

Redispatch – sinnvolle Maßnahme in einem funktionierenden Strommarkt

Robert Gersdorf

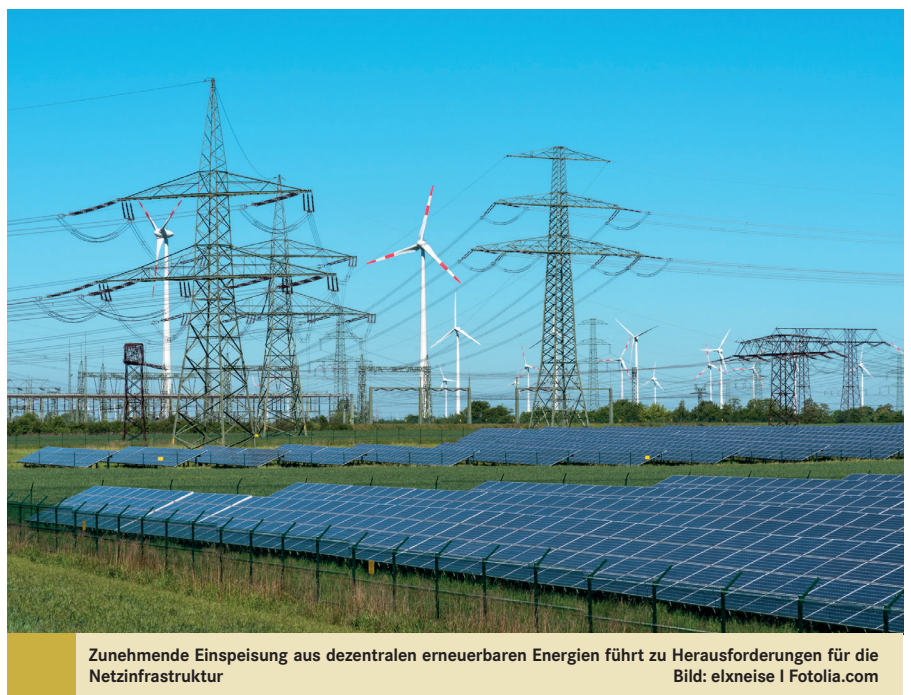
Redispatch ist ein anerkanntes und effizientes Instrument in einem funktionierenden Strommarkt. Es hilft, Engpässe im Übertragungsnetz zu beseitigen und einen einheitlichen Netzzugang zu gewährleisten. Das ist die Voraussetzung für einen liquiden Großhandelsmarkt für Strom mit aussagekräftigen Preissignalen, dessen volkswirtschaftliche Vorteile die Kosten für Redispatch aufwiegen. Mit voranschreitendem Netzausbau werden sowohl der Bedarf an Redispatch als auch die damit verbundenen Kosten bis 2025 deutlich sinken.

Das elektrische Energiesystem verändert sich in Folge der Energiewende fundamental. Während in der Vergangenheit vor allem vergleichsweise wenige und zentral in der Nähe von Verbrauchszentren gelegene Großkraftwerke elektrische Energie erzeugten, sind es heute zu einem großen Teil kleinere und dezentral gelegene Erneuerbare-Energien-Anlagen (EEA), deren Anteil in den kommenden Jahren noch steigen wird [1].

Die zunehmende dezentrale Einspeisung elektrischer Energie führt zu Herausforderungen für die Netzinfrastruktur, da die Orte der Erzeugung und des Verbrauchs häufig weit auseinander liegen. Um in einem solchen System dauerhaft eine Synchronisation von Angebot und Nachfrage und damit verbunden ein starkes Preissignal für den liquiden deutschen Strommarkt sicherzustellen, führt am geplanten, konsequenten Netzausbau kein Weg vorbei.

Um Leitungsüberlastungen vorzubeugen oder zu beheben, sind Netzmanagementmaßnahmen der Netzbetreiber, vor allem Redispatch, effiziente und sinnvolle Mittel. Redispatch als netzdienliche Flexibilität ist ein normaler Bestandteil eines liberalisierten Strommarkts, dessen Umfang bei fortschreitendem Netzausbau abnimmt.

Dennoch werden in der energiewirtschaftlichen und -politischen Debatte sehr stark die Kosten von Redispatch betont und weniger die Bedeutung für die Funktion von Spot- und Terminmärkten mit all ihren energiewirtschaftlichen Vorteilen. Beispiele dafür sind die hohe Wettbewerbsintensität, die zunehmende Marktintegration erneuerbarer Energien und der Beitrag zur Begrenzung beziehungsweise Reduzierung von Systemdienstleistungen. So sind z. B. der Bedarf und



Zunehmende Einspeisung aus dezentralen erneuerbaren Energien führt zu Herausforderungen für die Netzinfrastruktur
Bild: elxneise | Fotolia.com

damit auch die Kosten für Regelleistung und Ausgleichsenergie in den letzten Jahren kontinuierlich gesunken.

Redispatch im deutschen Strommarkt

Redispatch ist eine den Netzbetreibern im Rahmen ihrer Systemverantwortung gesetzlich zur Verfügung stehende Engpassmanagementmaßnahme zur Sicherstellung eines zuverlässigen Betriebs der Elektrizitätsversorgungsnetze. Er dient dazu, Leitungsüberlastungen vorzubeugen bzw. bestehende Überlastungen zu beheben. Konkret wird darunter ein Eingriff in den marktbasierten Fahrplan von Erzeugungseinheiten zur örtlichen Verlagerung von Kraftwerkeinspeisungen verstanden. Dabei werden Kraftwerke vom Übertragungsnetzbetreiber

angewiesen, ihre Einspeiseleistung „vor“ einem Engpass abzusenken, während zugleich andere Kraftwerke angewiesen werden, ihre Einspeiseleistung „hinter“ dem Engpass zu erhöhen. Es wird also die örtliche Verteilung der Stromeinspeisung verändert, nicht aber die insgesamt eingespeiste Energiemenge. Die Kosten für den Redispatcheinsatz werden den Kraftwerksbetreibern von den Netzbetreibern erstattet.

Gemäß des geltenden § 13a Abs. 1 Energiewirtschaftsgesetz sind alle Betreiber von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie mit einer Nennleistung ab 10 MW verpflichtet, ihre Wirkleistungseinspeisung oder den Wirkleistungsbezug auf Anforderung durch die Übertragungsnetzbetreiber gegen eine angemessene Vergütung zu reduzieren oder

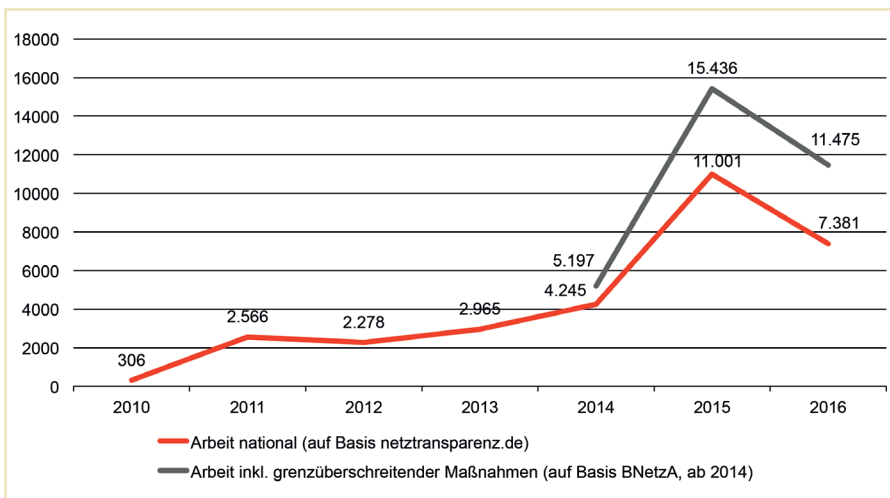


Abb. 1 Entwicklung der jährlichen Redispatchmengen 2010-2016 in GWh

Quellen: BNetzA & netztransparenz.de

zu erhöhen. Aufgrund dieser 10-MW-Regel und gesetzlicher Vorgaben zum Einspeisevorrang erneuerbarer Energien wird Redispatch derzeit de facto nur von konventionellen Kraftwerken erbracht.

Der Umfang der jährlich im Rahmen von Redispatch umgeplanten elektrischen Arbeit hat in den vergangenen Jahren bis 2015 kontinuierlich zugenommen (siehe Abb. 1). Demgegenüber fiel die Redispatchmenge 2016 wieder geringer aus. Vorläufige Schätzungen deuten darauf hin, dass für 2017 insgesamt mit einem erneuten Anstieg über den Höchstwert von 2015 hinaus gerechnet werden muss. Während aber der Übertragungsnetzbetreiber Tennet einen deutlichen

Anstieg der Redispatchmengen und -kosten erwartet, geht der Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz von einem Rückgang in dessen Netzgebiet aus. Als Grund für den Rückgang wird die Inbetriebnahme der Thüringer Strombrücke als wichtige Nord-Süd-Verbindung im Übertragungsnetz genannt [2].

Für den hohen Wert von 2015 gibt es verschiedene Ursachen, wie u. a. kurzfristige Nichtverfügbarkeiten konventioneller Kraftwerke, Verzögerungen bei Netzausbaumaßnahmen, hohe Stromexporte sowie überdurchschnittliche Windeinspeisung aufgrund von Orkantiefs. Grundsätzlich lässt sich eine deutliche Korrelation zwischen Windeinspeisung und Redispatch-Umfang

beobachten [3]. Auch ein Blick auf den Zubau bei Wind-Onshore-Anlagen bestätigt diese Beobachtung: Die Jahre 2014 bis 2016 waren die bis dato zubaustärksten Jahre [4].

Die Entwicklung der Kosten für die benötigten Redispatch verlief analog zu dessen Einsatz: Bis 2015 kam es zu einem Anstieg im Zeitverlauf; in 2016 sind die Kosten gegenüber dem Vorjahr deutlich zurückgegangen. Demgegenüber sind die spezifischen Kosten für die jeweils für Redispatch eingesetzte Megawattstunde im Zeitverlauf trotz deutlich gestiegener Einsatzmengen kontinuierlich gesunken (siehe Abb. 2).

Wichtig ist zudem, dass die Kosten für Redispatch nur einen Teil der Gesamtkosten für Engpassmanagement ausmachen (siehe Abb. 3). Eine Differenzierung der Engpassmanagementmaßnahmen ist nötig, da deren zeitliche Einsatzreihenfolge klaren gesetzlichen Regelungen unterliegt. Dabei sind netz- oder marktbezogene Maßnahmen wie Regelleistung, Countertrading, Redispatch oder ab- und zuschaltbare Lasten vorrangig einzusetzen, gefolgt vom Einsatz zusätzlicher Reserven, wie Netzreserve oder Kapazitätsreserve. Einspeisemanagementmaßnahmen (EinsMan), also die Abregelung von erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), sind nur nachrangig zulässig.

Bewährtes zonales Marktmodell

Der deutsche Strommarkt ist ein Wettbewerbsmarkt basierend auf einer großen Strompreiszone, auf dem eine Vielzahl von Stromerzeugern mit der Nachfrageseite zusammen gebracht wird. Um möglichst viele Teilnehmer und damit Liquidität zu vereinen, wird für den Handel in der gesamten Zone eine engpassfreie Bewirtschaftung unterstellt. Netzengpässe werden je nach Dispatch im Nachgang der Day-Ahead Auktion identifiziert und durch Redispatch aufgelöst.

Das zonale Modell des Strommarkts hat sich weltweit bewährt. Der Handel innerhalb großer Preiszonen bündelt Liquidität und Volumen im Spot- und Terminmarkt und erzeugt verlässliche, überregionale Preissignale sowohl kurz- als auch langfristig. Die Kopplung fast aller europäischen Marktgebiete und damit die vollständige Einbeziehung der verfügbaren Interkonnektorkapazität in den

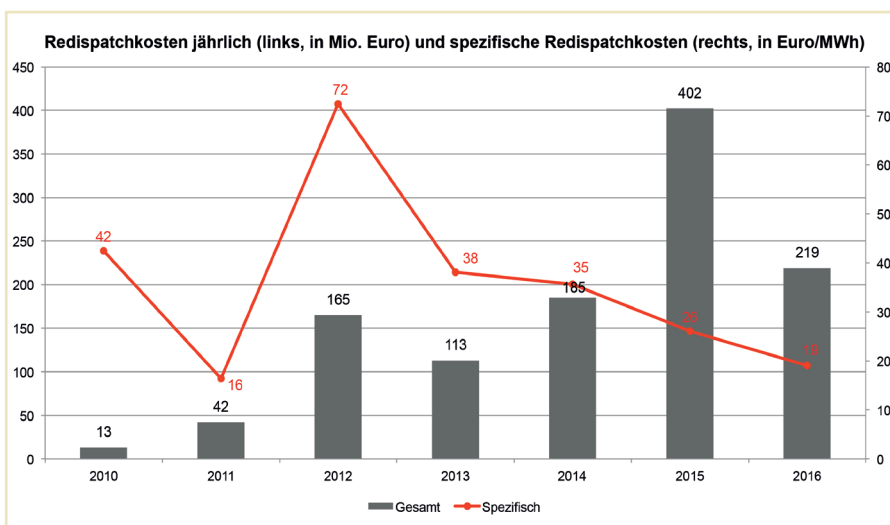


Abb. 2 Entwicklung der Redispatchkosten 2010-2016

Quelle: BNetzA

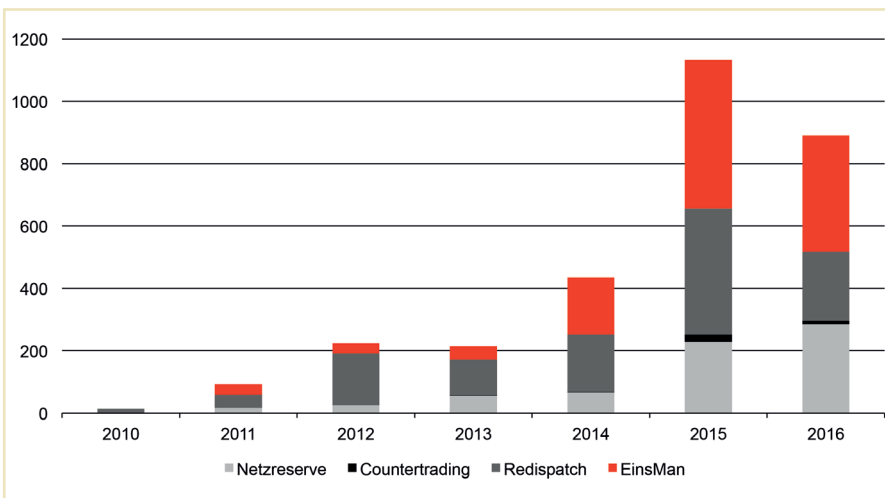


Abb. 3 Entwicklung der Gesamtkosten für Engpassmanagement in Mio. €
Quelle: eigene Darstellung auf Basis BNetzA

Großhandelsmarkt ist zudem ein wichtiger Schritt in Richtung eines integrierten europäischen Strombinnenmarkts. In den Debatten um das zukünftige Strommarktdesign wird daher zu Recht auf die wichtige Rolle des Großhandelsmarkts und seiner Preissignale verwiesen.

Die Preissignale des Marktes sind die Basis für langfristige Investitionen in Flexibilitätsoptionen sowie deren kurzfristigen Einsatz zur Synchronisation von Erzeugung und Verbrauch. Neben dem Terminmarkt als Absicherungs- und Finanzierungsinstrument werden kurzfristige Handelsmärkte als weiteres Kernelement eines optimierten Strommarkts angesehen. Hier sind zum einen der Day-Ahead-Markt, der für die europäische

Marktintegration durch Marktkopplung zentral ist, und zum anderen der sich rasant entwickelnde Intradaymarkt zu nennen (siehe Abb. 4).

Die energiewirtschaftliche Bedeutung eines liquiden Intradaymarkts wird insbesondere im Hinblick auf den Regelenergiebedarf deutlich. Da der Intradaymarkt ein schnelles und flexibles untertägliches Handeln bis kurz vor Lieferzeitpunkt erlaubt, sinken der Bedarf und damit die Kosten für die Vorhaltung und den Einsatz von Regelleistung. So betragen die Kosten 2016 mit 198 Mio. € nur noch gut ein Drittel gegenüber 2011 mit 588 Mio. € [5]. Die durch Redispatch verursachten Kosten für die Aufrechterhaltung des zonalen Marktes werden also durch Kostenvorteile

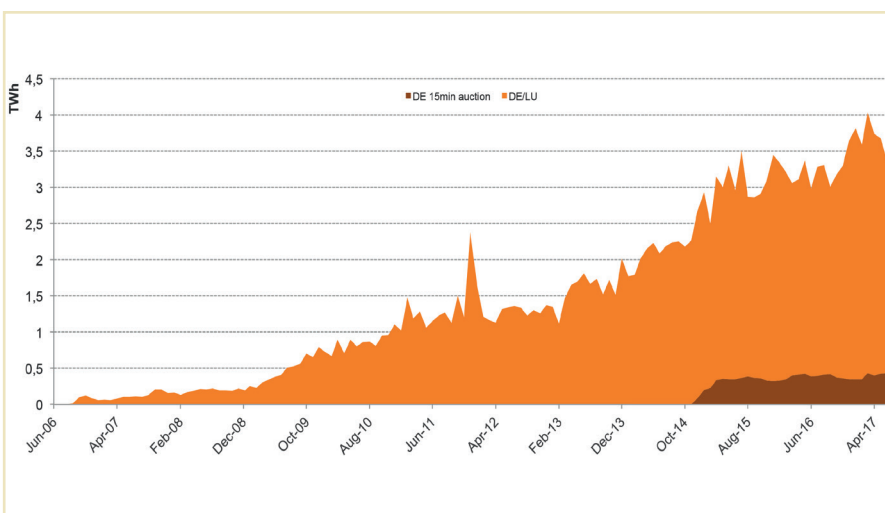


Abb. 4 Entwicklung des Handelsvolumens Intradaymarkt Deutschland in TWh;

Quelle: EPEX SPOT

bei anderen Systemdienstleistungen wie der Regelenergie wieder aufgewogen.

Potenzial zur Verringerung von Redispatch nutzen

Redispatch wird auch in Zukunft normaler Bestandteil des Strommarkts sein. Es stellt sich allerdings die Frage, wie sich der Bedarf und die Kosten in den kommenden Jahren bei weiter voranschreitender Energiewende entwickeln werden. Es gibt Prognosen der Bundesnetzagentur, die von einer Vervielfachung des Volumens von Redispatch und Einspeisemanagement bis 2023 ausgehen [6]. Demgegenüber gibt es wissenschaftliche Analysen, die auf Basis des geplanten Netzausbaus zu dem Ergebnis kommen, dass der Redispatchbedarf bis Mitte der 2020er Jahre nicht über das heutige Niveau steigen wird. Im Gegenteil: Sollten alle vorgesehenen Netzausbauprojekte bis 2025 umgesetzt werden, sei mit einem deutlichen Rückgang der Redispatchmengen und damit auch der Kosten zu rechnen [7].

Das verdeutlicht, dass der geplante Netzausbau eine unabdingbare Voraussetzung für den Erfolg der Energiewende ist. Während Netzausbau die langfristige Option ist, gilt es, auch kurz- und mittelfristige Optionen zur Reduzierung des Bedarfs an Engpassmanagement zu identifizieren und anzuwenden. Gegenwärtig werden verschiedene Ansätze diskutiert, die sich in die Kategorien Netzoptimierung und Redispatchoptimierung unterteilen lassen:

■ **Netzoptimierung und Netzverstärkung:** Engpässe lassen sich nicht nur durch Neubaumaßnahmen verringern, sondern auch durch eine bessere Auslastung der Bestandsnetze. Die Kapazität des bestehenden Netzes kann sowohl durch einen optimierten Netzbetrieb als auch durch eine bauliche Netzverstärkung erhöht bzw. besser ausgenutzt werden. Eine diskutierte Maßnahme der Netzoptimierung ist das sog. Freileitungs-Temperatur-Monitoring. Dabei handelt es sich um einen witterungsabhängigen Betrieb von Freileitungen. Anstatt das Netz immer auf Basis eines festgelegten konstanten Normklimas zu betreiben, wird der Betrieb an der tatsächlichen Witterung ausgerichtet. Dadurch lassen sich Kapazitätssteigerungen von bis zu 50 % realisieren. Eine

andere Maßnahme ist die Netzverstärkung durch bauliche Zwischenmaßnahmen im Rahmen des geplanten Netzausbaus. Dazu erfolgen eine Neubeseilung bzw. eine zusätzliche Beseilung mit Hochtemperaturseilen auf bestehenden Netzabschnitten [8].

■ **Redispatchoptimierung:** Denkbar wäre eine Anpassung des rechtlichen Rahmens, die eine Einbeziehung von EE- und KWK-Anlagen sowie der Netzreserve in Redispatchmaßnahmen erlaubt. Dadurch könnte der Einsatz von näher an Engpässen gelegenen Kapazitäten ermöglicht und der Bedarf an Redispatchmenge reduziert werden. Derzeit läuft dazu ein Studienprojekt im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums. Neben energiewirtschaftlichen Aspekten spielen auch rechtliche Fragen eine Rolle, vor allem in Bezug auf die Wechselwirkungen mit Regelungen zum Einspeisevorrang erneuerbarer Energien. Ebenso besteht Potenzial zur Verbesserung der Redispatchprozesse durch eine verbesserte Koordinierung zwischen den Übertragungsnetzbetreibern und den Verteilnetzbetreibern. Das betrifft vor allem die Datenbereitstellung [9]. Schließlich gibt es Überlegungen, Redispatch stärker markt-basiert auszugestalten, um Effizienzpotenziale zu erschließen. Hierbei bestehen allerdings erhebliche Herausforderungen, u. a. in Hinblick auf negative Liquiditätseffekte auf dem Intradaymarkt sowie auf mögliche Marktmachtprobleme aufgrund der begrenzten Zahl von Anbietern in räumlicher Nähe zu Engpässen. Auch diese Fragen sind

Gegenstand einer vom Bundeswirtschaftsministerium initiierten und zurzeit durchgeführten Studie [10].

Eine zeitnahe Umsetzung der heute schon möglichen Maßnahmen hat besondere Bedeutung, da zunächst niedrigschwelliges Potenzial gehoben wird („Quick Wins“). Gleichzeitig sollten die gegenwärtig laufenden Untersuchungen zur besseren Auslastung bestehender Netze sowie der Optimierung von Redispatch fortgeführt werden, um das Potenzial weiterer Maßnahmen zu analysieren.

Anmerkungen

[1] Zum Jahresende 2016 waren in Deutschland 27.270 Windenergieanlagen installiert, URL: <https://www.windenergie.de/infocenter/statistiken/deutschland/windenergieanlagen-deutschland/>; bei Photovoltaik waren es zum Jahresende 2016 1,58 Millionen installierte Anlagen, URL: https://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/user_upload/bsw_faktenblatt_pv_2017_2.pdf

[2] Tagesspiegel Background Energie & Klima vom 3. Januar 2018, URL: <http://rdir.de/form.do?agnCI=1024&agnFN=fullview&agnUID=nc.A.B.B0te.CKW.BbtoE.ceg56EJynk3lvz3uCeU3YA>

[3] BDEW: Fakten und Argumente. Redispatch in Deutschland. Auswertung der Transparenzdaten. April 2013 bis einschließlich September 2017, URL: https://www.bdew.de/media/documents/Awh_20171005_Bericht-Redispatch-Stand-Oktober-2017.pdf

[4] https://www.windenergie.de/sites/default/files/attachments/page/statistiken/factsheet-status-windenergieausbau-land-1-hj-2017_0.pdf

[5] Bundesnetzagentur: Monitoringbericht 2017, Bonn 2017, S. 148.

[6] Deutscher Bundestag: Antworten der Bundesregierung auf schriftliche Fragen von Mitgliedern des Deutschen Bundestags, hier: Frage von Oliver Krischer zur Entwicklung von Redispatchkosten, S. 4, URL: <http://dipbt.bundestag.de/doc/btd/18/087/1808766.pdf>

[7] Studie der RWTH Aachen im Auftrag von Dong (jetzt Ørsted), URL: https://www.unendlich-viel-energie.de/media/file/1521.RWTH_Redispatch_in_DE_akt17.pdf

[8] Dena: Höhere Auslastung des Stromnetzes. Maßnahmen zur höheren Auslastung des Bestandsnetzes durch heute verfügbare Technologien, Berlin 2017, URL: https://shop.dena.de/fileadmin/denashop/media/Downloads_Dateien/esd/9209_Ergebnispapier_dena-Stakeholder-Prozess-Hoehere_Auslastung_Stromnetze.pdf sowie Agora Energiewende: Optimierung der Stromnetze. Sofortmaßnahmen zur Senkung der Netzkosten und zur Rettung der deutschen Strompreiszone, Berlin 2017, URL: https://www.agora-energienewende.de/fileadmin/Projekte/2017/Innovative_Netze_Toolbox/Agora_Optimierung-der-Stromnetze_WEB.pdf

[9] Gegenwärtig läuft das BMWi Studienprojekt „Entwicklung von Maßnahmen zur effizienten Gewährleistung der Systemsicherheit im deutschen Stromnetz“, Antwort der Bundesregierung auf die kleine Anfrage der Fraktion Bündnis 90/Die Grünen, Drucksache 18/9576, <http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/18/095/1809576.pdf>

[10] https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Ausschreibungen/20170911-leistungsbeschreibung-beschaffung-redis-patch.pdf?__blob=publicationFile&v=4

*Dr. R. Gersdorf, Political & Regulatory Affairs Expert, European Energy Exchange AG, Leipzig
robert.gersdorf@eex.com*

Thomas Kästner & Henning Rentz (Hg.)

HANDBUCH ENERGIEWENDE

Jochen Hornann • Bodo Hornbach • Hermann Ineichen • Manja Jänsch • Stephan Kerstloff • Cornelia Kernal • Stephan



Deutschlands Energiewende gilt als Problemkind. Die Zahl der Kritiker wächst. Management und Zielerreichung erhalten schlechte Noten. Industrie, Gewerbe und Bürger sind verunsichert. Entsprechend groß sind die Erwartungen an die Bundesregierung.

Lösungsvorschläge für Wege aus dem Dilemma stehen im Focus des aktuellen „Handbuch Energiewende“. Über 100 Akteure und Entscheidungsträger aus Energiewirtschaft, Wissenschaft und Zivilgesellschaft analysieren und bewerten in ihren Artikeln Deutschlands Energiewende.

Bestellschrift:

Bitte liefern Sie __ Exemplare

Handbuch Energiewende

je 86,- € (+ Porto) • ISBN 978-3-942370-40-0

Per Fax oder Post an:

etv EW Medien und Kongresse GmbH

Postfach 18 53 54 • D - 45203 Essen

Tel.: 0 20 54/95 32-10 • Fax: 0 20 54/95 32-60

Die Bestellung richten Sie bitte an Frau Holz:

silvia.holz@ew-online.de