
Die Sonnenfinsternis 2015: Vorschau auf das Stromsystem 2030

Herausforderungen für die Stromversorgung in Systemen mit
hohen Anteilen an Wind- und Solarenergie

HINTERGRUND

Agora
Energiewende



Die Sonnenfinsternis 2015: Vorschau auf das Stromsystem 2030

IMPRESSUM

HINTERGRUND

Die Sonnenfinsternis 2015: Vorschau auf
das Stromsystem 2030

Herausforderungen für die Stromversorgung in Systeme-
men mit hohen Anteilen an Wind- und Solarenergie

Dieses Hintergrundpapier ist eine Auskopplung aus
einer Studie des Fraunhofer IWES zum europäischen
Stromsystem 2030 und seinen Anforderungen an die
Systemflexibilität, die demnächst veröffentlicht wird.

ERSTELLT VON:

Agora Energiewende
Rosenstraße 2 | 10178 Berlin

Dr. Christian Redl
Dr. Barbara Praetorius
Kontakt: christian.redl@agora-energiewende.de

Redaktion:

Mara Marthe Kleiner
Christoph Podewils
Matthias B. Krause

Satz:

Mara Marthe Kleiner

Titelbild: © IgOrZh - Fotolia.com

069/03-H-2015/DE

Veröffentlichung: März 2015

Bitte zitieren als:

Agora Energiewende (2015): *Die Sonnenfinsternis 2015:
Vorschau auf das Stromsystem 2030. Herausforderungen
für die Stromversorgung in Systemen mit hohen Anteilen
an Wind- und Solarenergie.*

www.agora-energiewende.de

Vorwort

Liebe Leserinnen und Leser,

am Vormittag des 20. März 2015 zieht eine Sonnenfinsternis über Europa hinweg. Zwischen 9:30 Uhr und 12:00 Uhr nimmt die Dunkelheit zunächst eine Stunde lang zu, um dann kurz darauf wieder rund eine Stunde lang abzunehmen, bis wieder die normale Tageslichtsituation eingekehrt ist. Bei klarer, sonniger Wetterlage führt das dazu, dass die Stromerzeugung der in Deutschland installierten rund 39.000 Megawatt an Photovoltaik zunächst ungewöhnlich schnell und stark zurückgeht und rund eine Stunde später steiler und stärker ansteigt als sonst.

Die Netzbetreiber haben sich für diese Situation bereits mit verschiedenen Methoden vorbereitet, so dass eine Systemkrise nicht zu erwarten ist. Dennoch befeuert die Sonnenfinsternis die Diskussionen über die Verlässlichkeit von Stromsystemen mit hohen Anteilen fluktuierender Erneuerbarer Energien. Mit der Energiewende wird dieser Anteil stetig weiter wachsen. Auch wenn die nächste Sonnenfinsternis erst im Jahr 2026 auftreten wird, muss schon heute die Frage adressiert werden, wie Versorgungssicherheit bei

hohen Anteilen von Erneuerbaren Energien garantiert werden kann.

Aus diesem Grunde werfen wir im vorliegenden Hintergrundpapier einen Blick in das Jahr 2030 und betrachten die Flexibilitätsanforderungen, die das deutsche Stromsystem dann entsprechend der Annahmen der Übertragungsnetzbetreiber für den Netzentwicklungsplan 2015 bewältigen muss (Annahme: 58 Gigawatt Photovoltaik- und 86 Gigawatt Windleistung). Ist die Sonnenfinsternis der Testfall für die Energiewende? Reicht die Flexibilität im System? Was muss bis 2030 geschehen, damit auch in Systemen mit sehr hohen Anteilen Erneuerbarer Energien eine verlässliche Versorgung besteht?

Ich wünsche eine anregende Lektüre!

Ihr Patrick Graichen
Direktor Agora Energiewende

Die Schlussfolgerungen auf einen Blick

1.

Die Sonnenfinsternis am 20. März 2015 gibt einen Vorgeschmack auf die Zukunft: Mit zunehmenden Anteilen fluktuierender Erneuerbarer Energien muss das Stromsystem flexibler werden. Im Jahre 2030 sind Rampen von -10 bis +15 Gigawatt innerhalb einer Stunde, wie sie bei der Sonnenfinsternis einmalig auftreten, häufiger zu erwarten. Der Erzeugungsmix und alle anderen Flexibilitätsoptionen müssen hierauf ausgerichtet werden.

2.

Das heutige Stromsystem bietet genügend Flexibilität, um im Falle von starken Schwankungen der Erneuerbaren Energien eine stabile Versorgungslage zu gewährleisten. Eine Sonnenfinsternis wie am 20. März 2015 lässt sich bewältigen, weil sich die Stromnetzbetreiber frühzeitig vertraglich mit schnell zu- und abregelbarer Stromerzeugung ausgestattet haben.

3.

Die Stromversorgung kann auch mit erheblich höheren Anteilen an schwankenden Erneuerbaren Energien sicher bleiben. Die technischen Möglichkeiten für einen flexiblen Ausgleich existieren teilweise, aber müssen in jedem Fall stetig weiter entwickelt werden. Dazu gehören die weitere europäische Marktintegration, Netzausbau, Lastmanagement, Speichertechnologien und hochflexible Erzeugungsanlagen.

Die Sonnenfinsternis als Flexibilitäts-Herausforderung

Am 20. März 2015 tritt in Deutschland eine partielle Sonnenfinsternis ein. An diesem Tag schiebt sich zwischen 9:30 und 12:00 Uhr der Mond auf seiner Umlaufbahn zwischen Erde und Sonne und nimmt Deutschland einen erheblichen Teil des Tageslichts.¹ Rund eine Stunde lang wird es dunkler werden, ehe sich der Tag langsam wieder aufhellt. Nachdem das Schauspiel um die Mittagszeit beendet ist, wird man in Deutschland bis August 2026 warten müssen, ehe wieder eine Sonnenfinsternis beobachtet werden kann.

In Deutschland sind derzeit rund 39 Gigawatt (GW) an Solarstromkapazität (Photovoltaik, PV) installiert. Sollte der 20. März ein sonniger Tag sein, so wird die Solarstromerzeugung durch die Sonnenfinsternis deutlich beein-

trächtigt werden. Bei klarem Himmel erwarten die vier Übertragungsnetzbetreiber eine Reduktion der PV-Einspeisung während der ersten 65 Minuten der Finsternis um rund zwölf GW. In der zweiten Hälfte des Naturschauspiels wird innerhalb von 75 Minuten die PV-Leistung wieder um 19 GW ansteigen, bis sie schließlich das volle Mittagshoch von 25 GW erreicht.²

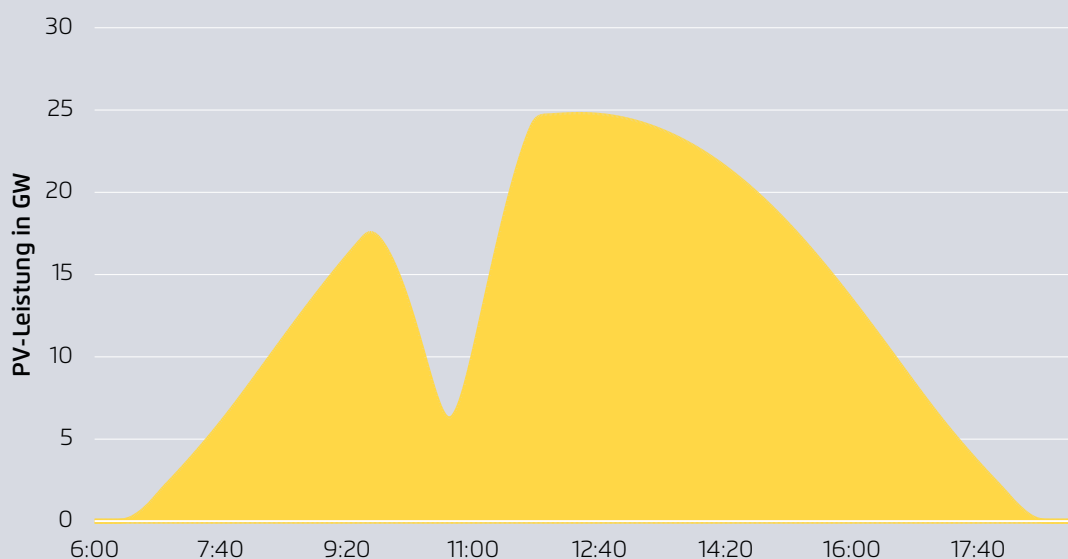
Sollte der 20. März hingegen ein wolkyger Tag werden, so wäre der Effekt der Sonnenfinsternis auf die Solarstromproduktion zu vernachlässigen, wie die Abbildungen 1 und 2 zeigen.

1 Der Mond wird Deutschland bis zu 82 Prozent der Sonne verdecken (50Hertz et al, 2015).

2 50Hertz, Amprion, TenneT und Transnet BW. Sonnenfinsternis am 20. März stellt elektrisches System in Europa vor große Herausforderung, 23.02.2015.

Solarstromeinspeisung am 20. März 2015 bei wolkenlosem Himmel

Abbildung 1



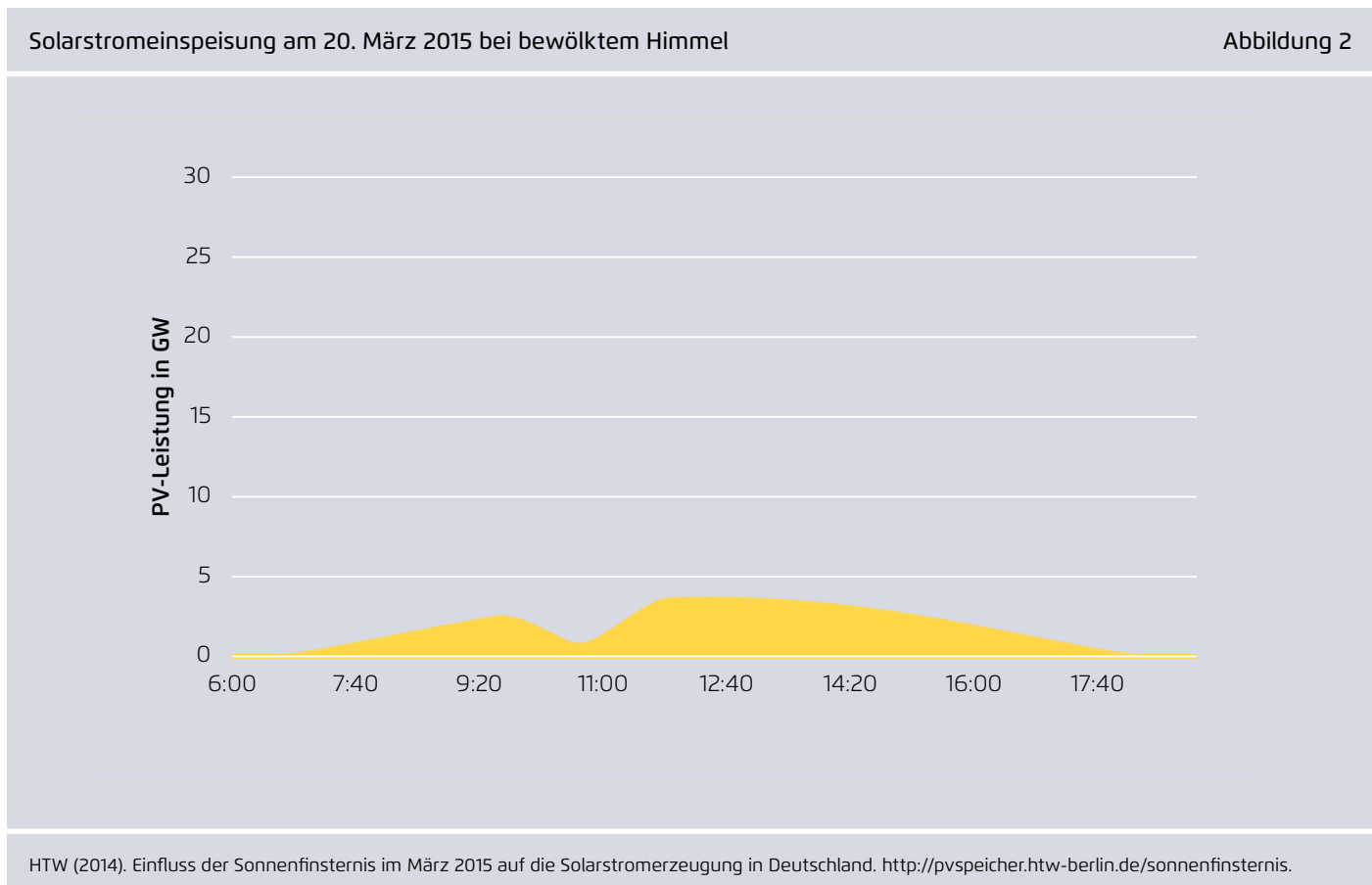
HTW (2014). Einfluss der Sonnenfinsternis im März 2015 auf die Solarstromerzeugung in Deutschland. <http://pvspeicher.htw-berlin.de/sonnenfinsternis>.

Zum Vergleich: Im Jahr 2014 lag die stärkste Zunahme der PV-Einspeiseleistung innerhalb einer Stunde bei 7 GW, der stärkste Rückgang bei 6,6 GW. Das entspricht in etwa der Hälfte der zu erwartenden Amplitude während der partiellen Sonnenfinsternis, sofern der Himmel am 20. März wolkenlos ist.

Netzbetreiber wurden speziell geschult und die Besetzung der Leitwarten bei den Netzbetreibern verstärkt.

Um auf die potentiellen Auswirkungen der Sonnenfinsternis reagieren zu können, arbeiten die Übertragungsnetzbetreiber vor und während des Naturschauspiels eng zusammen. In Deutschland wurde beispielsweise die Beschaffung zusätzlicher Regelleistung vorbereitet³, die Mitarbeiter der

³ Die Übertragungsnetzbetreiber haben derzeit eine Regelleistungskapazität von rund 4,5 GW (positiv und negativ) zur Verfügung. Die genaue Höhe der zusätzlichen Reserven während der partiellen Sonnenfinsternis wird erst kurz vor dem Ereignis auf Grundlage der Wettervorhersagen bestimmt. Weitere Informationen dazu zum Beispiel hier: <http://www.tennet.eu/de/ueber-tennet/strom/systemstabilitaet/sonnenfinsternis.html>.



Der 20. März 2015 gibt ein Vorgefühl für die Zukunft des europäischen Stromsystems

Beim Blick auf die nationalen Energiestrategien im europäischen Raum lässt sich ein Trend erkennen: Die Energiesysteme werden überall zunehmend durch die Erneuerbaren Energien geprägt. Bis 2030 wird den Zielen der Europäischen Union zufolge im jährlichen Mittel die Hälfte des europäischen Strombedarfs durch Erneuerbare gedeckt.⁴ Die Ziele der deutschen Energiepolitik sehen für 2030 einen Anteil der Erneuerbaren Energien von 48 bis 53 Prozent vor. Darüber hinaus wird erwartet, dass es sich bei dem Großteil der zugebauten Erzeugungsleistung in den kommenden

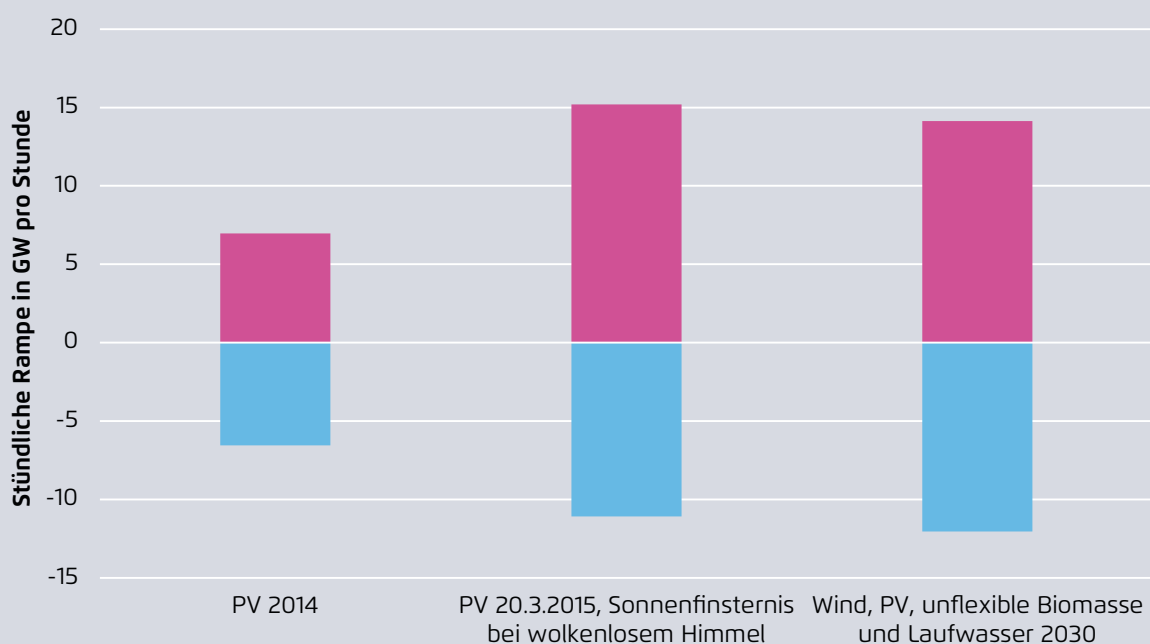
Jahren um Windkraft und Photovoltaik handeln wird - jene Technologien, deren Kosten sich in den vergangenen Jahren konstant verringert haben.

Der Zubau von Windkraft und von Solarenergie setzt eine fundamentale Transformation unserer Energiesysteme in Gang. Die Einspeiseleistung von einzelnen Wind- und Solarkraftwerken kann innerhalb von kurzer Zeit von Null bis auf Nennkapazität fluktuieren. Das bedeutet, dass auch die gesamte Produktion aller installierten Wind- und Sonnenkraftwerke an manchen Tagen nahezu null ist. An anderen Tagen wiederum liegt sie sehr viel höher als die jährliche Durchschnittsproduktion.

4 EC (2014). Impact Assessment Accompanying the Communication A policy framework for climate and energy in the period from 2020 up to 2030.

Maximale stündliche Rampe von PV im Jahr 2014, während der Sonnenfinsternis 2015, sowie von PV, Wind, inflexible Biomasse und Laufwasser 2030 in Deutschland

Abbildung 3



Eigene Analyse basierend auf dem Agorameter und Fraunhofer IWES (2015, unveröffentlicht).

Abbildung 3 verdeutlicht, dass die partielle Sonnenfinsternis am 20. März 2015 in der Tat ein Gefühl für die Herausforderungen an das Stromsystem in Deutschland zum Beispiel im Jahr 2030 geben kann. Sie vergleicht drei verschiedene Szenarien. Die linke Säule zeigt die maximale Veränderung der PV-Einspeiseleistung (Rampe) binnen einer Stunde im Jahr 2014 während „normaler“ Tageslichtverhältnisse. Die mittlere Säule illustriert die Maxima der stündlichen positiven (und negativen) Rampe am Tag der partiellen Sonnenfinsternis am 20. März 2015 (bei klarem Himmel). Es zeigt sich, dass die Rampe unter Normalbedingungen in etwa halb so groß wie unter den Bedingungen der Sonnenfinsternis ist.

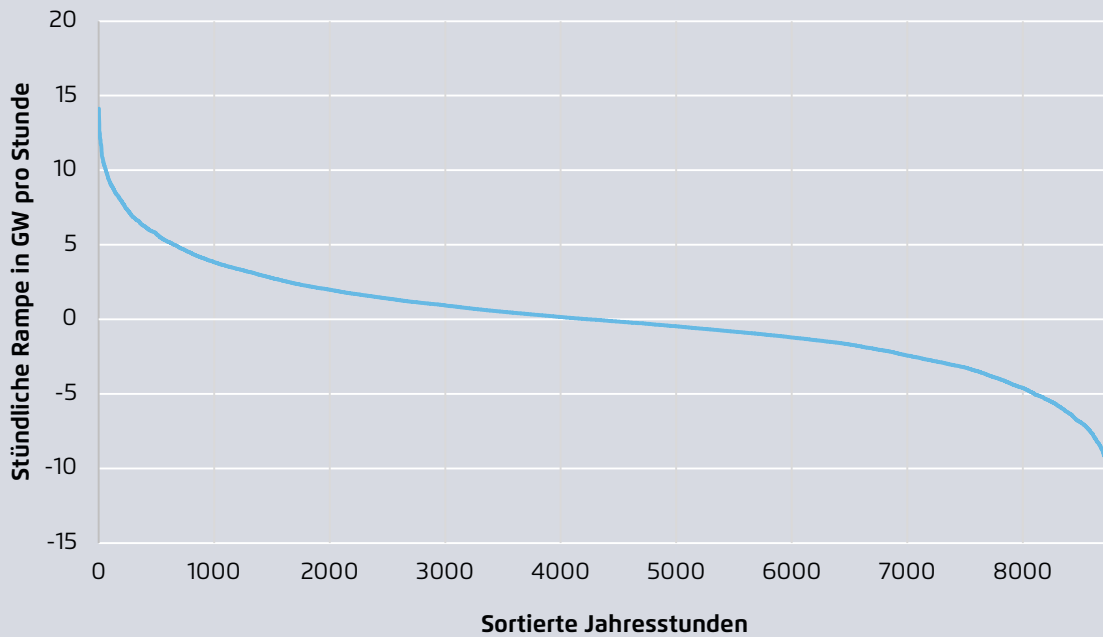
Schließlich zeigt Abbildung 3 ganz rechts die Maxima der stündlichen Änderungen der Erzeugungslleistung aus Wind, Sonne, inflexibler Biomasse und aus Laufwasserkraftwer-

ken in Deutschland im Jahr 2030 auf der Basis einer Simulation des Fraunhofer IWES (2015). Die Daten für 2030 basieren auf einer Studie des Fraunhofer IWES für Agora Energiewende (Fraunhofer IWES (2015), unveröffentlicht). Fraunhofer IWES hat darin eine Reihe von Szenarien für das europäische Stromsystem 2030 und seine Anforderungen an die Systemflexibilität betrachtet. Dieses Hintergrundpapier präsentiert einen Teil der Erkenntnisse. Die Simulationen des Fraunhofer IWES rechnen für Deutschland mit installierten Kapazitäten von 58,2 GW PV und 71,2 GW Wind an Land sowie 15 GW Wind auf dem Meer. Diese Annahmen basieren auf den Netzentwicklungsplänen 2015.⁵ Es wird erkennbar, dass die Maxima der Veränderungen der Einspeiseleistung dieser Technologien in derselben Grö-

5 vgl. 50Hertz et al, 2014. Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2015, Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, 30 April 2014, Berlin.

Sortierte stündliche Veränderung der Einspeiseleistung von Wind, PV, inflexibler Biomasse und Laufwasser in Deutschland 2030

Abbildung 4



Eigene Analyse basierend auf Fraunhofer IWES (2015, unveröffentlicht).

Benennung liegen wie die Variation während der partiellen Sonnenfinsternis 2015 (bei wolkenlosem Himmel).⁶

Im Jahr 2030 werden stündliche Schwankungen der Einspeiseleistung in der Größenordnung von -10 und $+15$ GW häufiger als heute auftreten. So werden die fluktuierenden Erneuerbaren während 100 Stunden im Jahr 2030 ihre Einspeiseleistung in Deutschland von einer Stunde zur nächsten um mehr als 9 GW erhöhen. Und während 60 Stunden werden sie ihre Einspeiseleistung von einer Stunde zur nächsten um mehr als 9 GW reduzieren. Abbildung 4 beschreibt das Phänomen der Veränderungen der Einspeiseleistungen binnen einer Stunde in Form einer nach stündlichen Leistungsänderungen sortierten Jahresdauerlinie.

Abbildung 5 zeigt jene Tage mit der größten stündlichen Zunahme der Einspeiseleistung (14 GW) und die größte stündliche Reduzierung der Einspeiseleistung (-12 GW). Die beiden Werte korrespondieren mit dem ersten und dem letzten Punkt der Kurve in Abbildung 4.

An beiden betrachteten Tagen des Jahres 2030 treten größere Erzeugungsschwankungen von Wind und PV auf. Die stündlichen Rampen werden dabei maßgeblich, wenn auch nicht ausschließlich, von der PV-Einspeisung bestimmt. Bemerkbar macht diese sich insbesondere morgens (wenn die PV-Erzeugung einsetzt) und zum Abend hin (wenn sie wieder nachlässt).

Das zeigt sich besonders an dem Donnerstag im März 2030, an dem ein gleichmäßiger Wind sowohl an Land als auch auf dem Meer weht. An dem beschriebenen Freitag im August 2030 wird dagegen eine ungleichmäßige Windeinspeisung in einigen Stunden teilweise durch die PV kompensiert. In einigen Stunden bewegen sich die Einspeiserampen von Wind- und Sonnenenergie jedoch auch in dieselbe Richtung und erhöhen damit die Gesamttrampe der Erneuerbaren. Dadurch wird, wie oben bereits erwähnt, deutlich, dass eine al-

leinige Betrachtung der PV-Rampen nicht das vollständige Bild wiedergibt, sondern es vielmehr auf die Kombination der verschiedenen Erneuerbaren Energien ankommt.⁷

Die beschriebenen Rampen werden auf verschiedenen Wegen gemanagt: Innerhalb des Übertragungsnetzes (durch Importe und Exporte aus benachbarten Staaten), durch flexible Spitzenlastkraftwerke (Wasserkraft und konventionelle thermische Kraftwerke) sowie kurzfristige nachfrageseitige Regelleistung als auch nachfrageseitige Speicher.

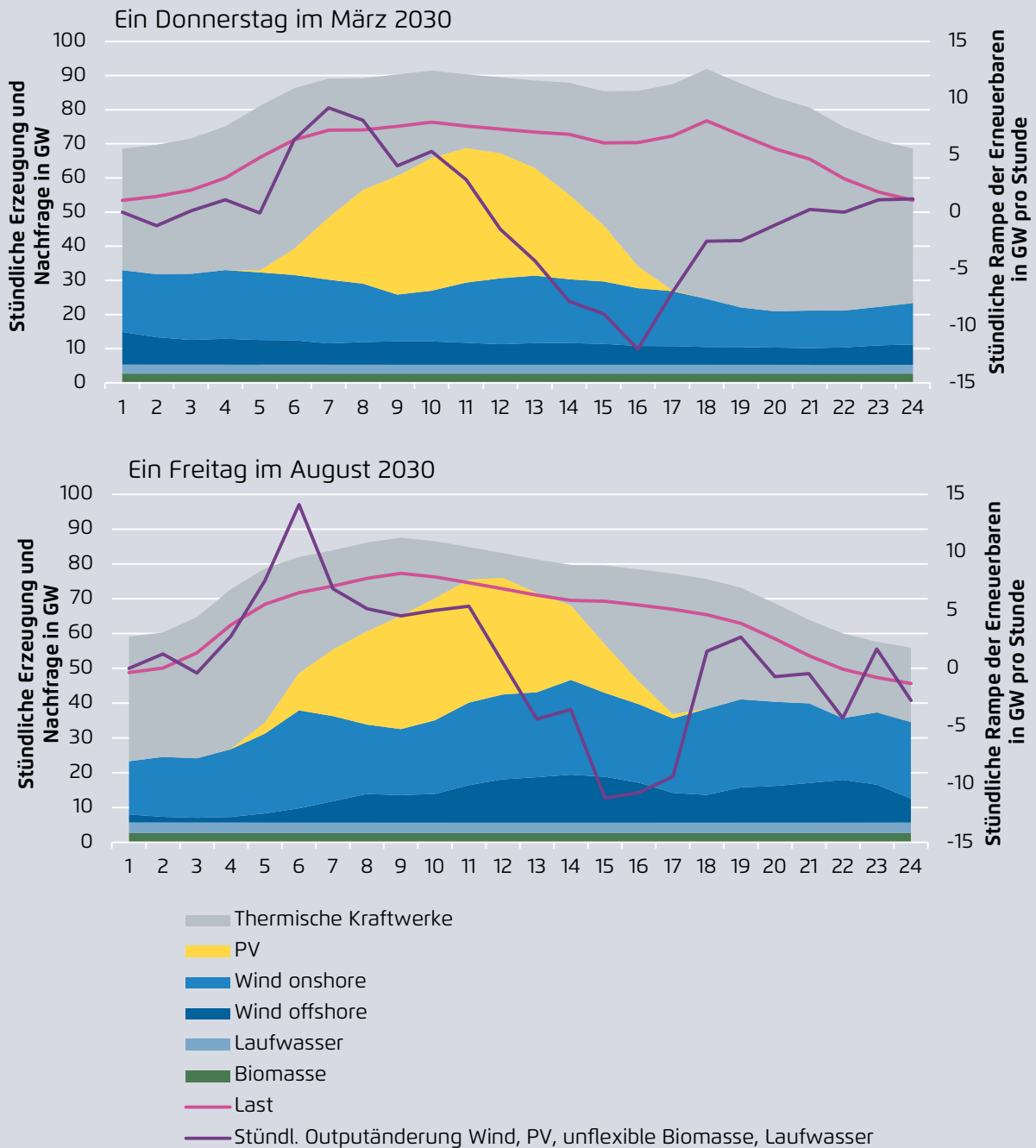
Die Simulationen, die den abgebildeten beispielhaften Tagen des Jahres 2030 zugrunde liegen, sind dabei eher konservativ, denn sie vernachlässigen einige dieser zusätzlichen Optionen, die die Flexibilität des Systems erhöhen. Das können etwa Pumpspeicherkraftwerke, Lastmanagement (inklusive *Power-to-heat*) und zusätzliche Stromverbraucher wie etwa Elektroautos sein. Auch die potentiellen Beiträge der Erneuerbaren zu den Systemdienstleistungen (wie Regelleistung) und systemfreundliche Ausbaustrategien (zum Beispiel Ost-West-PV-Anlagen) wurden nicht berücksichtigt. Es gibt somit ein großes Potential für zusätzliche Flexibilität, das hier noch gar nicht berücksichtigt wurde, das aber zumindest teilweise im Jahre 2030 zur Verfügung stehen dürfte.

⁶ Um die Flexibilitätsanforderungen abschätzen zu können, fassen wir hier die Erzeugung von Wind, PV, inflexibler Biomasse und Laufwasser zusammen. Die alleinige Betrachtung der von der PV ausgelösten Fluktuation würde kein komplettes Bild ergeben.

⁷ Während zwei Stunden um die Mittagszeit übersteigt die Einspeiseleistung der Erneuerbaren die Last in Deutschland. Trotzdem besteht an diesem Tag nicht die Notwendigkeit, die Erneuerbaren herunterzuregeln, da die Netze zu den Nachbarn frei sind. Konventionelle Kraftwerke tragen ebenfalls zu den Exporten bei, ihre Einspeiseleistung übersteigt sogar die angenommene Grundlast von 5 GW in diesen Stunden. Während dieser Zeit ist es profitabel, Strom herzustellen und ins Ausland zu verkaufen.

Stündliche Erzeugung und Nachfrage an den Tagen mit der höchsten Zunahme der stündlichen Erzeugung und der höchsten Abnahme von Wind und PV im Jahr 2030. Der obere Teil zeigt den Tag mit der höchsten stündlichen Zunahme der Erzeugung, der untere Teil zeigt den Tag mit der höchsten Abnahme. Auf beiden Abbildungen ist die stündliche Rampe der Erneuerbaren auf der rechten Seite verzeichnet.

Abbildung 5



Eigene Analyse basierend auf Fraunhofer IWES (2015, unveröffentlicht).

Rolle und Beitrag der fossilen Kraftwerke 2030

Wie oben dargelegt, beeinflusst speziell der Einsatz von Windkraft und PV durch ihre fluktuierende und variable Einspeiseleistung die Art und Weise, wie Stromsysteme funktionieren und betrieben werden müssen. Rolle und Beitrag des residualen Kraftwerksparks – im Jahr 2030 vor allem Kohle- und Gaskraftwerke – im Gesamterzeugungsportfolio ändern sich ebenfalls.

Abbildung 6 illustriert diese Tatsache, indem sie die stündlichen Rampen (also die Veränderung der Erzeugung von einer Stunde zur nächsten) des deutschen residualen Kraftwerksparks mit dem vorherrschenden Erzeugungsniveau des residualen Kraftwerksparks im Jahr 2013 und im Jahr 2030 vergleicht. Anders ausgedrückt: Die Abbildungen zeigen, welche residuale Kraftwerksleistung gegenwärtig und in Zukunft welche Rampen der residualen Last bewältigen müssen. Während der residuale Kraftwerkspark im Jahr 2013 in der Regel höchstens bis zu 5 GW an Lastveränderung pro Stunde bewältigen musste⁸, erhöht sich diese Flexibilitätsanforderung im Jahre 2030 erheblich. Jeder Datenpunkt in der Abbildung stellt eine solche Situation dar, in der eine bestehendes Erzeugungsniveau (X-Achse) innerhalb einer Stunde nach oben oder nach unten (Y-Achse) angepasst werden muss.

Beim Vergleich der Gegenwart (2013) und der erwarteten Zukunft (2030) wird erstens deutlich, dass die Erzeugung des residualen Kraftwerksparks insgesamt niedriger ist (zu erkennen an der Verschiebung der Punktwolke auf der X-Achse nach links). Zweitens muss das Stromsystem schon bei niedriger Residuallast häufig sehr deutlich reagieren. Es kann beispielsweise vorkommen, dass bei einer Residuallast von 20 Gigawatt eine Anpassung von +10 GW innerhalb von einer Stunde erforderlich wird. Insgesamt treten im Jahr 2030 mittlere bis steile stündliche Rampen häufig bereits bei geringen residualen Erzeugungsleistungen auf. Drittens steigt die Höhe der relativen Rampen an. Das durchschnitt-

liche Erzeugungsniveau des Residualparks sinkt also, die Rampen hingegen nicht. Das stellt eine Herausforderung für die Betriebsweise konventioneller Kraftwerke dar, denn es setzt ein häufigeres Herauf- und Herunterfahren des residualen Kraftwerksparks bei Teillasten ebenso voraus wie häufigere kurzfristige Starts und Stopps.

Im Einzelnen bewegte sich die Erzeugung des residualen Kraftwerksparks im Jahre 2013 zwischen etwa 25 und 80 GW. Die stündlichen erforderlichen Änderungen der Produktion lagen zwischen -10 und +15 GW. Für 2030 zeigen die Simulationen eine Bandbreite der Erzeugung von 5 bis 67 GW bei Rampen von -12 bis +15 GW.

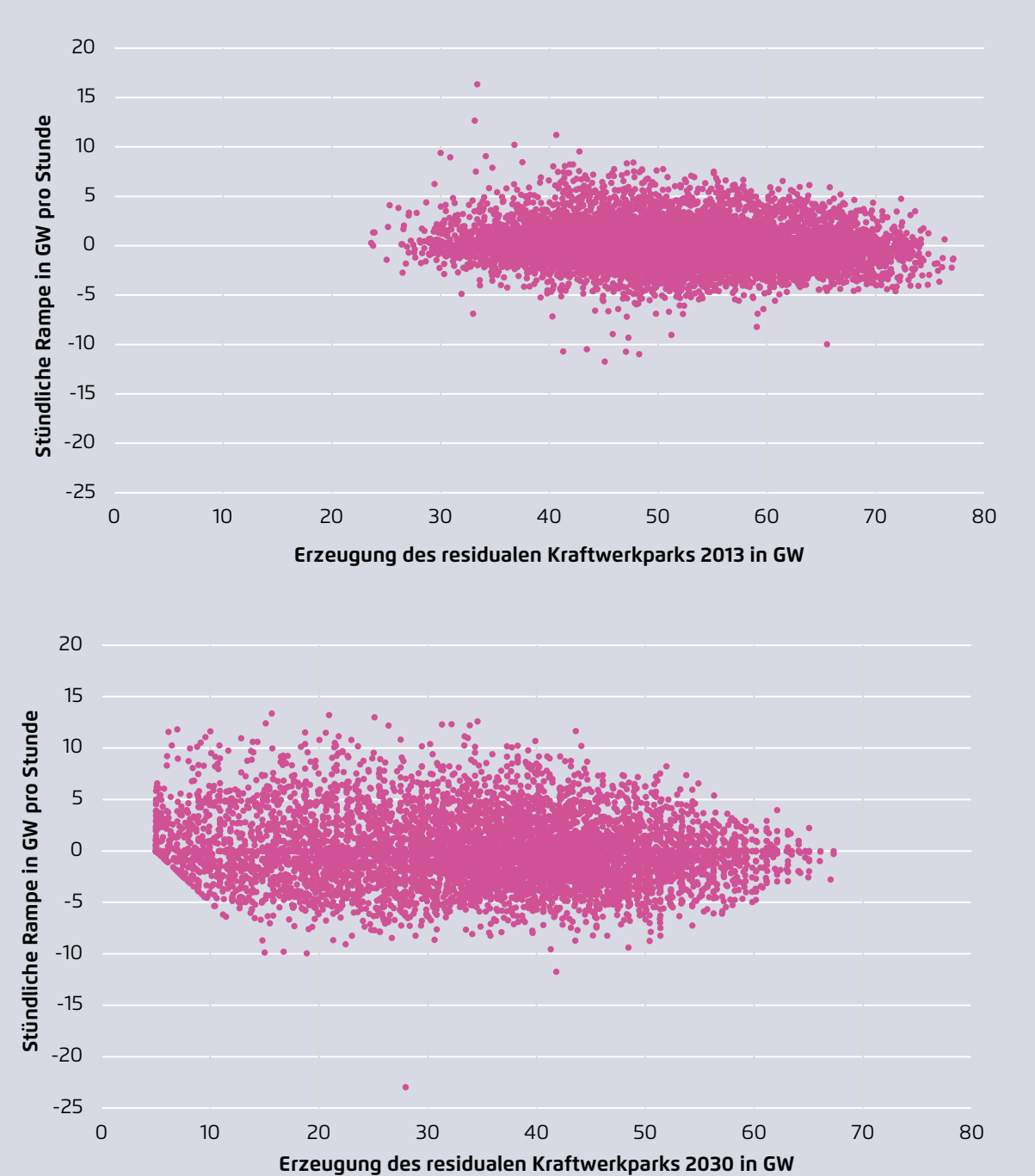
Überdurchschnittlich hohe Rampen traten 2013 in der Regel erst bei höheren Erzeugungsniveaus auf. So musste der residuale Kraftwerkspark in 200 Stunden eine Produktionsänderung von mehr als +5 GW pro Stunde bewältigen. In 2030 wird das in 500 Stunden der Fall sein. Umgekehrt reduzierte sich die Produktion des Kraftwerksparks im Jahre 2013 in 50 Stunden um mehr als 5 GW. Die Simulation liefert, dass dies 2030 in 300 Stunden der Fall sein wird.

Die Simulation für 2030 nimmt dabei eine Mindestgrenze für die konventionelle Energieerzeugung von 5 GW an. Modelliert wurde das gesamte europäische Stromerzeugungssystem. In den Abbildungen werden die Im- und Exporte berücksichtigt, aber nicht gesondert ausgewiesen. Der linke Rand in der Darstellung für 2030 ist auf die Mindestlast von 5 GW zurückzuführen.

⁸ Mit Ausnahme von 200 Stunden.

Stündliche Rampen des residualen Kraftwerkparks in Deutschland mit dem Erzeugunglevel im Jahr 2013 und im Jahr 2030

Abbildung 6



Agorameter, Fraunhofer IWES (2015, unveröffentlicht).

Fazit: Optionen, um der Flexibilitäts-herausforderung des Jahres 2030 zu begegnen

Wie in diesem Papier dargestellt, verlangt das Energiesystem der Zukunft wegen des höheren Anteils von Wind- und Solarstrom nach einer höheren Flexibilität. Bis 2030 werden die Erneuerbaren die dominierenden Stromquellen in Deutschland und Europa sein.

Angesichts dessen werden die Verbraucher sowie die Betreiber der erneuerbaren und konventionellen Erzeugungskapazitäten, der Übertragungsnetze und der Stromspeicher lernen müssen, besser aufeinander zu reagieren. Die geschickte Kombination aller Elemente im Stromsystem ist eine wichtige Option, um die geforderte Flexibilität zu erreichen. Eine bedeutende Rolle spielt auch die Kooperation auf europäischer Ebene sowie die weitere Integration der Strommärkte, denn Stromimporte und -exporte stellen eine sehr relevante Flexibilitätsoption dar. Die Untersuchungen und Szenariorechnungen von Fraunhofer IWES zeigen deutlich die glättende Wirkung, wenn sich die Unterschiede der Erzeugung aus Erneuerbaren Energien und der Nachfrage europaweit ausgleichen können.

Im Folgenden werden die Flexibilitätsoptionen nochmals kurz umrissen:

- Nachfrage-Management: Dieses umfasst die Änderung der Stromnachfrage (zum Beispiel durch eine Lastreduzierung in kritischen Phasen oder die Verschiebung von Lasten von Spitzenzeiten zu Nebenzeiten).
- Flexible konventionelle Energieerzeugung: Flexible thermische Kraftwerke zeichnen sich durch kurze Anlaufzeiten, die Möglichkeit, steile Rampen zu fahren sowie niedrige Mindestlastgrenzen aus.
- Systemfreundliche Erzeugung aus Erneuerbaren Energien: Wind und PV sowie andere Erneuerbare werden in Zukunft eine aktive Rolle bei den Systemdienstleistungen übernehmen müssen (etwa die Bereitstellung von Regelenergie). Ein Teil der Lösung kann auch eine systemfreundliche Planung der Kraftwerke bieten (zum Beispiel der Bau von Ost-West-Solkraftwerken).
- Stromnetze und Marktintegration: Die Vernetzung von benachbarten Stromsystemen eröffnet den Zugriff auf ein größeres Portfolio an Ressourcen, ermöglicht geografische Ausgleichseffekte und erhöht so die Flexibilität.
- Speicher: Sie erlauben die Speicherung überschüssigen Stroms (zum Beispiel in Zeiten eines hohen Angebots und einer niedrigen Nachfrage) und eine Einspeisung in Zeiten der Knappheit.
- *Power-to-heat, Power-to-X*, Drosselung Erneuerbarer Energien: Bei einem höheren Anteil an Erneuerbaren kann eine moderate Drosselung der Einspeiseleistung die Anforderungen an die Flexibilität des Systems verringern (etwa verglichen mit der Option des Netzausbaus, um die gesamte Erzeugung der Erneuerbaren jederzeit aufnehmen zu können). Eine Überschussproduktion kann zudem effektiv genutzt werden, wenn der Stromsektor enger mit anderen Sektoren wie Wärme (*Power-to-heat*) oder Verkehr (*Power-to-gas*), aber auch der Grundstoffchemie und anderen industriellen Optionen für *Power-to-X* verknüpft wird.

Festzuhalten ist: Es gibt eine Vielzahl von Optionen, um die Flexibilität des Stromversorgungssystems zu erhöhen. Ein angepasstes System benötigt einen – im Vergleich zu heute – deutlich veränderten Kraftwerkspark, um die Herausforderungen zu meistern. Unter technischen Gesichtspunkten ist das möglich. Gleichzeitig muss angemerkt werden, dass wirtschaftliche Effekte, die entscheidend vom Design des Strommarktes beeinflusst werden, in diesem Papier nicht berücksichtigt worden sind. Das Strommarktdesign muss Anreize schaffen, um die genannten technischen Optionen zur Flexibilisierung des Systems auch in die Tat umzusetzen. Es müssen also politisch und regulatorisch rechtzeitig die richtigen Rahmenbedingungen geschaffen werden, um eine Veränderung des Energiesystems in Gang zu setzen, zu dessen Hauptmerkmal die Flexibilität wird.

Publikationen von Agora Energiewende

Alle Publikationen finden Sie auf unserer Internetseite:
www.agora-energiewende.de

AUF DEUTSCH

12 Thesen zur Energiewende

Ein Diskussionsbeitrag zu den wichtigsten Herausforderungen im Strommarkt (Lang- und Kurzfassung)

Auf dem Weg zum neuen Strommarktdesign: Kann der Energy-only-Markt 2.0 auf Kapazitätsmechanismen verzichten?

Dokumentation der Stellungnahmen der Referenten für die Diskussionsveranstaltung am 17. September 2014

Ausschreibungen für Erneuerbare Energien

Welche Fragen sind zu prüfen?

Das deutsche Energiewende-Paradox. Ursachen und Herausforderungen

Eine Analyse des Stromsystems von 2010 bis 2030 in Bezug auf Erneuerbare Energien, Kohle, Gas, Kernkraft und CO₂-Emissionen

Der Spotmarktpreis als Index für eine dynamische EEG-Umlage

Vorschlag für eine verbesserte Integration Erneuerbarer Energien durch Flexibilisierung der Nachfrage

Die Rolle des Emissionshandels in der Energiewende

Perspektiven und Grenzen der aktuellen Reformvorschläge

Effekte regional verteilter sowie Ost-/West-ausgerichteter Solarstromanlagen

Eine Abschätzung systemischer und ökonomischer Effekte verschiedener Zubauszenarien der Photovoltaik

Ein radikal vereinfachtes EEG 2.0 und ein umfassender Marktdesign-Prozess

Konzept für ein zweistufiges Verfahren 2014-2017

Ein robustes Stromnetz für die Zukunft

Methodenvorschlag zur Planung – Kurzfassung einer Studie von BET Aachen

Erneuerbare-Energien-Gesetz 3.0

Konzept einer strukturellen EEG-Reform auf dem Weg zu einem neuen Strommarktdesign

Energieeffizienz als Geschäftsmodell

Ein marktorientiertes Integrationsmodell für Artikel 7 der europäischen Energieeffizienzrichtlinie

Kapazitätsmarkt oder Strategische Reserve: Was ist der nächste Schritt?

Eine Übersicht über die in der Diskussion befindlichen Modelle zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Deutschland

Klimafreundliche Stromerzeugung: Welche Option ist am günstigsten?

Stromerzeugungskosten neuer Wind- und Solaranlagen sowie neuer CCS- und Kernkraftwerke auf Basis der Förderkonditionen in Großbritannien und Deutschland

Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland

Ein Vergleich möglicher Strategien für den Ausbau von Wind- und Solarenergie in Deutschland bis 2033

Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland

Endbericht einer Studie von Fraunhofer ISI und der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft

Negative Strompreise: Ursache und Wirkungen

Eine Analyse der aktuellen Entwicklungen – und ein Vorschlag für ein Flexibilitätsgesetz

Publikationen von Agora Energiewende

Netzentgelte in Deutschland

Herausforderungen und Handlungsoptionen

Positive Effekte von Energieeffizienz auf den deutschen Stromsektor

Endbericht einer Studie von der Prognos AG und dem Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW)

Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien

Handlungsvorschläge basierend auf einer Analyse von Potenzialen und energiewirtschaftlichen Effekten

Reform des Konzessionsabgabenrechts

Gutachten vorgelegt von Raue LLP

Stromspeicher für die Energiewende

Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz

Stromverteilnetze für die Energiewende

Empfehlungen des Stakeholder-Dialogs Verteilnetze für die Bundesrepublik – Schlussbericht

Vergütung von Windenergieanlagen an Land über das Referenzertragsmodell

Vorschlag für eine Weiterentwicklung des Referenzertragsmodells und eine Anpassung der Vergütungshöhe

AUF ENGLISCH

12 Insights on Germany's Energiewende

An Discussion Paper Exploring Key Challenges for the Power Sector

A radically simplified EEG 2.0 in 2014

Concept for a two-step process 2014-2017

Benefits of Energy Efficiency on the German Power Sector

Final report of a study conducted by Prognos AG and IAEW

Comparing Electricity Prices for Industry

An elusive task – illustrated by the German case

Comparing the Cost of Low-Carbon Technologies: What is the Cheapest Option?

An analysis of new wind, solar, nuclear and CCS based on current support schemes in the UK and Germany

Cost Optimal Expansion of Renewables in Germany

A comparison of strategies for expanding wind and solar power in Germany

Load Management as a Way of Covering Peak Demand in Southern Germany

Final report on a study conducted by Fraunhofer ISI and Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft

Power Market Operations and System Reliability

A contribution to the market design debate in the Pentilateral Energy Forum

Wie gelingt uns die Energiewende?

Welche konkreten Gesetze, Vorgaben und Maßnahmen sind notwendig, um die Energiewende zum Erfolg zu führen? Agora Energiewende will helfen, den Boden zu 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

Rosenstraße 2 | 10178 Berlin

T +49 (0)30 284 49 01-00

F +49 (0)30 284 49 01-29

www.agora-energiewende.de

info@agora-energiewende.de

