 100 europäische Elektrizitätserzeugungsunternehmen.

Die in ATLANTIS hinterlegten monatlichen Verbrauchsdauerlinien werden diskretisiert in zwei Hochlast- (Peak) und zwei Schwachlastperioden (Offpeak). Daraus resultieren 48 Periode (repräsentative Zeitpunkte) pro Jahr. Für jeden dieser Zeitpunkt wird ein Market-Coupling und darauf aufbauend ein DC-OPF-Modell berechnet. Diesen *Szenariorechnungen* liegt die Annahme einer durchschnittlichen monatlichen EE-Erzeugung zugrunde. Der konventionelle Kraftwerkspark spielt demnach eine entscheidende Rolle für die Energiedeckung. Ergänzend zu den *Szenariorechnungen* werden *Extremfallrechnungen* vollzogen. Dabei können insbesondere die dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien wie Windkraft (On- und Offshore), Photovoltaik und Laufwasserkraft innerhalb der technischen Grenzen verändert werden. Auch der Verbrauch kann entsprechend angepasst werden. Dadurch können bspw. Situationen analysiert werden, in welchen besonderes hohe Netzbelastungen zu erwarten sind (z.B. Starkwind in Kombina-

³Nomenclature des unités territoriales statistiques, Systematik der Gebietseinheiten für die Statistik

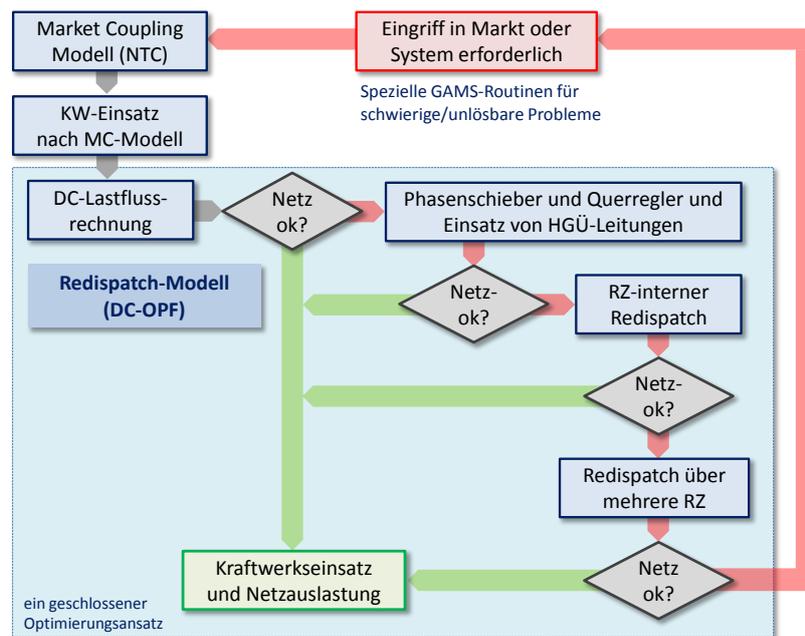


Abbildung 4: Marktmodell und DC-OPF in ATLANTIS (Nischler, 2014)

tion mit Schwachlast). Unter Anwendung des Simulationsmodell ATLANTIS werden im Rahmen der Analysen elektrizitätswirtschaftliche Indikatoren für den Netzausbaubedarf wie z.B. RES-Integration, Redispatch usw. ausgewertet.

Die Wirtschaftlichkeit konventioneller Kraftwerke (Bestandskraftwerke ebenso wie geplante Neuanlagen) ist bei aktueller Marktorganisation maßgeblich von deren Volllaststundenzahl abhängig. Ein bedarfsgerechtes Kraftwerk bekommt nur dann einen Zuschlag am Markt, wenn seine variablen Erzeugungskosten unterhalb jener des preissetzenden Kraftwerks liegen. Die jeweilige Marktsituation ist dabei beeinflusst vom Dargebot vorrangig einspeisender EE-Erzeugung, der aktuellen Lastsituation und anderweitiger Subventionierungen (z.B. KWK-Förderung). Zunächst unbeeinflusst ist das Handlungsergebnis vom Höchstspannungsnetz. In einem NTC-basierten Marktmodell ist der Handelsfahrplan eines Kraftwerks nahezu unbeeinflusst vom Netzanschlussknoten des jeweiligen Kraftwerks. In der Investitionsentscheidung über den Bau eines Kraftwerks spielt der Netzanschlussknoten bzw. die Netztransportkapazität am Standort gegenüber anderen Faktoren (wie z.B. die Infrastruktur zur Primärenergieversorgung am Kraftwerksstandort) daher eine untergeordnete Rolle.

In ersten Analyseschritt wird die Marktquote der Szenariorahmen-Kraftwerke aus dem Szenario B-2022 im Startnetz ermittelt. Die *Marktquote* wird als Verhältnis zwischen der am Markt zugeschlagenen Erzeugung und der am Markt angebotenen Erzeugung (Jahreserzeugung in GWh) definiert. Anschließend wird basierend auf der DC-OPF-Rechnung bis 2022 für jedes Szenariorahmen-Kraftwerk eine Auswertung über dessen Wirkung auf das 220/380-kV-Startnetz vorgenommen. Bemessen an der Differenz zwi-

schen Handelsfahrplan und Kraftwerkseinsatz nach DC-OPF-Modell (Redispatch) können für jedes Szenariorahmen-Kraftwerk drei Wirkungsweisen auf das Netz unterschieden werden.

- (i) **netzstützend:** Das Kraftwerk wird zur Auflösung vorgelagerter Netzengpässe eingesetzt (positiver Redispatch überwiegt).
- (ii) **netzbelastend:** Das Kraftwerk muss aufgrund von nachgelagerten Netzengpässen in seiner Produktion eingeschränkt werden und wirkt demnach netzbelastend (negativer Redispatch überwiegt).
- (iii) **neutral:** Das Kraftwerk leistet am Standort/Netzeinspeiseknoten weder einen nennenswerten netzbelastenden noch netzentlastenden Beitrag (positiver und negativer Redispatch gleichermaßen gering).

In Kombination mit der Analyse über die Marktfähigkeit (Marktquote) ergeben sich demnach fünf⁴ Konstellationen für die Systemwirkung eines Szenariorahmen-Kraftwerks auf das Startnetz. Die Szenariorahmen-Kraftwerke, deren jeweilige Marktquote unter 10% liegt, werden für die nachfolgenden ATLANTIS-Rechnungen nicht berücksichtigt⁵. Szenariorahmen-Kraftwerke, welche grundsätzlich marktfähig sind, jedoch netzbelastend bzw. neutral auf das Netz wirken, werden für die weiteren Analysen an vorteilhafteren Netzknoten vorgesehen. Ein überwiegender Einsatz eines Szenariorahmen-Kraftwerks für positiven Redispatch in der Szenariorechnung (48 Fälle pro Jahr) deutet auf einen vorgelagerten *strukturellen* Engpass im Nahbereich des Einspeiseknoten hin. Für das Netz vorteilhafte Einspeiseknoten sind daher auch jene, an welchen *nicht marktfähige* Kraftwerke für positiven Redispatch und demnach netzentlastend eingesetzt werden. Unterstützend dazu werden basierend auf netzrelevanten Extremfallrechnungen (z.B. Starkwindsituationen) *situative* Engpässe im Startnetz lokalisiert. Jenseits dieser Engpässe werden geeignete Anschlussknoten für Szenariorahmen-Kraftwerke ermittelt. Aufbauend auf diesen Szenario- und Extremfallrechnungen im Startnetz wird in weiterer Folge die Wirkung von HGÜ-Korridoren in Kombination mit der optimierten Neuverteilung der Szenariorahmen-Kraftwerke dargestellt.

Als Indikatoren für die Wirkung der Maßnahmen (Szenariorahmen-Kraftwerke an geänderten Knoten, HGÜ-Korridore...) auf den erforderlichen Netzausbau dienen dabei der Umfang an Redispatch und die Integration des Dargebots an erneuerbaren Energien (Windkraft, PV).

⁴Ein Kraftwerk, welches am Markt nicht zugeschlagen wird, wird auch nicht netzbelastend eingesetzt werden. Die sechste Kombination „nicht marktfähig“ und „netzbelastend“ tritt daher methodisch nicht in Erscheinung.

⁵Die in ATLANTIS zusätzlich zu den 48 Energiedeckungsrechnungen pro Jahr durchgeführte Leistungsdeckungsrechnung (angelehnt an (entsoe, 2013; Fath et al., 2011)) ergibt auch ohne diese Szenariorahmen-Kraftwerke ausreichende Kapazität zur Deckung der Jahreshöchstlast. Der Ansatz einer eigenständigen Deckung der Jahreshöchstlast bspw. aus energiepolitischen Gesichtspunkten war nicht Teil der Analyse. In ähnlicher Art und Weise argumentiert die Bundesnetzagentur im konsultierten Szenariorahmen (Bundesnetzagentur, 2012, S.37). Darin wird diesbezüglich festgehalten, dass die Bundesnetzagentur nicht geprüft hat, „*welche Kraftwerkskapazitäten erforderlich wären, um die Jahreshöchstlast durch inländische Kraftwerke decken zu können*“

3 Ergebnisse für 2022 und Ausblick auf 2032

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse der Analysen für das Jahr 2022 dargestellt. Im ersten Abschnitt werden die Ergebnisse der Analysen mit Startnetz diskutiert. Im zweiten Abschnitt folgen die Ergebnisse aus den Berechnungen mit HGÜ-Korridoren. Der dritte und letzte Abschnitt zeigt die Ergebnisse des Ausblicks auf das Jahr 2032.

Ergebnisse im Startnetz Das erste Ergebnis der Grobanalyse ist die Betrachtung der Marktquote aller Szenariorahmen-Kraftwerke (Abbildung 3) im Startnetz. Die Handlungsergebnisse der Szenariorechnungen (bei durchschnittlicher EE-Erzeugung) in ATLANTIS zeigen für 17 Szenariokraftwerke (insgesamt 7,3 GW) eine Marktquote deutlich unter 10%, teilweise sogar eine Quote von 0%. Die restlichen Kraftwerke erreichen eine durchschnittliche Marktquote von 83%. Entsprechend Tabelle 1 besteht aus Sichtweise der Netzbelastung für eine Leistung von 10,2 GW gewissermaßen ein Optimierungspotenzial hinsichtlich des Einspeiseknotens marktfähiger Szenariorahmen-Kraftwerke. Tabelle 1 zeigt zudem, dass rund 5,2 GW der nicht marktfähigen Kraftwerke dennoch an einem für das Netz günstigen Standort stehen und für positiven Redispatch und demnach netzentlastend eingesetzt werden.

Tabelle 1: Markt- und Netzwirkung der Szenariorahmen-Kraftwerke im Startnetz (2022)

	netzentlastend	neutral	netzbelastend
Marktquote > 10%	3,3 GW	6,0 GW	4,2 GW
Marktquote < 10%	5,2 GW	2,1 GW	-

Diese Netzknoten dienen in weiterer Folge als Anhaltspunkt für die optimierte Standortwahl marktfähiger Szenariorahmen-Kraftwerke, welche am Einspeiseknoten aus dem konsultiertem Szenariorahmen netzbelastend oder neutral auf das Startnetz wirken. Unterstützend dazu wird der Extremfall mit Starklast, Starkwind und geringer PV-Erzeugung herangezogen um situative Engpässe in diesem für das Startnetz besonders schwierigen Netznutzungsfall durch optimierte Standortwahl von Szenariorahmen-Kraftwerken zumindest teilweise zu entlasten. Abbildung 5 zeigt die Auslastung des Startnetzes im Extremfall Hochlast, Starkwind und schwache PV-Erzeugung.

In diesem Fall kommt es zu einer netzengpassbedingten Nichtintegration des Starkwinddargebots im Ausmaß von 12,2 GW bzw. zu einer netzengpassbedingten Kappung im Ausmaß von 25% bemessen am Dargebot (Abbildung 7).

Der nächste Analyseschritt beruht erneut auf Basis des Startnetzes, allerdings werden folgende Maßnahmen für Szenariorahmen-Kraftwerke getroffen.

- Jene 7,3 GW an Szenariorahmen-Kraftwerke, welche eine Marktquote von unter 10% aufweisen, werden aus dem Szenario entfernt.
- Die netzbelastend bzw. neutral wirkenden Szenariorahmen-Kraftwerke (in Summe rund 10 GW) werden an optimierten/netzentlastenden Einspeiseknoten im Nah-

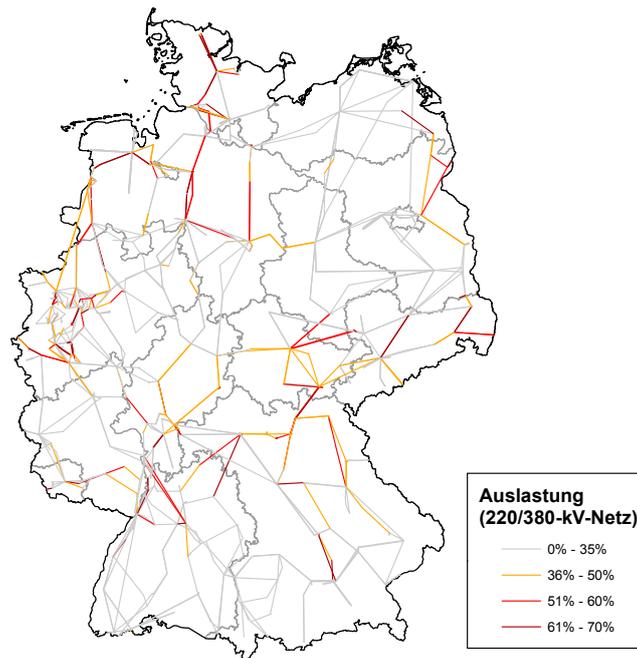


Abbildung 5: Auslastung des Startnetzes im Extremfall Starkwind, Hochlast, schwache PV-Erzeugung im Jahr 2022

bereich struktureller und situativer Engpässe basierend auf Szenario- und Extremfallrechnungen vorgesehen.

Abbildung 6 stellt den Umfang an Redispatch in der Szenariorechnung (bei durchschnittlicher EE-Erzeugung) gegenüber. Der Vergleich im Startnetz zeigt eine deutliche Reduktion des Redispatchumfangs durch die optimierte Standortwahl der Kraftwerke. Damit einhergehend lässt sich auch eine entsprechend höhere Integrationsrate erneuerbaren Energien nachweisen. Wenngleich diese in der Szenariorechnung nicht so deutlich ausfällt, wie in der Extremfallrechnung mit Starkwinddargebot. Im Falle von Starkwinddargebot kann durch die optimierte Standortwahl konventioneller Kraftwerke der Redispatchumfang gesenkt und die Windintegration im Startnetz gesteigert werden (vgl. dazu Abbildung 7). Dieses Ergebnis untermauert die Gesamtsystemwirkung und Sensitivität der Standortwahl zukünftiger Kraftwerke auf den erforderlichen Netzausbau.

Ergebnisse mit steuerbaren Transportkorridoren (HGÜ) Die positive Wirkung von HGÜ-Korridoren auf EE-Integration, Redispatchumfang, das unterlagerte 220/380-kV-Netz, Ringflüsse über Nachbarnetze usw. konnte bereits im Gutachten NEMO II nachgewiesen werden. Zusammenfassend wurde in dem Gutachten festgestellt, „*dass auf Basis der vorgegebenen Rahmenbedingungen bereits [...] im Jahr 2022 insbesondere bei Starkwindfällen ein Transportbedarf erwächst, der deutlich über der bestehenden Transportkapazität des Startnetzes liegt und dass die Transportaufgabe aufgrund des geringeren*

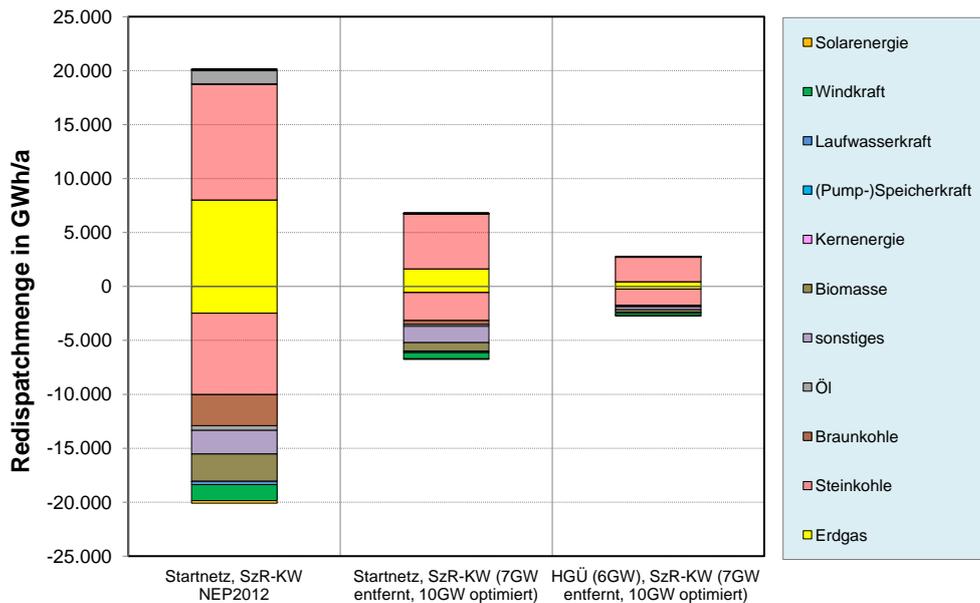


Abbildung 6: Gegenüberstellung des Redispatchumfangs in GWh/a im Jahr 2022

Trassenbedarfs und einer höheren Nachhaltigkeit am besten durch einen Netzausbau mit HGÜ-Overlay-Strukturen bewältigt werden kann.“ Grund dafür sind die „örtliche Distanz und zeitliche Entkopplung zwischen Erzeugung aus dargebotsabhängigen Energiequellen und dem Bedarf an elektrischer Energie sowie Energiespeicherung“ woraus wiederum der Bedarf an gerichtetem Stromtransport resultiert. (Stigler et al., 2013)

In Abbildung 6 zeigt sich deutlich die Wirkung des HGÜ-Korridors auf den Redispatchumfang. Verglichen mit der Berechnung ohne HGÜ-Korridor sinkt der Umfang an netzengpassbedingten Eingriffen in den Kraftwerkeinsatz um mehr als die Hälfte. Noch deutlicher wird die positive Wirkung des HGÜ-Korridors in der Starkwindsituation ersichtlich (Abbildung 7). Durch die Kombination aus netzoptimierten Standorten konventioneller Kraftwerke und dem HGÜ-Korridor mit einer Transportleistung von 6 GW kann deutlich mehr Wind in das Netz integriert werden als im Startnetz und bei ursprünglicher Kraftwerksverteilung lt. Szenariorahmen NEP2012. Die Entscheidung für steuerbare Transportkorridore im Zielnetz für 2022 kann demzufolge als robust und zukunftsorientiert bezeichnet werden. Eine Erhöhung der HGÜ-Kapazität auf 10 GW bringt die Menge an nicht integrierbarer Winderzeugung im Starkwindfall einen Bereich von unter 5%. Alternative Verwendungszwecke für Leistungen bzw. Energiemengen in dieser Größenordnung sind bspw. power-to-heat oder Speicherung (power-to-gas). Zusätzliche Netzoptimierungs-, -verstärkungs-, und -ausbaumaßnahmen (NOVA) im 220/380-kV-Netz sind zudem zielführend und notwendig. Dies unterstreichen auch die Auslastungen im 220/380-kV-Netz in Abbildung 8.

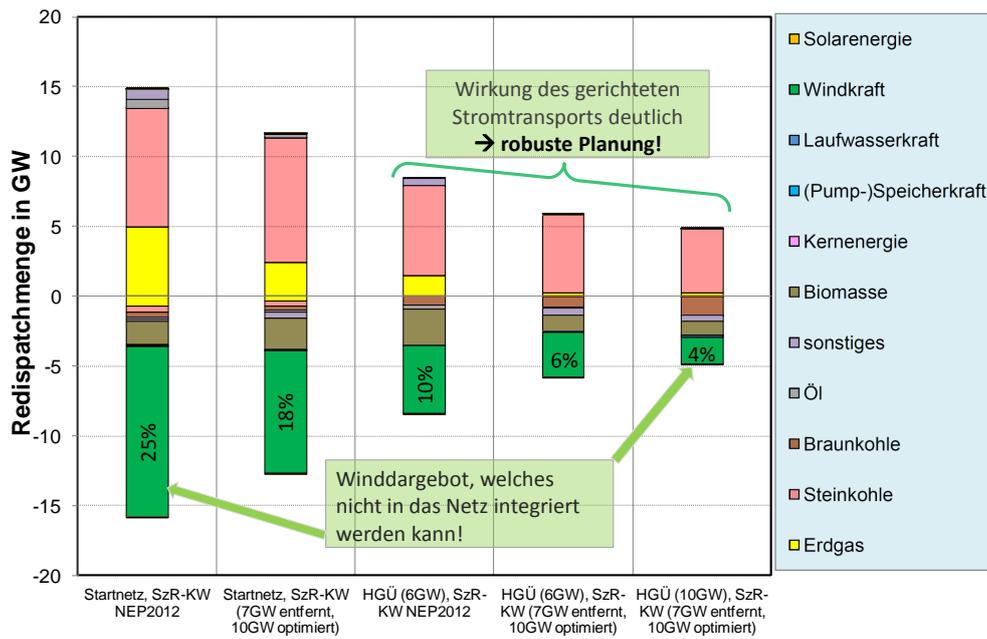


Abbildung 7: Gegenüberstellung der Redispatchmenge im Extremfall Starkwind, Hochlast, schwache PV-Erzeugung im Jahr 2022

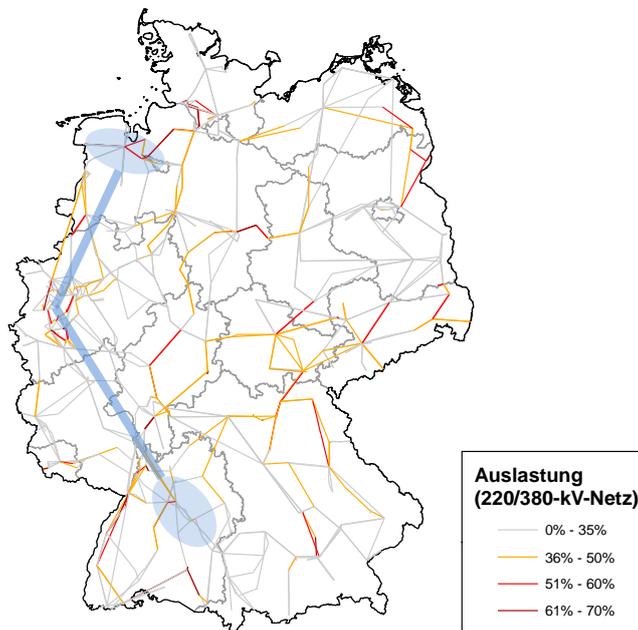


Abbildung 8: Auslastung des AC-Netzes im Extremfall Starkwind, Hochlast, schwache PV-Erzeugung mit HGÜ-Korridor im Jahr 2022

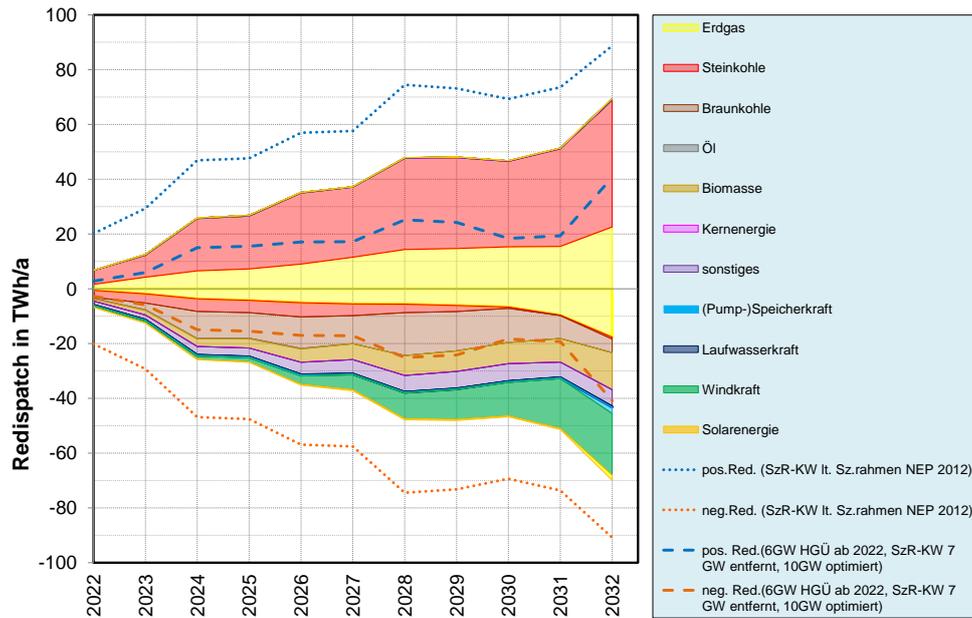


Abbildung 9: Verlauf der jährlich kumulierten Redispatchenergie je Kraftwerkstyp zwischen 2022 und 2032 basierend auf ATLANTIS Simulationen im Startnetz.

Ausblick auf das Jahr 2032 Aufbauend auf den Ergebnissen in den Jahren 2013 bis 2022 wird ein Ausblick bis zum Jahr 2032 vorgenommen. Dabei wird für die im Szenariorahmen NEP2012 vorgesehenen Szenariorahmen-Kraftwerke mit geplanter Inbetriebnahme zwischen 2023 und 2032 keine Änderung vorgenommen. Wie im Gutachten NEMO II (Stigler et al., 2013, S.58) dargestellt, steigt der Redispatchumfang im Modellergebnis von ATLANTIS insbesondere ab dem Jahr 2022 (Abschaltung der letzten Kernkraftwerke) deutlich an und erreicht bis zum Jahr 2032 eine Größenordnung von rd. 90 TWh/a. Ein derartig hoher Umfang an Eingriffen in den Kraftwerkseinsatz zur Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebs ist in der Praxis des Netzbetriebs nicht zu bewerkstelligen, aufgrund hoher Kosten wirtschaftlich nicht vertretbar und stellt daher keineswegs eine Alternative zum Netzausbau dar. Der Umfang an negativem Redispatch der EE-Erzeugung beträgt 2032 rund 30 TWh. Bemessen an der erwarteten Jahreserzeugung aus Windkraft bedeutet dies eine netzengpassbedingte Nicht-Integration der EE-Erzeugung im Ausmaß von 13%.

Unter Berücksichtigung der Annahme durchschnittlicher EE-Erzeugung ist diese Größenordnung als deutliches Signal für Netzausbau zu werten. Die Annahme optimierter Einspeiseknoten der Szenariorahmen-Kraftwerke (rd. 10 GW) wirkt zwar reduzierend auf den Redispatch, ist aber keineswegs ausreichend im Sinne der optimalen Nutzung des EE-Dargebots bei gegebener installierter Leistung (Abbildung 9⁶. Der Umfang nicht

⁶Gegenüberstellung bei originaler Kraftwerksverteilung lt. Szenariorahmen NEP 2012 (punktiierte Linien), einer optimierten Wahl von Einspeiseknoten für Szenariorahmen-Kraftwerke (rd. 10 GW,

integrierter Winderzeugung bemessen am Erwartungswert für 2032 beläuft sich im Startnetz bei optimierter Standortwahl auf 10%. Eine deutliche Reduktion des netzengpassbedingten Eingriffs in den Kraftwerkseinsatz in Form von Redispatchmaßnahmen und Einspeisemanagement von EE-Erzeugung kann durch die Berücksichtigung steuerbarer Transportkorridore erreicht werden. Dabei sinkt der Umfang nicht integrierter Winderzeugung bemessen am Erwartungswert für 2032 auf 3,2% und damit in eine Größenordnung, in welcher durch Alternativlösungen wie z.B. power-to-heat eine vollständige EE-Nutzung erreicht werden kann.

4 Zusammenfassung der Ergebnisse

Basierend auf dem konsultierten Szenariorahmen zum NEP2012 (Bundesnetzagentur, 2012) werden für den Zeitraum 2013 bis 2022 Simulationen mit ATLANTIS vollzogen, mit dem Zweck die konventionellen Szenariorahmen-Kraftwerke (rd. 20 GW bis 2022) zunächst auf deren Marktfähigkeit hin zu untersuchen. Die Marktergebnisse sind unabhängig von Netz, da im gewählten Engpassmanagementmodell (NTC-Ansatz) innerhalb der Regelzonen/Länder eine Kupferplatte angenommen wird. Insofern ist auch der Netzanschlusspunkt eines Kraftwerkes in diesem ersten Analyseschritt von untergeordneter Bedeutung. Die Ergebnisse zeigen, dass rund 7 GW der Szenariorahmenkraftwerke eine äußerst geringe Marktquote von unter 10% bemessen an einer wirtschaftlichen Volllaststundenzahl pro Jahr aufweisen. Für die weiteren Berechnungen in ATLANTIS werden die nicht marktfähigen Kraftwerke nicht berücksichtigt. Auch zeigt sich ohne diese Kraftwerke keine Deckungslücke zur Deckung der Jahreshöchstlast bis 2022, wobei keine gesonderte Analyse über den Beitrag des in den ATLANTIS Simulationen implizit berücksichtigten internationalen Netzverbundes (ENTSO-E CE) zur Deckung der deutschen Spitzenlast gemacht wurde.

Die Wirkung eines jeden Szenariorahmen-Kraftwerks an dem im Szenariorahmen vorgesehenen Anschlussknoten auf das Startnetz wird im nächsten Schritt in *(i) netzentlastend*, *(ii) neutral* und *(iii) netzbelastend* kategorisiert. In die Kategorien *neutral* und *netzbelastend* fallen rund 10 GW der bis 2022 im Szenariorahmen zum NEP2012 vorgesehenen konventionellen Kraftwerke. Basierend auf Schwachstellenanalysen in Szenariorechnungen (48 repräsentative Lastflussfälle pro Jahr mit durchschnittlicher EE-Erzeugung) und in Extremfallrechnungen (z.B. Hochlast in Kombination mit Starkwind) werden strukturelle und situative Engpässe im Startnetz ermittelt. In weiterer Folge werden im Nahbereich dieser Engpässe geeignete (netzentlastende) Einspeiseknoten ermittelt und sofern geeignet als Anschlussknoten für Szenariorahmen-Kraftwerke (10 GW) vorgesehen. Die Ergebnisse im Startnetz zeigen eine deutliche Reduktion des Redispatchumfangs sowohl in der Analyse mit durchschnittlicher EE-Erzeugung (Abbildung 6) als auch in der Extremfallrechnung (Abbildung 7).

Da auch bei optimierter Standortwahl zukünftiger Kraftwerke sowohl Redispatchumfang als auch nicht-integrierte EE-Erzeugung in Größenordnungen liegen, welche den

schräffierte Flächen) im Startnetz und bei Berücksichtigung von HGÜ-Leitungen und optimierten Kraftwerksstandorten (strichlierte Linien).

sicheren Netzbetriebs in der Praxis nicht ermöglichen, aufgrund hoher Kosten wirtschaftlich nicht vertretbar und nicht im Sinne der Energiewende wäre, ist Netzausbau (nach dem NOVA-Prinzip) unter Berücksichtigung von gerichteten Transport in Form von steuerbaren HGÜ-Korridoren unabdinglich. Die Ergebnisse im Rahmen der gegenwärtigen Analysen untermauern damit die grundlegenden Erkenntnisse aus früheren Untersuchungen (Stigler et al., 2013). Insbesondere im Starkwindfall ergibt sich eine deutlich höhere Windintegration durch Berücksichtigung der HGÜ-Korridore. In Kombination von optimierter Standortwahl konventioneller Kraftwerke und HGÜ-Korridoren kann die nicht-integrierbare Winderzeugung im Starkwindfall 2022 auf ein Niveau im Bereich von 5% und damit auf eine Größenordnung reduziert werden, in welcher das Potenzial alternative Verwendungszwecke wie z.B. power-to-heat oder (dezentrale) in wirtschaftlicher und technischer Hinsicht gehoben werden kann. Der Ausblick auf das Jahr 2032 bestärkt diese Erkenntnis über die Notwendigkeit steuerbarer Korridore für den gerichteten Stromtransport.

5 Schlussfolgerungen und Ausblick

Das Stromnetz stellt für das Gesamtsystems aus Erzeugung, Verteilung, Speicherung und Verbrauch das physikalisch notwendige Bindeglied dar. Die Ausbauplanung des Übertragungsnetzes ist demnach maßgeblich davon beeinflusst, in welchen, zum Teil schwer prognostizierbaren Entwicklungspfaden, sich die Förderung erneuerbarer Energiequellen, Marktorganisation, Speicherung und Verbrauch in den kommenden Jahren verändern. Im Rahmen der europäischen Energie- und Klimapolitik und der damit einhergehenden Stromwende in vielen Mitgliedsstaaten gestaltet sich die Planungssituation für die Übertragungsnetzbetreiber zunehmend komplexer und schwieriger. Neben der Aufgabe als Transportnetz bzw. Übertragungsnetz sind zukünftig hohe Anforderungen an ein echtes Verbundnetz mehr denn je gestellt. Neben der Bedienung des Transportbedarfs ist der sichere und zuverlässige Netzbetrieb von höchster Bedeutung. Zusätzlich zur Energiedeckungsaufgabe durch Kraftwerke gilt es im Sinne der Netzstützung (Spannungs- und Frequenzhaltung, Kurzschlussströme etc.) auch den dafür entsprechenden sinnvollen Kraftwerksstandort im Netz zu bestimmen. Dies ist insbesondere hinsichtlich der aktuellen Situation sinkender Wirtschaftlichkeit bestehender Anlagen im derzeitigen Marktsystem, dem Wegfall von Kraftwerken bspw. aufgrund gesetzlicher Bestimmungen wie dem Ausstieg aus der Kernenergie sowie der fehlenden Investitionsanreize für den Neubau von bedarfsgerechten, konventionellen Kraftwerken von besonders dringlicher Relevanz für die Netzsicherheit und die Netzausbauplanung in den kommenden Jahren. In den Fragen über das zukünftige Marktdesign ist es daher maßgeblich auch netzplanerische und netzbetriebliche Aspekte zu berücksichtigen. Die langen Vorlaufzeiten für Planung und Genehmigung des Netzausbaus und die sich im Gegensatz dazu sehr dynamisch verändernde Umgebung (EE-Ausbau und Förderung, Marktorganisation, Speicher usw.) bedeuten für die Ausbauplanung des Übertragungsnetzes als Voraussetzung für die Integration erneuerbarer Energien die Festlegung *robuster erster Schritte* und die Notwendigkeit einer *zeitlich rollierenden Planung*. Unbestritten ist die physi-

kalisch bedingte schwierige Steuerbarkeit der Lastflüsse im 220/380-kV-Drehstromnetz, insbesondere im Hinblick auf den zukünftigen Transportbedarf zwischen Erzeugung- und Lastzentren. Bei den erwarteten Durchdringungsraten lastferner EE-Einspeisung und dem mit der Stromwende einhergehenden Paradigmenwechsel von einem bedarfsge- rechten und bedarfsnahen System hin zu einem dargebotsabhängigen und bedarfsfernen Aufbringungssystem ist daher der *gerichtete Stromtransport* durch *steuerbare Trans- portkorridore* (z.B. HGÜ-Leitungen) als zielführende und robuste Lösung im Sinne einer gedeihlichen Umsetzung der Energiewende zu erachten.

Literatur

- Barth, P. (2013). Energiewende in Deutschland: politisch oder technisch-wirtschaftliche Herausforderung. In *51. Fachtagung der Österreichischen Gesellschaft für Energietechnik im OVE: Energiewende - die Herausforderung! 10.-11.10.2013 Graz*. OVE.
- Bundesnetzagentur (2012). Az.: 8121-12/Szenariorahmen 2011. Website. zugegriffen auf http://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/I/Szenariorahmen/GenehmigungSzenariorahmenI.pdf?__blob=publicationFile; in 01/2014.
- Bundesnetzagentur (2013a). Kraftwerksliste BnetzA, Stand 16/10/2013.
- Bundesnetzagentur (2013b). Kraftwerksstilllegungsanzeigen BnetzA, Stand 18/11/2013.
- Consentec (2012). Regionalisierung eines nationalen energiewirtschaftlichen Szenariorahmens zur Entwicklung eines Netzmodells (NEMO). Website. zugegriffen auf http://nvonb.bundesnetzagentur.de/netzausbau/Gutachten_NEMO_I.pdf; in 01/2014.
- entsoe (2013). Scenario Outlook & Adequacy Forecast (SO&AF) 2013-2030 (April 2013). Website. zugegriffen auf https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/entsoe/So_AF_2013-2030/130403_SOAF_2013-2030_final.pdf; in 01/2014.
- Fath, J., Gutschi, C., Schüppel, A., and Stigler, H. (2011). Stochastischer Ansatz zur Bestimmung der gesicherten Leistung eines Kraftwerksparks. In *IEWT2011 - 7. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien*. TU Wien. zugegriffen auf http://eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at_pages/events/iewt/iewt2011/uploads/fullpaper_iewt2011/P_328_Fath_Jan__31-Jan-2011,_19:08.pdf; in 01/2014.
- Nischler, G. (2014). *Strategische Netzausbauplanung (Arbeitstitel)*. PhD thesis, IEE TU Graz (unveröffentlichte Dissertation).
- Stigler, H. (2013). Die Anforderungen an eine erfolgreiche Energiewende. *e&I Elektrotechnik und Informationstechnik*, 130(8):248–249.
- Stigler, H., Gutschi, C., Huber, C., Nischler, G., Schüppel, A., Nacht, T., Feichtinger, G., Jagl, A., Hütter, D., and Bachhiesl, U. (2012). ATLANTIS - Forschungsinstrument des Instituts für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation. In *Alternativen für die Energiezukunft Europas - Symposium Energieinnovation*. Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation.
- Stigler, H., Renner, H., Nischler, G., and et al. (2013). Gutachten zur Ermittlung des erforderlichen Netzausbaus im deutschen Übertragungsnetz. Website. zugegriffen auf http://nvonb.bundesnetzagentur.de/netzausbau/Gutachten_NEMO_II.pdf; in 01/2014.