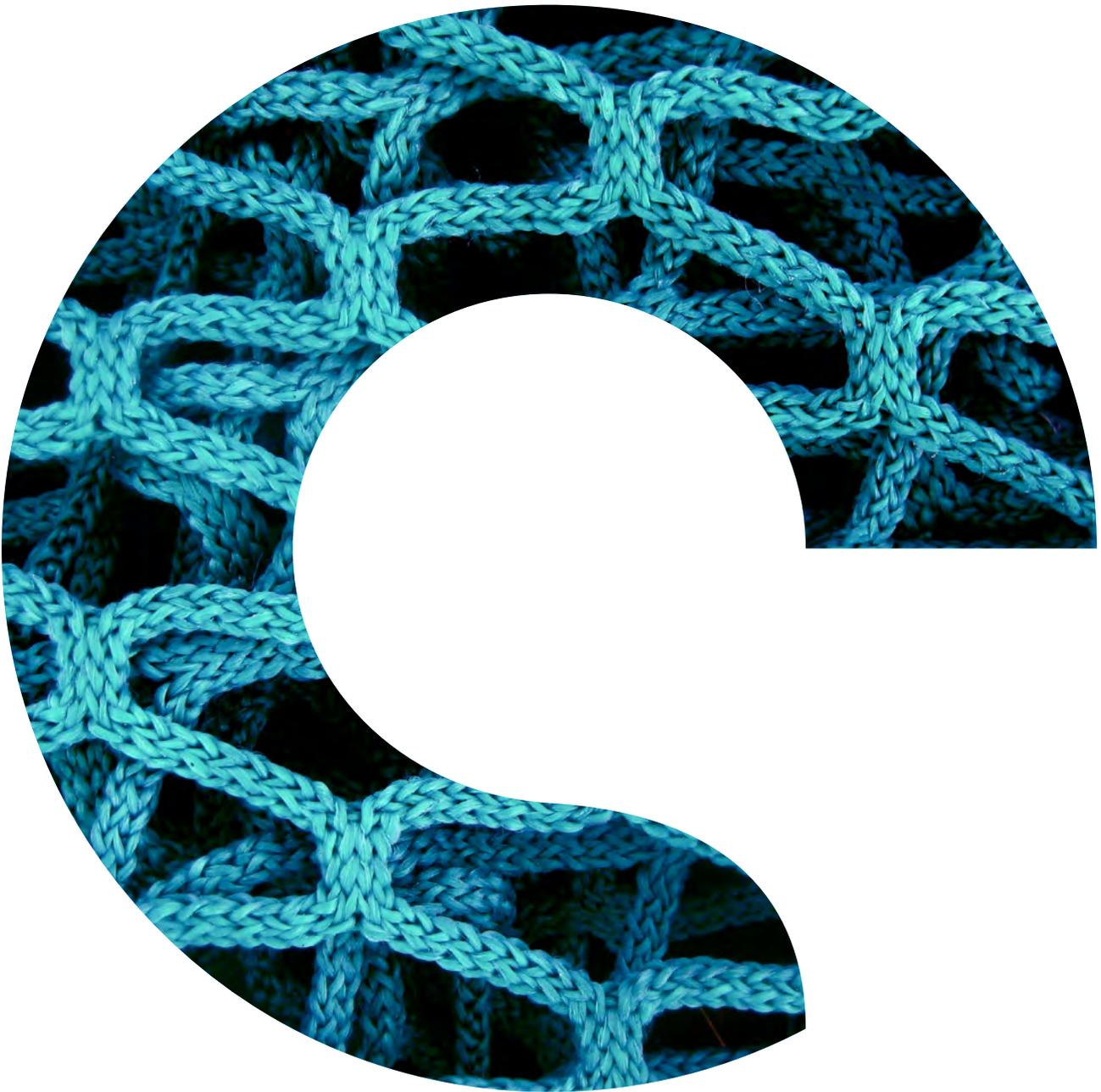

Optimierung der Stromnetze

Sofortmaßnahmen zur Senkung der
Netzkosten und zur Rettung der
deutschen Strompreiszone

IMPULSE

Agora
Energiewende



Optimierung der Stromnetze

IMPRESSUM

IMPULSE

Optimierung der Stromnetze

Sofortmaßnahmen zur Senkung der Netzkosten
und zur Rettung der deutschen Strompreiszone

ERSTELLT VON

Agora Energiewende
Anna-Louisa-Karsch-Straße 2 | 10178 Berlin
T +49 (0)30 700 14 35-000
F +49 (0)30 700 14 35-129
www.agora-energiewende.de
info@agora-energiewende.de

VERFASST VON

Dr. Stephanie Ropenus
Frank Peter
Dr. Patrick Graichen

Ansprechpartner

stephanie.ropenus@agora-energiewende.de

Satz: Juliane Franz, Agora Energiewende

Titel: Katharina Fischer / photocase.de

122/03-I-2017/DE

Veröffentlichung: Dezember 2017

Bitte zitieren als:

Agora Energiewende (2017): Optimierung der Stromnetze. Sofortmaßnahmen zur Senkung der Netzkosten und zur Rettung der deutschen Strompreiszone.

www.agora-energiewende.de

Vorwort

Liebe Leserin, lieber Leser,

der Netzausbau ist ein zentraler Schlüssel für die Umsetzung der Energiewende. Allerdings braucht er Zeit: So werden etwa die geplanten Gleichstromtrassen SuedLink und SuedOstLink erst 2025 in Betrieb gehen. In der Zwischenzeit steigen die *Redispatch*-Maßnahmen der Netzbetreiber, und es wird zunehmend Erneuerbare-Energien-Strom abgeregelt, mit der Folge steigender Netzentgelte. Zudem verschärft sich die Diskussion über eine mögliche Teilung der einheitlichen Preiszone in Deutschland, da viele unserer Stromnachbarn sowie die EU-Kommission darauf drängen, die innerdeutschen Netzengpässe nicht an die Außengrenzen zu verlagern – mit der Folge noch höherer Netzeingriffskosten in Deutschland.

Dieses Impulspapier stellt Handlungsempfehlungen für Sofortmaßnahmen vor, um Netzengpässe kurzfristig zu reduzieren. Diese können den Netzausbau nicht ersetzen. Mit der Umsetzung von Sofortmaßnahmen geht es stattdessen darum, den Netzausbau optimal zu ergänzen, um die Kosten für *Redispatch* und Einspeisemanagement kurzfristig zu senken.

Viele Maßnahmen sind bereits Stand der Technik und können heute eingesetzt werden. Jetzt geht es vor allem darum, für eine schnelle Umsetzung regulatorisch die richtigen Voraussetzungen zu schaffen – und mit den Netzbetreibern eine flächendeckende *Rollout*-Strategie zu vereinbaren.

Wir wünschen Ihnen eine anregende Lektüre!

Dr. Patrick Graichen
Direktor Agora Energiewende

Ergebnisse auf einen Blick:

1

Mit kurzfristigen Sofortmaßnahmen können die Kosten für *Redispatch* und die Abregelung von Erneuerbare-Energien-Strom deutlich gesenkt werden. Deshalb gilt es, Sofortmaßnahmen zur höheren Auslastung der Bestandsnetze umgehend auszuschöpfen, um Netzengpässe zu vermeiden, bis der Ausbau der Stromautobahnen realisiert ist. Zudem werden durch diese Maßnahmen auch die Netze benachbarter Staaten entlastet.

2

Innovative Sofortmaßnahmen, die kurzfristig Stromleitungen entlasten, sollten aktiver Bestandteil der Netzplanung sein. Für diesen kürzeren Zeithorizont – zwei bis vier Jahre – sollte der Prozess der Netzplanung angepasst werden. Kernkriterium hierbei ist, dass die Umsetzung dieser Sofortmaßnahmen nachweislich günstiger ist als die Kosten, die andernfalls aus *Redispatch* und der Abregelung von Erneuerbare-Energien-Anlagen resultieren.

3

Netzoptimierungs- und -verstärkungsmaßnahmen sind heute bereits Stand der Technik, werden aber noch viel zu selten eingesetzt. Zu den Maßnahmen gehören das Freileitungsmonitoring, Hochtemperaturleiterseile und der Einsatz von Querreglern. Genehmigungsverfahren sollten – wo möglich – vereinfacht werden, um eine Beschleunigung der Umsetzung zu erreichen; und die Netzbetreiber sollten sich auf einen klaren Zeitplan für den *Rollout* der Technologien festlegen.

4

Um die Kosten für die Netzeingriffe deutlich zu senken und den Bestand der einheitlichen deutschen Preiszone zu erhalten, ist ein unmittelbar im Koalitionsvertrag verankertes Sofortprogramm „Optimierung der Bestandsnetze“ unumgänglich. Dieses müsste von der künftigen Regierung zügig beschlossen und schon im ersten Halbjahr 2018 umgesetzt werden, um noch vor 2020 Wirkung entfalten zu können. Denn beim Netzausbau sind kurzfristige Erfolge notwendig für den Erhalt der einheitlichen deutschen Gebotszone.

Inhalt

1	Einleitung	7
	Warum brauchen wir Netzausbau?	7
	Wenn die Übertragungskapazität nicht ausreicht: Netzengpässe	8
	Verzögerungen beim Netzausbau – was ist die Konsequenz?	8
	Ziel dieses Impulspapieres	10
2	Impulse für kurzfristige Maßnahmen zur Optimierung der Netze	12
	Maßnahme 1: Weiterentwicklung des Regelwerks zur Integration kurzfristiger Ad-hoc-Maßnahmen im Netzentwicklungsplan	12
	Maßnahme 2: Sofortprogramm „Schneller und flächendeckender Rollout von Temperaturmonitoring und Hochtemperaturleiterseilen“	14
	Maßnahme 3: Lastflusssteuerung im Übertragungsnetz	17
	Maßnahme 4: Flexibilisierung des konventionellen Kraftwerksparks und Reduktion des <i>Must-run</i> -Sockels	18
3	Ausblick: Kurz- und langfristige Maßnahmen müssen ineinander greifen	21

1 Einleitung

Warum brauchen wir Netzausbau?

Die Stromnetze sind ein entscheidender Schlüssel für die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende und für die europäische Marktintegration. Das Übertragungsnetz ermöglicht den **großräumigen Austausch zwischen Erzeugungs- und Laststandorten** und ist damit eine elementare Flexibilitätsoption, um höhere Anteile von fluktuierendem Erneuerbare-Energien-Strom in das Energieversorgungssystem zu integrieren. Gegenwärtig tragen Erneuerbare Energien (EE) fast zu einem Drittel der Stromversorgung¹ in Deutschland bei und lösen zunehmend konventionelle Kraftwerke mit „rotierenden Generatoren“ ab. Bis zum Jahr 2050 soll der EE-Anteil mindestens 80 Prozent betragen.² Es besteht jedoch großer Ausbaubedarf im Übertragungsnetz: Bislang sind rund 850 Kilometer der vorgesehenen 7.700 Kilometer an Netzausbau- und Netzverstärkungsmaßnahmen aus dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) und dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) realisiert (Stand: 2. Quartal 2017).³ Die Stromnetze stellen das Bindeglied zwischen Last und Erzeugung dar. Dies bedeutet, dass **Änderungen in der Erzeugungs- und Laststruktur** Auswirkungen auf die **Planung und den künftigen Betrieb der Netze** haben. Hierbei sind unter anderem folgende Trends und Treiber für den Netzausbau entscheidend:

→ Im Rahmen der Energiewende werden wenige konzentrierte Erzeugungsschwerpunkte mit Großkraftwerken durch viele – über die Fläche verteilte – EE-Anlagen (Ende 2016: 1,5 Millionen Photovoltaikanlagen und 27.270 Windenergieanlagen⁴) ersetzt, was zu Standortverlagerungen der Erzeugung führt.

- Die Regionalisierung des Zubaus von Erneuerbare-Energien-Anlagen korreliert stark mit der Standortgüte beziehungsweise mit dem Energieangebot⁵ – so sind die meisten Windenergieanlagen im Norden Deutschlands und die meisten Solaranlagen im Süden Deutschlands errichtet worden.
- EE-Anlagen speisen zum Großteil direkt in die Verteilnetze ein⁶, was zu Rückspeisungen in das Übertragungsnetz führt, wenn die elektrische Energie lokal im Verteilnetz nicht abgenommen werden kann.
- In Nord- und Ostsee erfolgt ein Zubau von Offshore-Windenergie, mit dem Ziel von insgesamt 15 Gigawatt (GW) bis 2030.⁷ Der von diesen Anlagen erzeugte Strom wird aber nach Abschaltung der letzten Kernkraftwerke nicht in Norddeutschland, sondern in Süddeutschland benötigt.
- Auf der Verbrauchsseite ändern neue, sektorenübergreifende Technologien wie Wärmepumpen, *Power-to-X* und Elektromobilität die bisherige Laststruktur.
- Mit der angestrebten Vollendung des europäischen Energiebinnenmarktes steigt der großräumige Stromaustausch über Landesgrenzen hinweg. Eine neue Kuppelleitung zwischen Doetinchem (Niederlande) und Wesel wird 2018 den Betrieb aufnehmen. Im Jahr 2020 werden die Interkonnektoren NordLink nach Norwegen und ALEGrO nach Belgien in Betrieb genommen.
- Aufgrund seiner geografischen Lage stellt Deutschland eine Drehscheibe inmitten des vernetzten europäischen Systemverbunds dar, sodass Transitflüsse entstehen.

1 Agora Energiewende (2017a)

2 EEG (2017)

3 BNetzA (2017a)

4 Deutsche Windguard (2016)

5 zum Thema „Regionale Verteilung von Erzeugung und Verbrauch“ siehe auch Kapitel IV in Agora Energiewende (2017b)

6 E-Bridge et al. (2014). Eine Ausnahme sind Offshore-Windparks, die direkt an das Übertragungsnetz angeschlossen sind, sowie große Onshore-Windparks und Freiflächensolaranlagen.

7 EEG (2017)

Das Übertragungsnetz ermöglicht einen überregionalen Ausgleich von fluktuierender EE-Erzeugung und Verbrauch. Zugleich ist der Ausbau des innerdeutschen Stromnetzes eine Grundvoraussetzung für den **grenzüberschreitenden Stromtransport**. Nach dem jetzigen Stand der Regulierung läuft der Netzausbau dem EE-Zubau hinterher, sodass Netze der künftigen Regionalisierung von Erzeugung, Verbrauch und internationalem Austausch „hinterhergebaut“ werden.

Wenn die Übertragungskapazität nicht ausreicht: Netzengpässe

Wenn ein elektrisches Betriebsmittel – zum Beispiel eine Freileitung oder ein Transformator – den notwendigen Leitungsbedarf nicht übertragen kann, kommt es zu **Netzengpässen**. Bei Freileitungen ist für den maximal zulässigen Betriebsstrom der zu begrenzende Durchhang der Leiterseile ausschlaggebend, um einen zu geringen Abstand der Leitung mit dem Boden, mit Objekten oder mit Baum- und Buschvegetation zu vermeiden. Wenn die Betriebstemperatur der Leiterseile zu groß ist, führt die zusätzliche Erwärmung zu einer irreversiblen Ausdehnung des Materials: Es besteht die Gefahr eines Durchhangs der Leiterseile, sodass der notwendige Mindestabstand zum Boden nicht mehr gewährleistet ist und beispielsweise ein elektrischer Überschlag (mit Gefährdung von Personen in der Nähe der Leitung) droht. Deshalb darf der maximal zulässige Betriebsstrom nicht überschritten werden, um eine Verletzung des **thermischen Limits** zu vermeiden. Herkömmliche Aluminium-Stahl-Leiterseile erreichen ihr Limit unter Einhaltung der Sicherheitsbestimmungen typischerweise bei einer Maximaltemperatur von 80 Grad Celsius.⁸ Auch bei Transformatoren können thermische Überlastungen auftreten und zum Beispiel zu Schäden durch vorzeitige Isolationsalterung führen.

8 DIN-Normen legen die Dauerstrombelastbarkeit einer Freileitung unter Annahme bestimmter Umgebungsbedingungen (Nennbedingungen) wie Außentemperatur, Globalstrahlung und Windanströmung fest (vgl. DIN EN 50182 und DIN EN 50341).

Bei der Netzplanung und -betriebsführung findet das sogenannte **n-1-Kriterium** als Sicherheitsstandard Anwendung: Die Netzsicherheit muss bei maximalen Übertragungsleistungen auch dann gewährleistet sein, wenn ein Betriebsmittel – beispielsweise ein Stromkreis oder ein Transformator – ausfällt oder abgeschaltet wird. „Dabei dürfen die festgelegten technischen Grenzen des Netzes und seiner Betriebsmittel nicht verletzt werden, damit es zu keiner Störungsausweitung kommt.“⁹

Von den Netzengpässen, welche lokal oder regional im Übertragungs- und/oder Verteilnetz auftreten, ist der Vollständigkeit halber die **Systembilanz** abzugrenzen. Für eine ausgeglichene Systembilanz – und damit für die Frequenzhaltung (das europäische Verbundnetz operiert bis auf kleine regeltechnische Abweichungen mit einer Frequenz von 50 Hertz) – müssen Erzeugung und Last stets im Gleichgewicht sein. Dieses Papier legt den Fokus auf Netzausbau und Netzengpässe, sodass die Systembilanz nicht Gegenstand der folgenden Betrachtung ist.

Verzögerungen beim Netzausbau – was ist die Konsequenz?

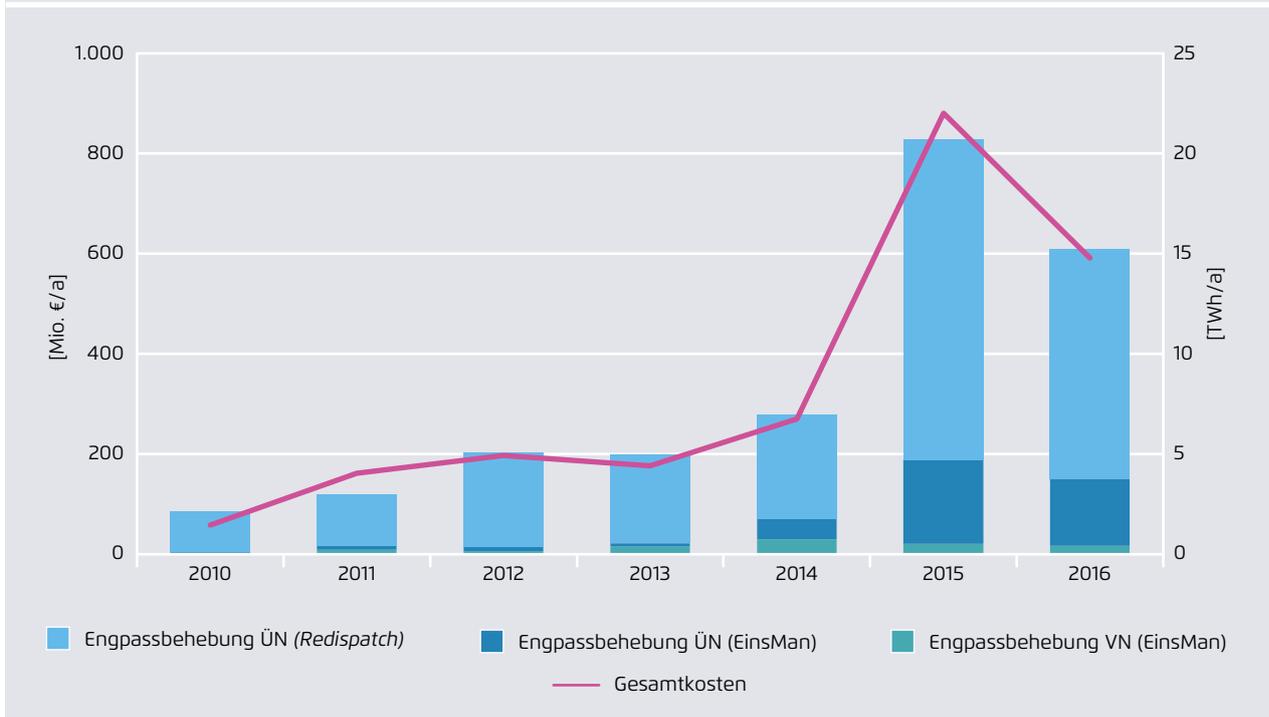
Sobald das Risiko der Überlastung eines Betriebsmittels besteht, müssen die Netzbetreiber eingreifen, um die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems aufrechtzuerhalten. Hierzu stehen ihnen netz- und marktbezogene Maßnahmen zur Verfügung. Diese Maßnahmen umfassen ein breites Spektrum:¹⁰ Netzumschaltungen, vertraglich vereinbarte zu- und abschaltbare Lasten, präventives Engpassmanagement, *Countertrading*, *Redispatch* und Einspeisemanagement.

9 TC (2007), S. 70

10 für eine detaillierte Erklärung des Zusammenspiels und der Rangfolge von netzbezogenen Maßnahmen (wie zum Beispiel Netzschaltungen), marktbezogenen Maßnahmen (wie zum Beispiel *Redispatch*) und Einspeisemanagement und dem Zusammenwirken von § 13 (1), § 13 (2) EnWG und § 14 EEG, siehe Ecofys und Fraunhofer IWES (2017), S. 41 ff.

Entwicklung der Maßnahmen zur Netzengpassbehebung (Kosten und betroffene Energiemengen) gemäß § 13 EnWG, Unterscheidung nach Maßnahmen gemäß § 13 (1) EnWG (*Redispatch*) aufgrund von Engpässen im Übertragungsnetz, gemäß § 13 (2) EnWG (Einspeisemanagement) aufgrund von Engpässen im Übertragungsnetz und Verteilnetz.

Tabelle 1



Ecofys (2017) auf Basis von Quartals- und Monitoringberichten der BNetzA

Redispatch bedeutet, dass die Erzeugungsleistung von Kraftwerken diesseits eines Netzengpasses gedrosselt und zugleich jenseits eines Engpasses erhöht wird. Damit bleibt die Einspeiseleistung in Summe unverändert, während der Netzengpass durch lokale Verlagerung der eingespeisten Erzeugung beseitigt wird. Einspeisemanagement ist die Abregelung von EE-Anlagen und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen. Aufgrund des Einspeisevorrangs für EE-Strom stellt **Einspeisemanagement** (EinsMan) eine Ultima-Ratio-Maßnahme dar und erfolgt im Einsatz nachrangig zum *Redispatch*.

In den letzten Jahren sind *Redispatch*- und Einspeisemanagementmaßnahmen stark gestiegen (Abbildung 1): Allein vom Jahr 2014 auf das Jahr 2015 hat sich das *Redispatch*-Volumen mehr als ver-

dreifacht (von 5.197 Gigawattstunden (GWh) auf 16.000 GWh) – und die Menge an Einspeisemanagement mit einer Ausfallarbeit von 4.722 GWh hat sich im Jahr 2015 nahezu verdreifacht im Vergleich zum Vorjahr.¹¹ 2016 sank das *Redispatch*-Volumen auf 11.475 GWh¹², jedoch zeichnete sich in den ersten beiden windreichen Monaten des Jahres 2017 eine annähernde Verdopplung der *Redispatch*-Kosten im Vergleich zum Vorjahreszeitraum ab.¹³ Einer Analyse des BDEW¹⁴ zufolge betrug das Korrelationsmaß von Windenergieeinspeisung und zeit-

11 BNetzA (2016)

12 BNetzA (2017c)

13 Energate Messenger (2017)

14 BDEW (2017)

gleichen *Redispatch*-Maßnahmen im Januar 2017 61 Prozent. Weitere Faktoren, die zum Anstieg des *Redispatch*-Volumens im Januar 2017 beigetragen haben, sind erhöhte Lastflüsse in Richtung Frankreich, da dort zahlreiche Kernkraftwerke aufgrund technischer Störungen ausgefallen sind, sowie eine sehr geringe Einspeisung, die aus Photovoltaikanlagen erfolgte. Perspektivisch stellt sich die Frage, welche Entlastungseffekte neu umgesetzte Netzausbaumaßnahmen wie die Südwest-Kuppelleitung (auch als Thüringer Strombrücke bekannt), die seit dem 14. September 2017 vollständig am Netz ist, in der nahen Zukunft bringen werden. Die Thüringer Strombrücke verläuft von Sachsen-Anhalt nach Süddeutschland. Die Inbetriebnahme des ersten der nun zwei Stromkreise Ende 2015 führte bereits im Jahr 2016 zu Einsparungen bei den Engpassmanagementkosten von 70 bis 90 Millionen Euro.¹⁵

Ebenso sind die potenziell negativen Auswirkungen auf die CO₂-Bilanz bei der Ergreifung von *Redispatch*-Maßnahmen zu beachten. Dies trifft beispielsweise zu, wenn ältere konventionelle Kohlekraftwerke für *Redispatch* angefahren werden – und unter Umständen gleichzeitig EE-Anlagen abgeregelt werden müssen.

Auf politischer Ebene sind Verzögerungen beim Netzausbau in vielerlei Hinsicht problematisch:

- Der Netzausbau stellt – neben seiner Funktion als günstige Flexibilitätsoption – ein zentrales Element für den **Erhalt der einheitlichen Strompreiszone** in Deutschland dar.¹⁶ Wenn der Netzausbau nicht rechtzeitig geschieht, erhöht sich der Druck seitens der europäischen Nachbarstaaten, dass der deutsche Strommarkt in Gebotszonen aufgeteilt wird. Dies hätte wahrscheinlich einen Anstieg der Strompreise für private und industrielle Stromkunden in Süddeutschland zur Folge.
- Als Konsequenz der **Netzengpassbehebung** erfolgt eine Sozialisierung der Kosten für *Redispatch*-

und EinsMan-Maßnahmen über die Netzentgelte, welche wiederum auf die Stromkunden überwältigt werden. Im Jahr 2015 resultierten aus diesen Maßnahmen Kosten von 880 Millionen Euro.¹⁷ Langfristig werden **Steigerungen der Netzentgelte** durch eine Zunahme der Maßnahmen zur Netzengpassbehebung zu einer Akzeptanzfrage des Systemumbaus für die Energiewende.

- Zugleich ist zu beachten, dass der **Netzausbau vor Ort** eine ebenso große Akzeptanzfrage darstellt. Typische Konfliktfelder sind Befürchtungen von Anwohnern hinsichtlich möglicher negativer Folgen für ihren Gesundheitszustand durch elektromagnetische Felder sowie die negative Beeinflussung des Wohnumfelds und des Landschaftsbilds, Natur- und Vogelschutzbelange¹⁸, Geräuschemissionen durch Freileitungen sowie Wertminderungen von Grundstücken.
- Der schleppend vorankommende Netzausbau wird immer wieder als Hinderungsgrund angeführt, warum der zur Erreichung der Klimaziele notwendige beschleunigte Ausbau der Erneuerbaren Energien nicht umgesetzt werden kann. Der Netzausbau und die damit verbundenen Akzeptanz- und Kostenfragen haben sich somit für die Energiewende insgesamt zu der zentralen Herausforderung entwickelt, die in der kommenden Legislaturperiode adressiert werden muss.

Ziel dieses Impulspapieres

Vor dem Hintergrund der oben beschriebenen Sachlage ist es das Ziel dieses Impulspapieres, Diskussionsanstöße für **kurzfristige Sofortmaßnahmen als optimale Ergänzung des langfristigen Netzausbaus** zu geben – durch den Einsatz von Instrumenten, um die Engpasskosten auf der Zeitschiene bis zur Realisierung des langfristigen Netzausbaus zu reduzieren.

¹⁵ 50Hertz (2017)

¹⁶ vgl. BMWi (2015)

¹⁷ BNetzA (2016)

¹⁸ DUH (2013)

Langfristige Maßnahmen werden zusätzlich in der Studie *Toolbox für die künftige Integration von Erneuerbaren Energien in die Stromnetze* von Energynautics im Auftrag von Agora Energiewende dargestellt (Projektbeginn: Ende Januar 2017), die einen technischeren Fokus hat und Anfang 2018 erscheinen wird.

Zudem wurde vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) ein Stakeholder-Prozess initiiert, bei dem die Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) und das Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH (BET) Maßnahmen zur höheren Auslastung des Bestandsnetzes durch heute verfügbare Technologien analysiert haben.¹⁹ Das Ergebnispapier aus diesem Prozess bietet weitergehenden Input für die Debatte.

Die in diesem Impulspapier vorgeschlagenen Maßnahmen sind ausschließlich **netzseitig**, das heißt, beim Netzausbau und beim Netzbetrieb des Übertragungsnetzes, zu verorten. Bei den vorgeschlagenen Maßnahmen handelt es sich sowohl um Optimierungsansätze im Bestandsnetz – also um die Frage, wie Bestandsnetze besser ausgelastet werden können – als auch um Handlungsempfehlungen für eine Beschleunigung des Netzausbaus. Der Fokus liegt dabei auf den thermischen Grenzen (zum Beispiel thermische Belastbarkeit von Freileitungen), die bislang für einen stabilen und sicheren Netzbetrieb ausschlaggebend sind. Die komplexen Aspekte der Systemsicherheit und der Systemstabilität (dynamisches Verhalten im Netz), die zunehmend beim Betrieb der Übertragungsnetze immer stärker am Rand der technischen Grenzen zu beachten sind, werden hier nicht thematisiert. Dieser Aspekt wird separat in der *Toolbox für die künftige Integration von Erneuerbaren Energien in die Stromnetze*²⁰ adressiert.

Bei den kurzfristigen Sofortmaßnahmen ist hervorzuheben, dass es nicht die eine Universallösung

gibt, sondern dass die Anwendung jeder Maßnahme vielmehr im Einzelfall geprüft werden muss. Hieraus ergibt sich das Zusammenwirken verschiedener Maßnahmen. Das optimale Set an netzseitigen Maßnahmen zu identifizieren und in Netzplanung und Netzbetrieb umzusetzen, ist eine komplexe Aufgabe. Diese netzseitigen Maßnahmen stellen nur einen Baustein von einem Bündel an netz- und marktseitigen Instrumenten zur kurz- und langfristigen Koordination von Netzinfrastruktur, Erzeugung und Verbrauch dar. Komplementär dazu können Instrumente wie zum Beispiel *Smart Markets* eingesetzt werden, die als Koordinationsmechanismus zwischen Markt- und Netzsphäre vermitteln mit dem Ziel, netzdienliche Flexibilität zu mobilisieren, um Netzengpässe zu bewirtschaften. Konzepte für zukünftige *Smart Market*-Modelle hat Agora Energiewende gemeinsam mit den Forschungsnehmern Ecofys und Fraunhofer IWES in einer separaten Studie analysiert.²¹

Bei den Handlungsempfehlungen und Diskussionsanstößen dieses Impulspapieres ist bei dem Stromnetz als kritische Infrastruktur zu beachten, dass ein hohes Niveau der Versorgungssicherheit zu keinem Zeitpunkt gefährdet werden darf. Bei neuen Maßnahmen müssen gegebenenfalls weitere Untersuchungen und Simulationen sowie Pilotprojekte gestartet werden, um eine robuste Risikoanalyse vorzunehmen.

¹⁹ dena und BET (2017)

²⁰ Energynautics (2018)

²¹ Ecofys und Fraunhofer IWES (2017)

2 Impulse für kurzfristige Maßnahmen zur Optimierung der Netze

Maßnahme 1: Weiterentwicklung des Regelwerks zur Integration kurzfristiger Ad-hoc-Maßnahmen im Netzentwicklungsplan

Die Netzplanung für das Übertragungsnetz in Deutschland erfolgt über die Erstellung des Netzentwicklungsplans (NEP) Strom durch die vier Übertragungsnetzbetreiber im zweijährigen Turnus. Der NEP wird dann wiederum durch die Bundesnetzagentur genehmigt. Der NEP Strom beschreibt – auf Basis der Ermittlung des künftigen Übertragungsbedarfes – Umbau-, Ausbau- und Modernisierungsmaßnahmen, die dem zukünftigen Stromübertragungsbedarf gerecht werden.²² Die Netzausbauplanung folgt dabei dem sogenannten **NOVA-Prinzip**, es gilt: Netz-Optimierung vor Netz-Verstärkung vor Netz-Ausbau. Dabei berechnet der NEP Strom das **Zielnetz** für die nächsten 10 bis 15 Jahre. Darauf fußend werden alle vier Jahre mit dem Erlass des Bundesbedarfsplans die Leitungsvorhaben mit energiewirtschaftlicher Notwendigkeit und vordringlichem Bedarf zur Gewährleistung eines sicheren und zuverlässigen Netzbetriebs verbindlich festgestellt.²³ Gemäß des Drei-Prozent-Ansatzes ist bei der Auslegung der Netze eine Spitzenkappung von Onshore-Windstrom und Solarstrom in Höhe von drei Prozent anzuwenden.²⁴

Herausforderungen

Investitionen in die Netzinfrastruktur erfordern langfristige Planungssicherheit. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund, dass die Netzausbau-

Netzverstärkungs- und Netzoptimierungsmaßnahmen für die Bewertung der Stabilität und der Robustheit des Zielnetzes in ihrer Gesamtheit aufeinander abgestimmt sein müssen. Die Vorgaben im Energiewirtschaftsgesetz für die Netzplanung in Form eines **Zielnetzes für mindestens die nächsten 10 und höchstens die nächsten 15 Jahre** gemäß § 12a EnWG (Szenariorahmen) und § 12b EnWG (Netzentwicklungsplan) sind jedoch in gewisser Weise **statisch: Der NEP ist stets zeitpunktbezogen auf das Zieljahr (zum Beispiel 2030)**. Das bedeutet, dass *Redispatch*- und *EinsMan*-Maßnahmen – inklusive der daraus folgenden Kosten – im Zeitraum von heute bis zum Zielnetzjahr nicht in die Betrachtung einbezogen werden. Der Fokus des NEP liegt ausschließlich auf der Vermeidung von Netzengpässen im Zieljahr und bestimmt hierfür den langfristigen Netzausbaubedarf (zum Beispiel im Jahr 2030). Zwischenzeitlich ergeben sich jedoch weitere Herausforderungen: Mit dem Ausstieg aus der Kernenergie bis zum Jahr 2022 wird bis zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme der vorgesehenen Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-(HGÜ-)Leitungen zusätzlicher Aufwand an Engpassmanagement und *Redispatch* erforderlich sein.²⁵ Zudem zeigt sich bei Engpassmanagementmaßnahmen insgesamt eine steigende Tendenz.

Im **NEP 2030 Version 2017**²⁶ haben die Übertragungsnetzbetreiber erstmals **fünf Ad-hoc-Maßnahmen** integriert, die zwischenzeitig dazu dienen, bis zur vollständigen Umsetzung der Maßnahmen aus dem NEP Strom 2030 Engpässe im Netz zu reduzieren und somit *Redispatch*-Aufwand zu verringern.²⁷

22 NEP-Website (2017). Dies geschieht unter der Berücksichtigung der Spitzenkappung gemäß des Drei-Prozent-Ansatzes.

23 vgl. § 12e EnWG. Die Regulierungsbehörde (Bundesnetzagentur) übermittelt den NEP Strom mindestens alle vier Jahre der Bundesregierung als Entwurf für einen Bundesbedarfsplan.

24 § 12b Abs. 1 S. 3 EnWG i. V. m. § 11 Abs. 2 S. 1 EnWG

25 BNetzA (2017b), S. 29

26 50Hertz et al. (2017a)

27 50Hertz et al. (2017a), S. 98. Hierbei sind vier der fünf Ad-hoc-Maßnahmen auch als Leitungsmaßnahmen für das Zieljahr 2030 wirksam, sodass sie nicht gesondert gekennzeichnet sind.

Ad-hoc-Maßnahmen sind dadurch charakterisiert, dass sie sich „planerisch und baulich schnell umsetzen lassen, ihrerseits keine erheblichen Umweltauswirkungen haben und keine wesentlichen raumplanerischen Konflikte verursachen“.²⁸ Dazu gehören beispielsweise **Umbeseilungen auf Hochtemperaturleiterseilen, Zubeseilung auf bereits bestehenden Freileitungen sowie der Einsatz von Querreglern zur Lastflusssteuerung**.²⁹ Die Bundesnetzagentur fordert in ihrem Prüfbericht die Übertragungsnetzbetreiber dringend dazu auf, zusätzliche mögliche Ad-hoc-Maßnahmen – wenn sie sich aus weiteren Untersuchungen ergeben – in den laufenden NEP-Prozess zur Prüfung einzubringen.³⁰ Es ergeben sich hierbei jedoch Fragen bezüglich der Planungssicherheit aufgrund des Zusammenspiels der Anreizregulierungsverordnung (ARegV), des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) und des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes (NABEG). Des Weiteren ist nach wie vor ungeklärt, wie die Wechselwirkung zwischen zeitpunktbezogenen NOVA-Maßnahmen im Zielnetz des NEP (zum Beispiel für das Jahr 2030) und kurzfristigen Ad-hoc-Maßnahmen für den Übergangszeitraum prozedural und methodisch verankert werden soll.

Handlungsempfehlungen

→ **Einführung von Ad-hoc-Maßnahmen im Regelwerk der Netzentwicklungsplanung:** Der proaktive Vorstoß der Übertragungsnetzbetreiber und der Bundesnetzagentur zur Identifizierung von Ad-hoc-Maßnahmen, wie im NEP Strom 2030 geschehen, hat bislang keine Grundlage im Regelwerk unter der Maßgabe von klaren Kriterien, die bei der Prüfung von Ad-hoc-Maßnahmen gelten. Um Planungssicherheit zu erhöhen, sollte hierfür eine Grundlage im Regelwerk verankert werden.

28 BNetzA (2017b), S. 29

29 Maßnahme 2 und Maßnahme 3 gehen konkret auf Hindernisse bei der Umsetzung von Freileitungsmonitoring, Hochtemperaturleiterseile und Lastflusssteuerung ein. In diesem Abschnitt geht es hingegen um die Integration solcher Maßnahmen mit Kurzfristpotenzial im Rahmen der Netzplanung.

30 BNetzA (2017b), S. 30

Hierbei geht es insbesondere um das Zusammenwirken von Investitionsmaßnahmen im Rahmen des § 23 ARegV und des § 12b EnWG.³¹ Es gilt zu überprüfen, inwieweit der bestehende rechtliche Rahmen bei Ad-hoc-Maßnahmen ausgeschöpft werden kann und wo gegebenenfalls Anpassungsbedarf besteht.

- **Festlegung eines Kriteriums des Zeithorizonts** (zum Beispiel drei bis vier Jahre) **und Bewertungskriterien für Ad-hoc-Maßnahmen**, um an einzelnen neuralgischen Punkten im Netz NOVA-Maßnahmen oder Maßnahmen zur Lastflusssteuerung zu identifizieren, die den Einsatz von *Redispatch*- und *EinsMan*-Maßnahmen verringern (zum Beispiel an einem häufig überlasteten Leitungsabschnitt oder Transformator).
- **Aufnahme von vermiedenen Kosten für *Redispatch* und Einspeisemanagement als Begründungsmethode für Ad-hoc-Maßnahmen:** Definition einer Nachweismethode, dass die Kosten der Ad-hoc-Maßnahme nach ihrer Inbetriebnahme bis zur geplanten Inbetriebnahme wichtiger Bundesbedarfsplanvorhaben geringer sind als die andernfalls entstehenden Netzengpasskosten, wenn die Ad-hoc-Maßnahme nicht umgesetzt werden würde³² (Opportunitätskostenansatz).
- **Erweiterung der Berechnungen des NEP Strom um ein Stützjahr** (zum Beispiel Drei- bis Vierjahreshorizont) in § 12b EnWG zusätzlich zu dem vorgesehenen Zeithorizont von mindestens den nächsten 10 bis 15 Jahren gemäß § 12a Abs. 1 S. 2 EnWG. Überprüfung, in welchem Umfang für dieses Stützjahr die Marktsimulation und die Netzanalyse durchgeführt werden müssen und ob gegebenen-

31 Bislang muss der Netzentwicklungsplan gemäß §12b Abs. 1 S. 2 EnWG „alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Netzes enthalten, die spätestens zum Ende des Betrachtungszeitraums im Sinne des §12a Absatz 1 Satz 2 für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind.“ Zudem enthält der NEP Strom gemäß §12b Abs. 2 Nr. 1 EnWG Angaben zu „alle[n] Netzausbaumaßnahmen, die in den nächsten drei Jahren ab Feststellung des Netzentwicklungsplans durch die Regulierungsbehörde für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind“. Ad-hoc-Maßnahmen sind hier nicht näher spezifiziert.

32 vgl. BNetzA (2017b), S. 43 ff.

falls zusätzlicher Zeitbedarf für die Übertragungsnetzbetreiber bei der Erstellung des NEP Strom besteht (zum Beispiel ein bis zwei Monate zusätzlich). Alternativ könnten die Stützjährechnungen auch von den Übertragungsnetzbetreibern vor dem eigentlichen NEP-Prozess stattfinden, da die Integration von Ad-hoc-Maßnahmen nicht abhängig von der Bestätigung des Szenariorahmens durch die Bundesnetzagentur ist.

→ **Präzisierung weiterer Kriterien, um Ad-hoc-Maßnahmen zu definieren:** Die Maßnahmen sollten minimalinvasiv sein und hohe Wirksamkeit zur Netzengpassvermeidung entfalten. Aus Sicht der Bundesnetzagentur kommen für Ad-hoc-Maßnahmen „nur solche Netzausbaumaßnahmen in Betracht, die sich planerisch und baulich schnell umsetzen lassen, ihrerseits keine erheblichen Umweltauswirkungen haben und keine wesentlichen raumplanerischen Konflikte verursachen“.³³ Hier ist allerdings eine klare Abgrenzung offen (zum Beispiel Beeinträchtigung im Rahmen der Technischen Anleitung zum Schutz gegen Lärm (TA Lärm)). Die vorgeschlagenen Kriterien gilt es weiterzuentwickeln und damit einhergehend mögliche Vereinfachungen beim Genehmigungsverfahren rechtlich zu überprüfen (vgl. Maßnahme 2).

→ **Prüfung und Klarstellung der Anerkennung von Umstrukturierungsmaßnahmen nach § 23 Abs. 1 S. 1 Nr. 7 ARegV, die nicht explizit im NEP enthalten sind:** Aus der stetigen Umsetzung von NEP-Maßnahmen leiten sich häufig Folgemaßnahmen im Übertragungsnetz ab, die nicht direkt mit einer Veränderung der Versorgungs- oder Transportaufgabe verbunden sind. Hierzu zählen Umstrukturierungsmaßnahmen von Leitungen und Umspannwerken, die helfen, das Netz besser auf die neuen Transportaufgaben vorzubereiten oder auszulegen, wie zum Beispiel bei der Umstellung einer Leitung von 220 Kilovolt auf 380 Kilovolt. Diese Maßnahmen sollten als Investitionsmaßnahmen anerkannt werden, auch wenn sie nicht explizit im NEP Strom enthalten sind. Der Vorteil dieser

Maßnahmen ist, dass sie häufig akzeptanzfördernd wirken, beispielsweise durch den damit verbundenen Rückbau einzelner Betriebsmittel. Es würde beim Netzausbau zusätzliche Flexibilität ermöglichen, mit der Anerkennung der Investitionen und der Umsetzung dieser Maßnahmen auf technische, genehmigungsrechtliche und öffentliche Anforderungen zu reagieren.

Maßnahme 2: Sofortprogramm „Schneller und flächendeckender Rollout von Temperaturmonitoring und Hochtemperaturleiterseilen“

Im Rahmen der Netzoptimierung und -verstärkung gibt es Möglichkeiten, das Bestandsnetz besser auszulasten, ohne auf neuen Trassen neue Leitungen zu bauen:

- **Freileitungsmonitoring (FLM)** ist eine Optimierungsmaßnahme im Netzbetrieb, die das günstige Zusammenspiel der Kühlwirkung der Windanströmung an Freileitungen und des erhöhten Transportbedarfs bei viel Windstromeinspeisung nutzt. Installierte Sensorik misst punkt- oder abschnittsweise die tatsächliche Betriebstemperatur des Leiterseils. Hierdurch kann die maximale Übertragungskapazität einer Leitung der Umgebungstemperatur und den Windverhältnissen angepasst werden. Weht beispielsweise viel Wind, so führt dies gleichzeitig zu einer Kühlung der Leiterseile und zu einer Erhöhung der Übertragungskapazität, sodass mehr Windstrom transportiert werden kann. Dies ermöglicht eine effizientere Ausnutzung der bestehenden Leitungen als nach den statischen Annahmen (zum Beispiel zu Globalstrahlung, Windanströmung und Außentemperatur) der zugrundeliegenden Normen.³⁴ Freileitungsmonitoring wird bereits umfassend im NEP Strom berücksichtigt.

³³ BNetzA (2017b), S. 29

³⁴ vgl. DIN EN 50182:2001-12

• **Hochtemperaturleiterseile** stellen eine Netzverstärkungsmaßnahme dar: Sie bestehen aus speziellen Aluminiumlegierungen und sind aufgrund ihrer Materialbeschaffenheit für höhere Maximaltemperaturen als herkömmliche Aluminium-Stahl-Leiterseile ausgelegt. Da Hochtemperaturleiterseile eine höhere Stromtragfähigkeit besitzen, kann ihr Einsatz die Übertragungskapazität auf bereits bestehenden Trassen durch Umbeseilung erhöhen. Eine Voraussetzung dafür ist, dass die Anforderungen an die Maststatik auch nach der Umbeseilung erfüllt sind. Grundsätzlich lassen sich zwei Arten von Hochtemperaturleiterseilen unterscheiden: *Thermal-Resistant-Aluminum-(TAL-)*Leiter, die eine maximale Betriebstemperatur von 150 Grad Celsius besitzen, und *High-Temperature-Low-Sag-(HTLS-)*Leiter, bei denen die Betriebstemperatur maximal 210 Grad Celsius beträgt.³⁵ Während HTLS sich innerhalb ihrer Betriebstemperatur nicht weiter als konventionelle Leiter ausdehnen (daher der Name HTLS – *High Temperature Low Sag*, übersetzt: „hohe Temperatur, geringer Durchhang“), können sich TAL-Leiter bei entsprechenden Temperaturen weiter ausdehnen, sodass bei einer Umbeseilung gegebenenfalls auch die Masten weiter erhöht werden müssen.³⁶ Beim Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen muss zudem gewährleistet sein, dass die Grenzwerte der 26. Bundesimmissionschutzverordnung über elektromagnetische Felder (26. BImSchV) eingehalten werden und die Netzleit- und Netzschutztechnik an die höheren Übertragungsleistungen angepasst werden.³⁷

Sowohl bei FLM als auch beim Einsatz von HTLS entstehen durch die höheren Stromflüsse größere Übertragungsverluste.³⁸

35 50Hertz et al. (2017a), S. 168. Für herkömmliche Leiterseile gilt für gewöhnlich (in Abhängigkeit von Masthöhe etc.) eine maximale Betriebstemperatur von 80 Grad Celsius.

36 Deutscher Bundestag (2015)

37 Energieagentur NRW (2017)

38 Gegenwärtig sind thermische Grenzen der limitierende Faktor, die durch Maßnahmen wie HTLS und FLM weiter angehoben werden.

Herausforderungen

Der Einsatz von FLM und HTLS ist heutiger Stand der Technik und im Rahmen des NOVA-Prinzips (Netz-Optimierung vor Verstärkung vor Ausbau) Bestandteil der Regulierung. Witterungsbedingter Freileitungsbetrieb wird gegenwärtig von den Übertragungsnetzbetreibern mit unterschiedlichen Planungs- und Betriebsregeln umgesetzt.³⁹ Zudem ist nur ein Bruchteil der Stromleitungen mit Hochtemperaturleiterseilen ausgestattet. Zeitliche Verzögerungen bei der praktischen Umsetzung dieser Maßnahmen entstehen beispielsweise bei Genehmigungsverfahren, wie insbesondere der Anwendung der Bundesfachplanung für länderübergreifende Höchstspannungsleitungen (§ 4 NABEG) und dem Planfeststellungsverfahren. Der Inhalt der Bundesfachplanung (§ 5 NABEG), inklusive der Prüfung von ernsthaft in Betracht kommenden Alternativen von Trassenkorridoren, ist grundsätzlich zweckmäßig bei Netzausbauvorhaben. Hiervon abzugrenzen sind weniger starke „Eingriffe“ – wie beispielsweise Zu- und Umbeseilungen mit HTLS, Veränderungen auf bestehenden Trassen und Ersatzneubauten inklusive kleinräumiger Trassenänderungen.

Eine weitere Herausforderung bei der Umsetzung von Freileitungsmonitoring besteht in der Auswirkung auf parallel verlaufende Infrastrukturen, wie beispielsweise Gasleitungen: Wenn durch Leitungen mit FLM höhere elektrische Ströme fließen, führt dies zu einem Anstieg von elektromagnetischen Feldern. Diese induzieren wiederum zusätzliche elektrische Spannungen, die potenziell Wartungspersonal von parallel verlaufenden Gasleitungen gefährden können.

Des Weiteren muss die Maststatik für eine Umbeseilung auf HTLS-Leiterseile gewährleistet sein.

Perspektivisch können allerdings netzdynamisches Verhalten und Stabilitätsgrenzen eine Rolle spielen. Auf dies wird in der Netze-Toolbox-Studie (Energynautics, 2018) weiter eingegangen.

39 dena und BET (2017)

Handlungsempfehlungen

- Verpflichtung der Netzbetreiber, **bis Ende 2021 das Ausrollen** von Sensorik und Kommunikationstechnologie **für ein flächendeckendes dynamisches echtzeitnahes Freileitungs- und Kabelmonitoring** abgeschlossen zu haben, und Anerkennung der Kosten in den Netzentgelten. Zur Konkretisierung der Umsetzung wird bis Juni 2018 ein Zeitplan erstellt. Dieser identifiziert auch Stromleitungen mit einem besonders hohen Nutzenpotenzial für die Anwendung von FLM, welche entsprechend früher umgerüstet werden.
- In diesem Kontext auch Einführung von dynamischen Echtzeitverfahren zur verbesserten Sicherheitsbeurteilung und Aufdeckung beziehungsweise Nutzung von vorhandenen Übertragungsreserven (*Online Dynamic Security Assessment, Protection Security Assessment etc.*) in allen Leitwarten der Übertragungsnetzbetreiber.
- **Bis Juli 2018 Gutachten zur Umsetzung eines breiten Einsatzes von HTLS** (inklusive der notwendigen Netzberechnungen, auch in Bezug auf Verluste und Blindleistungskompensation). **Darauf fußend Erstellung eines Plans „Rollout Hochtemperaturleiterseile 2023“ mit Identifizierung und Konkretisierung der Umsetzung auf geeigneten Trassen innerhalb der nächsten fünf Jahre.**
- Schaffung einer Transparenzplattform für den Netzausbau (zum Beispiel durch die Bundesnetzagentur) als **öffentlich zugängliche Datenbank** für einen Überblick, welche **NOVA-Maßnahmen** a) auf welchen Netzabschnitten geplant sind und b) wie weit ihr Realisierungsstand ist.
- Bei weniger starken „Eingriffen“ – wie Zu- und Umbeseilungen, anderweitigen Veränderungen auf bestehenden Trassen und Ersatzneubauten (siehe oben) – Verzicht auf die Bundesfachplanung, um die Umsetzung von Netzoptimierungs- und verstärkungsmaßnahmen zu beschleunigen.⁴⁰

- In diesem Zusammenhang Konkretisierung und Erleichterung der Anforderungen des vereinfachten Verfahrens im NABEG (§ 11), um dessen Anwendung in der Praxis zu erhöhen. Das vereinfachte Verfahren ist binnen drei Monaten nach Vorliegen der vollständigen Unterlagen bei der Bundesnetzagentur abzuschließen (§ 11 Abs. 3) und kann erheblich zu einer Beschleunigung der Umsetzung von Netzverstärkungsmaßnahmen beitragen.
- Ein weiterer Schritt zur Beschleunigung der Umsetzung von Umbeseilungen ist die verstärkte Nutzung des Anzeigeverfahrens für unwesentliche Änderungen (§ 25 NABEG sowie §§ 43 f. EnWG). Anstelle des Planfeststellungsverfahrens wird heute schon bei unwesentlichen Änderungen oder Erweiterungen ein Anzeigeverfahren zugelassen. Die Planfeststellungsbehörde muss in diesem Fall innerhalb eines Monats entscheiden, ob anstelle der Anzeige ein Plangenehmigungs- oder Planfeststellungsverfahren durchzuführen ist oder ob die Maßnahme von einem förmlichen Verfahren freigestellt ist. Wenn dieser bereits bestehende rechtliche Rahmen weiter ausgeschöpft wird, können Planfeststellungsverfahren vermieden werden, wodurch eine beschleunigte Umsetzung von FLM- und HTLS-Maßnahmen möglich ist. Für den Begriff der „unwesentlichen Änderung“ oder „Erweiterung“ sind im EnWG und NABEG Kriterien formuliert, die mit einiger Unsicherheit behaftet sind (unter anderem Notwendigkeit einer Umweltverträglichkeitsprüfung, Berührung öffentlicher Belange, Beeinträchtigung der Rechte anderer). So bedarf es beispielsweise einer Präzisierung, in welchen Fällen keine Umweltverträglichkeitsprüfung erforderlich ist, um die Planungssicherheit für eine schnelle Umsetzung von Netzoptimierungs- und -verstärkungsmaßnahmen zu erhöhen.
- **Nachweis der Unerheblichkeit der Maßnahme:** Durch Maßnahmen zur Erhöhung der Strombelastbarkeit sind erhöhte Immissionen elektrischer, magnetischer und elektromagnetischer Felder das Schutzgut, welches mit höchster Wahrscheinlichkeit betroffen sein kann (Frage der Einhaltung der 26. BImSchV). Um die **Unerheblichkeit der**

⁴⁰ Analog hierzu ebenfalls eine Prüfung bei Maßnahmen innerhalb eines Bundeslandes, bei denen das Raumordnungsverfahren angewandt wird, inwieweit vermehrt hierauf in der Praxis verzichtet werden kann, wenn die Konfliktpunkte ebenso im Planfeststellungsverfahren behandelt werden können.

Maßnahme als unwesentliche Änderung nachzuweisen, müssen die Übertragungsnetzbetreiber eine **Immissionsberechnung** vorlegen. Zusätzlich Überprüfung der Vorgaben der TA Lärm (beispielsweise bei Maßnahmen zur Spannungsanhebung von bisher mit 220 Kilovolt betriebenen Stromkreisen auf 380 Kilovolt).

- **Aufstockung des Personals** auf Behördenseite, um Genehmigungsverfahren weiter zu beschleunigen.
- **Koordinationsprozess zwischen Übertragungsnetzbetreibern (Strom) und Rohrnetzbetreibern (Gas):** Aufsetzen eines Koordinationsprozesses zur
 - a) gesonderten Transparenz bei parallelem Leitungsverlauf und induktive Beeinflussung von Gasleitungen,
 - b) Ausgestaltung vertraglicher Regelungen sowie
 - c) Identifizierung und Umsetzung zusätzlicher Abhilfemaßnahmen.

Maßnahme 3: Lastflusssteuerung im Übertragungsnetz

Zusätzlich zu den bereits beschriebenen NOVA-Maßnahmen stellt die Lastflusssteuerung eine operative Maßnahme im Übertragungsnetz dar, um die bestehende Netzkapazität besser auszulasten. Vereinfacht gesagt kann über lastflusssteuernde Elemente – wie beispielsweise Querregler⁴¹ – eine Vergleichmäßigung der Lastflüsse im Netz und somit eine **bessere Auslastung der Betriebsmittel** erreicht werden. Der gezielte Einsatz von Lastflusssteuerung dient der Entlastung von hoch belasteten Leitungen durch **Lastflussverlagerung** auf Leitungen, die aufgrund der Impedanzverhältnisse (Wechselstromwiderstand) zuvor geringer belastet waren. Ein klassisches Beispiel ihrer Anwendung ist der Einsatz von Querregeltransformatoren⁴² zur Regulierung des

Stromflusses an den Grenzkuppelstellen zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern (zum Beispiel an den Grenzen zu den Niederlanden, Polen und Tschechien). Genauso bietet sich der **Einsatz von Querreglern innerhalb des deutschen Übertragungsnetzes an, wenn sich Netzausbauvorhaben verzögern**: Eine temporäre Verschiebung des Lastflusses bewirkt eine Entlastung von stark belasteten Leitungen. Hierfür ist eine grundlegende Voraussetzung, dass noch ausreichend Kapazitätsreserven auf Stromleitungen vorhanden sind, die für die „Umleitung“ der Lastflüsse genutzt werden. Der Netzentwicklungsplan 2030⁴³ beinhaltet bereits einige Projekte, die Querregler zur Lastflusssteuerung vorsehen.⁴⁴

In Kombination mit dem Ergreifen von Ad-hoc-Maßnahmen (vergleiche Maßnahme 1) stellt sich die Frage, wie groß das **Potenzial des Einsatzes von Querreglern ist, um kurz- bis mittelfristig Redispatch-Einsätze und Einspeisemanagement zu verringern**. Der Vorteil des Einsatzes von Querreglern und anderen lastflusssteuernden Elementen ist, dass sie Punktmaßnahmen darstellen und in der Regel in bereits bestehenden Umspannwerken oder Schaltanlagen errichtet werden können. Dadurch bedarf es im Regelfall einfacherer Genehmigungsverfahren.

Herausforderungen

Obwohl Querregler Stand der Technik sind, gibt es bislang kaum **Erfahrungen im großflächigen Einsatz**. Hier besteht weiterer Erprobungs- und Untersuchungsbedarf, da bei ihrem Einsatz – obgleich sie eine Punktmaßnahme darstellen – durch die Lastflussverschiebung weiträumige Rückwirkungen auf

41 Auf weitere lastflusssteuernde Betriebsmittel wie *Flexible AC Transmission Systems* (FACTS) und HGÜ-Kurzkupplung geht Energynautics (2018) ein.

42 auch als Phasenschiebertransformator bekannt, im Englischen auch: *Phase Shift Transformer* (PST)

43 50Hertz et al. (2017b)

44 Projekt M253PST: drei Phasenschiebertransformatoren (PST) in die Leitung von Borken nach Gießen-Nord; Projekt P323 und Projekt M509: Phasenschiebertransformatoren zur optimalen Ausnutzung der Transportkapazität bei Urberach; Projekt M489: Phasenschiebertransformatoren im Saarland zur optimalen Nutzung der grenzüberschreitenden Transportkapazität zu Frankreich; Projekt M522: Phasenschiebertransformatoren im östlichen Ruhrgebiet in einer bestehenden 380-Kilovolt-Schaltanlage auf der Achse Kruckel-Garenfeld-Dauersberg

das Übertragungsnetz bestehen. Für eine schnelle Umsetzbarkeit dieser Maßnahme sind die **Verfügbarkeit und die Einsatzmöglichkeit von Querreglertansformatoren an netztechnisch geeigneten Standorten** entscheidend. Hierbei ist eine zentrale Frage, ob ausreichend Platz an netztechnisch optimalen Standorten verfügbar ist – beispielsweise an einem Umspannwerk (netztechnisch optimale Standorte ↔ verfügbare Grundstücksstandorte) – sowie die Genehmigungsfähigkeit am Standort. Des Weiteren sind mögliche Lieferzeiten von Transformatoren (zum Beispiel bis zu zwei Jahren) als auch der notwendige Vorlauf bei der Projektierung zu beachten. Es bedarf einer Analyse von netztechnisch geeigneten Standorten, wo Querregler zum Einsatz kommen können und große Wirksamkeit bei der Lastflusssteuerung entfalten („neuralgische Punkte“). Zugleich ist die wechselseitige Beeinflussung bei Lastflussverschiebung mit dem Übertragungsnetz zu berücksichtigen, was sowohl in der Planung als auch im Netzbetrieb eine gute Koordination voraussetzt.

Handlungsempfehlungen

→ **Kurzfristige gutachterliche Untersuchung** der Möglichkeiten der Lastflusssteuerung im Übertragungsnetz. Diese Untersuchung besteht aus

- einer Netzanalyse zur **Quantifizierung des Potenzials** im deutschen Bestandnetz (und unter Berücksichtigung der Netzentlastung bei Verzögerungen von Leitungsbauvorhaben),
- einer Identifizierung, **an welchen Standorten** Querregler optimaler Weise eingesetzt werden und wie ihre Dimensionierung ausfallen soll,
- einer Analyse der technischen **Rückwirkungen auf das Übertragungsnetz** (Auswirkungen auf höhere Auslastung anderer Stromkreise, zusätzliche Netzverluste, Auswirkungen auf Spannungshaltung, gegebenenfalls Rückwirkungen auf die 110-Kilovolt-Ebene im Verteilnetz) sowie
- einer **Wirtschaftlichkeitsanalyse** (Berechnung des Amortisationszeitraums für vermiedenen Einsatz von *Redispatch* im Vergleich zu CAPEX/OPEX des Querreglers).

- Einführung von **zusätzlichen Prozessen und Algorithmen/Tools in den Leitsystemen** für eine Analyse der erforderlichen Koordination der Stufeneinstellungen sowie einer **intensiven Abstimmung (Koordination/Datenabgleich) mit angrenzenden Übertragungsnetzbetreibern in den Nachbarländern**.
- Integration der Lastflusssteuerung in die **Koordination der Steuerung** der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber sowie zeitliche Abstimmung bei der Umsetzung der geplanten Maßnahmen.
- **Berücksichtigung der Lastflusssteuerung im Regulierungsrahmen** (EnWG und ARegV, vergleiche Maßnahme 1).
- Abschätzung, inwieweit Querregler, die gezielt zur Entlastung einer Leitung bei einer Verzögerung von Netzausbaumaßnahmen eingesetzt wurden, nach Realisierung der Netzausbaumaßnahme weiter an dem Standort zur Lastflusssteuerung genutzt oder gegebenenfalls entfernt werden (gegebenenfalls Zweitnutzung an anderer Stelle).

Maßnahme 4: Flexibilisierung des konventionellen Kraftwerksparks und Reduktion des *Must-run*-Sockels

Um *Redispatch*- und Einspeisemanagementmaßnahmen nachhaltig zu senken, bedarf es weiterer kurzfristig zu realisierender Maßnahmen, die über die Optimierung der Netze hinausgehen. Hierzu gehören die Flexibilisierung des konventionellen Kraftwerksparks und damit einhergehend eine Reduktion des sogenannten *Must-run*-Sockels.

Die notwendige Mindestkapazität, mit der konventionelle Kraftwerke – auch in Zeiten hoher Erneuerbare-Energien-Einspeisung – am Netz verbleiben, nennt sich **Must-run**. Für den **netz- und systemtechnisch erforderlichen Must-run** gibt es verschiedene Ursachen: Bereitstellung von Systemdienstleistungen wie Spannungs- und Frequenzhaltung sowie Kurzschlussleistung, Vorhaltung von Besicherungsleistung für die Erbringung

von Regelleistung sowie für *Redispatch*.⁴⁵ Hiervon zu unterscheiden ist die konventionelle Mindest-erzeugung, die **betriebsbedingt** erfolgt.⁴⁶ Die betriebsbedingte Mindest-erzeugung beinhaltet technologisch bedingte Mindest-erzeugung (prozessbedingte Restriktionen), Optimierung der Strombezugskosten, nicht stromgeführter Kraftwerkseinsatz (zum Beispiel wärmegeführt bei KWK) und andere Aspekte betriebswirtschaftlicher Fahrweisen (zum Beispiel hohe Kosten für An- und Abfahrvorgänge).⁴⁷

Herausforderungen

Mit der Zunahme an installierter EE-Leistung wird es künftig immer häufiger zu Einspeisesituationen kommen, in denen EE-Strom die Last vollständig decken kann. Für die Integration und Abnahme des EE-Stroms ist eine Flexibilisierung des konventionellen Kraftwerksparks eine Grundvoraussetzung. Andernfalls können beispielsweise Netzengpässe entstehen, was zusätzliche *Redispatch*-Einsätze und Einspeisemanagement – also die Abregelung von EE-Anlagen – zur Folge haben kann.

Es gibt Zeiten, in denen konventionelle Kraftwerke auf hohe EE-Einspeisung flexibel reagieren und – gegebenenfalls als Reaktion auf die Preissignale der Strommärkte⁴⁸ – ihre Einspeisung stark reduzieren.⁴⁹ Genauso lassen sich aber auch Einspeisesituationen beobachten, in denen konventionelle Kraftwerke – teils trotz deutlich negativer Preise am *Day-ahead*-

und *Intraday*-Markt – nicht mit einer Leistungsreduktion reagieren.⁵⁰ Bei der fehlenden Flexibilität der *Must-run*-Erzeugung sind die Ursachen – wie zuvor erwähnt – von technischen bis hin zu betriebsbedingten Gründen verschieden. Dazu gehören teilweise rein betriebswirtschaftliche Gründe, wenn für Kraftwerke ein Herunterfahren – und später erneutes Anfahren – für eine kurze Phase niedriger oder negativer Preise nicht rentabel ist. Das bedeutet zugleich, dass unterschiedliche Maßnahmen vonnöten sind, um weiteres Potenzial zur Senkung des *Must-run*-Sockels zu erschließen.⁵¹

Handlungsempfehlungen

→ Es besteht weiterer **Forschungsbedarf** zu den **multiphen Ursachen** und Wirkungszusammenhängen bei der konventionellen *Must-run*-Erzeugung, da sich die genaue Zuschreibung von Ursachen häufig schwierig und intransparent gestaltet: Durchführung einer Studie, die aufbauend auf der bisherigen Forschung eine weitere Differenzierung der Ursachen analysiert

- a) basierend auf technisch und betriebsbedingten Ursachen, unter Berücksichtigung
- b) der Strompreise (Systembilanz) sowie
- c) der Netzsituation (*Redispatch*- und *EinsMan*-Einsätze).

→ Erhöhung der Transparenz durch **Einführung eines übergreifenden Einspeisemanagement-Registers**. Gegenwärtig ist auf der Informationsplattform netztransparenz.de ein Register für *Redispatch*-Einsätze verfügbar, wo nach Datum

45 EFZN et al. (2017)

46 Consentec (2016a)

47 EFZN et al. (2017) und Consentec (2016a)

48 Da Deutschland aus einer Preiszone besteht, kann es auch Situationen geben, in denen regional mehr EE-Erzeugung im Vergleich zur Last eingespeist wird, dies aber nicht per se zu einem niedrigen oder negativen Strompreis führen muss, wenn die Gesamtbilanz nicht „überspeist“ ist.

49 vgl. EFZN et al. (2017) und Energy Brainpool (2016). EFZN et al. (2017) führen in ihrer Analyse als Beispiel den 8. Mai 2016 an, an dem etwa 90 Prozent der Last durch EE-Einspeisung gedeckt wurde und 9 der betrachteten 15 niedersächsischen Kraftwerke abgeschaltet wurden. Die Kurzanalyse von Energy Brainpool (2016) illustriert als Beispiel die Monate Januar, März und Dezember 2015, in denen die in der Analyse betrachteten Kraftwerke Brokdorf und Moorburg ihre Einspeisung mitunter stark reduzierten.

50 vgl. EFZN et al. (2017) und Energy Brainpool (2016). Die Kurzanalyse von Energy Brainpool (2016) zeigt, dass es zum Beispiel beim Kernkraftwerk Brokdorf mitunter hohe Einspeiseleistungen gab in Zeiten von maximaler Abregelung von EE-Anlagen. EFZN et al. (2017) illustriert am Beispiel des 8. Mai 2016, dass unter anderem das Heizkraftwerk Wolfsburg-West und das Kernkraftwerk Emsland keine Leistungsänderungen in Abhängigkeit des *Day-ahead*-Preises durchgeführt haben.

51 Eine Übersicht hierzu gibt Consentec (2016): Änderung der Marktregeln zu Regelleistung, eine Bedarfsanalyse zu Spannungshaltung, mittelfristige Bedarfsanalyse und Anpassung technischer Regelwerke zur Erbringung von Kurzschlussleistung, Netzausbau zur Reduktion der Vorhaltung für *Redispatch*, Flexibilisierung der KWK-Erzeugung und technologischen Mindest-erzeugung durch Anreize in einem verzerrungsfreien Marktdesign.

und netzregionenscharf (oder bei Bedarf kumuliert) *Redispatch*-Einsätze öffentlich einsehbar sind. Solch ein umfassendes, leicht handhabbares Register ist für Einspeisemanagementmaßnahmen nicht vorhanden. Idealerweise würde ein kombiniertes Register geschaffen werden, wo sowohl *Redispatch*- als auch EinsMan-Maßnahmen nach Netzgebiet, Ursache und – bei EinsMan – anweisendem Netzbetreiber (Übertragungsnetzbetreiber oder Verteilnetzbetreiber) transparent und öffentlich verfügbar sind.

- Mittelfristig sind weitere Handlungsoptionen zu erwägen wie **zunehmende Bereitstellung von Systemdienstleistungen (SDL) von EE-Anlagen und anderen emissionsarmen Technologien**: Differenzierung zwischen technischen Mindestanforderungen, die bei Netzanschluss zu erfüllen sind (zum Beispiel im Regelwerk der VDE-Anwendungsregeln) und darüber hinausgehende SDL. Letztere sollten, wie derzeit die Systemdienstleistungen (zum Beispiel Blindarbeit über Mindestanforderungen hinaus), die von konventionellen Kraftwerken erbracht werden, durch den Netzbetreiber vergütungspflichtig sein, und ersetzen dann fossile Kraftwerke für die Gewährleistung der SDL. Hierzu zählt zum Beispiel die Bereitstellung von Blindarbeit durch EE-Anlagen, aber auch die Erbringung von Systemdienstleistungen durch Blindleistungs-kompensationsanlagen wie Kondensatorbänken oder Spulen.

3 Ausblick: Kurz- und langfristige Maßnahmen müssen ineinander greifen

Dieses Impulspapier hat **kurzfristige Sofortmaßnahmen** dargestellt, um die bestehenden Stromnetze besser auszulasten und *Redispatch*- und EinsMan-Einsätze zu reduzieren. Durch die Umsetzung von Ad-hoc-Maßnahmen können Netzengpässe vorübergehend überbrückt werden, bis neue Leitungen gebaut werden. Zudem können Freileitungsmonitoring und Lastflusssteuerung die Nutzung von Bestandsleitungen weiter optimieren, während Hochtemperaturleiterseile das Potenzial besitzen, auf bestehenden Trassen die Übertragungskapazität zu erhöhen.

In der Zukunft werden **mittel- bis langfristig** die **Digitalisierung und die Automatisierung** – und die damit verbundenen neuen Technologien – zur Entwicklung von neuen Konzepten in der Systemführung führen. Hierzu gehören die Einführung und Weiterentwicklung weitgehend **automatisierter Systemführungskonzepte**.⁵² Durch automatisierte, schnelle Steuerungszugriffe von Übertragungsnetzbetreibern auf relevante Einspeiser und Verbraucher können **Redispatch-Eingriffe künftig reaktiv** anstelle präventiv (wie es heute größtenteils geschieht) durchgeführt werden. Mit anderen Worten: Anstatt potenzielle Netzengpässe oder Fehlerfälle vorsorglich zu beheben, um das n-1-Kriterium einzuhalten, lassen sich durch die schnelleren Reaktionszeiten eines reaktiven, fehlerbasierten *Redispatch* mittels automatisierter Steuerung die Betriebsmittel im Normalbetrieb höher auslasten. Dies ermöglicht eine effizientere Netznutzung und kann mit einer automatisierten Lastflusssteuerung kombiniert werden.⁵³ Hier besteht Forschungsbedarf, um die notwendigen Technologien weiterzuentwickeln. Hierbei gilt die Beibehaltung von einem hohen

Maß an Versorgungssicherheit als eine Grundvoraussetzung. Des Weiteren ist eine wichtige Grundbedingung, dass schnell aktivierbare Leistung – wie beispielsweise Speicher und flexible Lasten – ausreichend zur Verfügung steht, die bei Bedarf netzdienlich zum Einsatz kommen kann. Ein wesentlicher Faktor bei der Ansteuerung ist die zeitliche Komponente, da schnelle Reaktionszeiten vonnöten sind, um eine sofortige Entlastung im Störfall zu gewährleisten. Ein möglicher Koordinationsmechanismus zwischen Markt und Netz für flexible Einspeiser und Verbraucher kann durch die Ausgestaltung sogenannter *Smart Markets*⁵⁴ geschaffen werden, die entsprechende Anreize für netzdienlich einsetzbare Flexibilitätsoptionen generieren. Über Flexibilitätsplattformen als *Smart Markets* können Netzbetreiber auf die benötigten Flexibilitätsoptionen netzdienlich Zugriff nehmen. In der Studie *Smart-Market-Design in deutschen Verteilnetzen*⁵⁵ von Ecofys und Fraunhofer IWES im Auftrag von Agora Energiewende werden sechs Modelle zur möglichen Ausgestaltung von *Smart Markets* vorgestellt und bewertet. Beim effizienten Einsatz der Flexibilitäten zum reaktiven *Redispatch* ist aufgrund der Charakteristika von Netzengpässen sowohl die räumliche als auch die zeitliche Komponente zu beachten. Hierbei ist die Interaktion von Übertragungs- und Verteilnetz von großer Bedeutung – inklusive der Ausgestaltung von Verantwortlichkeiten und Steuerungsbefugnissen über die verschiedenen Spannungsebenen hinweg.

Zugleich wird langfristig die **Komplexität im Netzbetrieb** weiter steigen. Zusätzlich zu den thermischen Grenzen, die primär Gegenstand dieses Impulspapiers waren, werden in der Zukunft **Stabilitätslimits** – wie

52 vgl. dena und BET (2017)

53 vgl. Energynautics (2018), Consentec (2016b) und dena und BET (2017)

54 für konkrete Vorschläge zur Ausgestaltung von *Smart-Market*-Modellen, siehe zum Beispiel Ecofys und Fraunhofer IWES (2017)

55 Ecofys und Fraunhofer IWES (2017)

beispielsweise Spannungsstabilität bei Freileitungen – eine Rolle spielen. Das **netzdynamische Verhalten** gewinnt an Bedeutung, wenn die thermischen Grenzen durch die zuvor beschriebenen Optimierungsmaßnahmen immer weiter nach oben verschoben werden, dafür aber Stabilitätsprobleme einsetzen (zum Beispiel Spannungsstabilität, transiente Stabilität, Winkelstabilität). Um den Netzbetrieb weiter zu optimieren und der künftigen Komplexität des Systembetriebs gerecht zu werden, gilt es daher, frühzeitig aktiv Maßnahmen zu ergreifen. Über die Simulationsergebnisse durch *Online Dynamic Security Assessment (Online-DSA)*, das heißt onlinefähigen, dynamischen Netzmodellen, können Maßnahmen bei Fehlerfällen abgeleitet und in ihrer Wirkung (Effektivität der Maßnahme) beurteilt werden. *Online-DSA* greift dabei selbst nicht in das Netzgeschehen ein, sondern visualisiert das dynamische Verhalten und die damit verbundenen Stabilitätslimits. Eine frühzeitige Einführung von dynamischen Netzleitwarten, wie sie bereits in Forschungsprojekten geschieht, ist sinnvoll und bedarf weiterer Förderung.⁵⁶ Erfahrungen mit dem Einsatz von Onlineassistenzsystemen in Leitwarten sind wichtig, um die zuvor beschriebenen Optimierungsmaßnahmen mittel- und langfristig weiter auszuschöpfen, inklusive der Entwicklung einer weiteren Automatisierung der Systemführung. Die Studie *Toolbox für die künftige Integration von Erneuerbaren Energien in die Stromnetze* wird auf diese langfristigen Trends bis 2030 weiter eingehen.⁵⁷

⁵⁶ TU Ilmenau (2017)

⁵⁷ Energynautics (2018)

Literaturverzeichnis

50Hertz Transmission GmbH (2017): Presseinformation. Meilensteinprojekt der Energiewende ist in Betrieb – Südwest-Kuppelleitung steht komplett „unter Strom“. Pressemitteilung vom 14.09.2017

50Hertz et al. (50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, Tennet TSO GmbH, TransnetBW GmbH) (2017a): Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2017. Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Stand: 2. Mai 2017

50Hertz et al. (50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, Tennet TSO GmbH, TransnetBW GmbH) (2017b): Anhang zum Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2017. Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber

Agora Energiewende (2017a): Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2016. Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2017

Agora Energiewende (2017b): Energiewende und Dezentralität. Zu den Grundlagen einer politisierten Debatte

ARegV (2016): Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (Anreizregulierungsverordnung – ARegV). Vom 29. Oktober 2007. (BGBl. I S. 2529). Zuletzt geändert durch Art. 1 Zweite VO zur Änd. der ARegV v. 14.9.2016 (BGBl. I S. 2147)

BBPlG (2016): Gesetz über den Bundesbedarfsplan (Bundesbedarfsplangesetz – BBPlG). Vom 23. Juli 2013. (BGBl. I S. 2543). Zuletzt geändert durch Art. 12 StrommarktG v. 26.7.2016 (BGBl. I S. 1786)

BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.) (2017): Fakten und Argumente. *Redispatch* in Deutschland. Auswertung der Transparenzdaten. April 2013 bis einschließlich März 2017. Berlin, 5. April 2017

BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie) (2015): Ein Strommarkt für die Energie-

wende. Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch)

BNetzA (Bundesnetzagentur) (2017a): Leitungsvorhaben. Verfügbar unter:
www.netzausbau.de/leitungsvorhaben/de.html

BNetzA (Bundesnetzagentur) (2017b): Bedarfsermittlung 2017-2030. Vorläufige Prüfungsergebnisse Netzentwicklungsplan Strom (Zieljahr 2030). 4. August 2017

BNetzA (Bundesnetzagentur) (2017c): Netz- und Systemsicherheit. Daten für das Jahr 2016. Online verfügbar unter:
www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netz_Systemsicherheit/Netz_Systemsicherheit_node.html

BNetzA (Bundesnetzagentur) (2016): 3. Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen 2015. Viertes Quartal und Gesamtjahr 2015

Consentec GmbH (2016a): Konventionelle Mindestenerzeugung – Einordnung, aktueller Stand und perspektivische Behandlung. Untersuchung im Auftrag der 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH

Consentec (2016b): Netzstresstest. Executive Summary einer Studie für die Tennet TSO GmbH. Netzstresstest, Kurzfassung: 24.11.2016

dena (Deutsche Energie-Agentur GmbH) und BET (Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH) (2017): Ergebnispapier des dena-Stakeholder-Prozesses Höhere Auslastung des Stromnetzes. Maßnahmen zur höheren Auslastung des Bestandsnetzes durch heute verfügbare Technologien

Deutscher Bundestag (2015): Drucksache 18/4760. Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Oliver Krischer, Dr. Julia Verlinden,

Annalena Baerbock, weiterer Abgeordneter und der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN – Drucksache 18/4465

Deutsche Windguard (2016): Anzahl der Windenergieanlagen in Deutschland. Stand: 31. Dezember 2016. Verfügbar unter:
www.wind-energie.de/infocenter/statistiken/deutschland/windenergieanlagen-deutschland

DIN EN 50182:2001-12: Leiter für Freileitungen – Leiter aus konzentrisch verseilten runden Drähten. Deutsche Fassung EN 50182:2001

DIN EN 50341-1 VDE 0210-1: 2013-11: Freileitungen über AC 1 kV

DUH (Deutsche Umwelthilfe) (Hrsg.) (2013): Plan N 2.0. Politikempfehlungen zum Aus- und Umbau der Stromnetze.

E-Bridge, IAEW und Offis (2014): Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie). Abschlussbericht. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi)

Ecofys (2017): Grafik Entwicklung der Maßnahmen zur Netzengpassbehebung (basierend auf Daten von Ecofys-Studie für BWE 2012, Ecofys-Studie für BWE 2012, Ecofys-Studie für BWE 2013, Monitoringbericht BNetzA 2014, BNetzA EE in Zahlen 2014; Monitoringbericht 2015, S. 110; Monitoringbericht BNetzA 2016, S. 106; Bundesnetzagentur (2017): Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen Viertes Quartal und Gesamtjahr 2016)

Ecofys und Fraunhofer IWES (2017): *Smart-Market-Design* in deutschen Verteilnetzen. Studie im Auftrag von Agora Energiewende

EEG (2017): Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2017). Vom 21. Juli 2014, zuletzt geändert durch Art. 2 G zur Änderung der Bestimmungen zur Strom-

erzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung und zur Eigenversorgung v. 22.12.2016 (BGBl. I S. 1066)

EFZN et al. (Energie-Forschungszentrum Niedersachsen, EFZN; TU Braunschweig – Institut für Hochspannungstechnik und Elektrische Energieanlagen, elenia; TU Clausthal – Institut für Elektrische Energietechnik und Energiesysteme, IEE) (2017): Technische Mindestenergieerzeugung des Kraftwerksparks bis zum Jahr 2030 in Niedersachsen und Deutschland. Studie im Auftrag des Niedersächsischen Ministeriums für Umwelt, Energie und Klimaschutz

Energy Brainpool (2016): Kurzanalyse zur Stromerzeugung bei netzbedingter Abregelung Erneuerbarer Energien. Kurzanalyse im Auftrag von Greenpeace e. V.

EnLAG (2016): Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (Energieleitungsausbaugesetz – EnLAG). Vom 21. August 2009. (BGBl. I S. 2870). Zuletzt geändert durch Art. 14 G zur Änd. der Bestimmungen zur Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung und zur Eigenversorgung v. 22. 12.2016 (BGBl. I S. 3106)

Energate Messenger (2017): Netzstabilität. Keine Entwarnung beim *Redispatch*. Beitrag vom 17.03.2017

Energieagentur NRW (2017): Information Netztechnologien. Online verfügbar unter:
www.energieagentur.nrw/netze/netzinfrastruktur (abgerufen: 05.09.2017)

Energynautics (2018): Toolbox für die künftige Integration von Erneuerbaren Energien in die Stromnetze. Studie im Auftrag von Agora Energiewende (wird in Kürze erscheinen)

EnWG (2017): Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG). Vom 7. Juli 2005, zuletzt geändert durch Art. 1 G zur Änd. der Vorschriften zur Vergabe von Wegenutzungsrechten zur leitungsgebundenen Energieversorgung v. am 27.01.2017 (BGBl. I S. 130)

NABEG (2011): Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz (NABEG). Vom 28. Juli 2011. (BGBl. I S. 1690)

NEP-Website (2017): Netzplanung: Kernkompetenz der Übertragungsnetzbetreiber. Online verfügbar unter:
www.netzentwicklungsplan.de/de/node/1019/netzentwicklung/netzplanung (abgerufen: 26.09.2017)

TC (Transmission Code) (2007): TransmissionCode 2007. Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber

TU Ilmenau (2017): Netzleitwarte der Zukunft an der TU Ilmenau. Online verfügbar unter:
www.tu-ilmenau.de/aktuelles/news/newsbeitrag/20878/

Wie gelingt uns die Energiewende? Welche konkreten Gesetze, Vorgaben und Maßnahmen sind notwendig, um die Energiewende zum Erfolg zu führen? Agora Energiewende will den Boden bereiten, damit Deutschland in den kommenden Jahren die Weichen richtig stellt. Wir verstehen uns als Denk- und Politiklabor, in dessen Mittelpunkt der Dialog mit den relevanten energiepolitischen Akteuren steht.



Agora Energiewende

Anna-Louisa-Karsch-Straße 2 | 10178 Berlin

T +49 (0)30 700 14 35-000

F +49 (0)30 700 14 35-129

www.agora-energiewende.de

info@agora-energiewende.de

