

Nach dem »Smart Phone« und dem intelligenten, selbstfahrenden Auto soll in Zukunft auch unser Stromnetz »smart« arbeiten. »Smart Grids« bilden eine wichtige Komponente der Energiewende. Sie versprechen, durch den Einsatz fortgeschrittener Kommunikations- und Automatisierungstechniken die Basis für ein Stromsystem zu schaffen, das durch effiziente Koordination der Stromerzeugung und des -verbrauchs massive Kosteneinsparungen beim Netzausbau ermöglicht. Zusätzlich soll die Stromversorgung in Zeiten, in denen die erneuerbaren Energien die fossilen ablösen, weiterhin gesichert bleiben (vgl. BnetzA 2011).

Dieser Beitrag beschäftigt sich mit der Rolle von »smarten« Technologien im Rahmen der Energiewende und wie diese sich der steigenden Herausforderungen an das Stromnetz annehmen können. Außerdem werden Smart-Grid-Anwendungen zwischen europäischen Ländern verglichen und Grenzen eines intelligenten Netzes aufgezeigt.

Das Stromnetz im Wandel

Mit einem Anteil von 32,6% am Bruttostromverbrauch wiesen die erneuerbaren Energien (EE) im Jahr 2015 ein neues Allzeithoch in Deutschland auf. Damit verdreifachten sie nicht nur ihren Anteil über die vergangenen zehn Jahre, sondern dominieren erstmals das deutsche Stromsystem als wichtigste Energiequelle (vgl. Agora 2016a; Umweltbundesamt 2016).

Der ambitionierte Ausbau der regenerativen Quellen – die Bundesrepublik strebt einen Anteil der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch von mindestens 55% bis 2035 und 80% bis 2050 an (vgl. §1 EEG 2014) – geht jedoch auch mit einer tiefgreifenden Veränderung des Stromsystems einher: Zum einen wird die Stromerzeugung durch den Zubau grüner Kraftwerke – allen voran Wind- und Photovoltaikanlagen – zunehmend dezentralisiert. Floss der Strom traditioneller Weise noch in eine Richtung, vom Kraftwerk über die Übertragungsnetze (Höchst- und Hochspannungsleitungen) zu den Verteilnetzen (Mittel- und Niederspannungsleitungen) hin zum Verbraucher (vgl. Abb. 1), so verteilen sich die Wind- und Photovoltaikanlagen heute über die gesamte Republik und speisen den grünen Strom zum überwiegenden Teil direkt in die Verteilnetze ein. Auch der ehemals passive Verbraucher hat die Möglichkeit, nun selbst Strom zu erzeugen und in das Netz einzuspeisen. Mal konsumiert, mal produziert er und wird damit von einem Konsumenten zu einem »Prosumenten«.

Zum anderen führt die zunehmende Stromerzeugung auf Basis von Wind- und Solarressourcen zu höherer Volatilität auf der Angebotsseite. Der Strom wird nicht mehr nachfrageabhängig erzeugt, sondern verstärkt von den meteorologischen Bedingungen bestimmt. Die sich daraus ergebenden

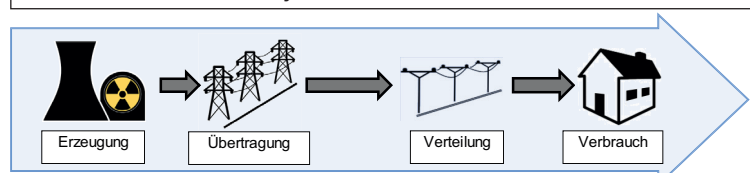
Fluktuationen in der Stromerzeugung machen den Ausgleich von Stromangebot- und -nachfrage zunehmend schwieriger.

Im fossil-nuklearen Stromsystem der Vergangenheit war die Abstimmung des Stromangebots auf die Stromnachfrage, bzw. die Nachfrage nach elektrischer Leistung, recht einfach. Die Leistung, die die meiste Zeit des Tages bereitgestellt werden muss (Grund- und Mittellast), wurde hauptsächlich von Atom- und Kohlekraftwerken abgedeckt. Kurzzeitige Lastspitzen, zum Beispiel zur Mittagszeit, konnten hingegen von den flexibleren Spitzenlastkraftwerken – meist Gaskraftwerken – bedient werden.

Da der grüne Strom immer vorrangig abgenommen werden muss, verdrängt dieser den konventionellen Strom aus der Grund- und Mittellast. Gleichzeitig erzeugt er eine stark schwankende Residuallast – definiert als der Anteil der Stromnachfrage, der nicht durch den grünen Strom gedeckt werden kann. Die Residuallast kann auch negativ werden, insbesondere wenn immer weitere EE-Anlagen ans Netz gehen. Der voranschreitende Wandel des Stromsystems bedeutet damit eine immense Herausforderung für das Stromnetz. Da es praktisch keinen Strom speichern kann, müssen Netzbetreiber kontinuierlich darauf achten, dass die eingespeiste Strommenge der gegenwärtigen Nachfrage entspricht. Dies wird durch die schwankende Residuallast zunehmend erschwert.

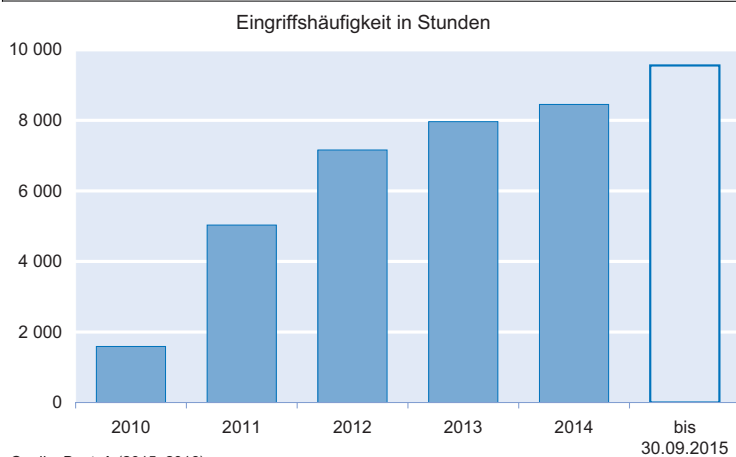
Diskrepanzen zwischen Stromangebot- und -verbrauch verändern die Netzfrequenz, die im Normalfall bei 50 Hertz liegt, und können ohne entsprechende Netzstabilisierungsmaßnahmen zu Netzausfällen führen. Bislang sind Netzbetreiber gezwungen, teure Regulierungsmaßnahmen zu ergreifen, um die schwankende Residuallast auszugleichen. Dazu gehört die Bereitstellung von Reservekapazitäten, sogenannter Regelleistung. Diese wird im unerwarteten Fall eines Leistungsungleichgewichtes abgerufen, um das Netz vor Ausfällen zu schützen. Außerdem können Netzbetreiber direkt Kraftwerke »abregeln« oder kurzfristig hochfahren, wenn sich Ungleichgewichte abzeichnen – man spricht dabei von einem »Redispatch«. In letzter Instanz wird im Rahmen des »Einspeisemanagements« die Einspeisung von Wind- und Photovoltaikanlagen zwangsabgeregelt, wenn ansonsten ein Überangebot an Strom die Netze destabilisieren würde. Da Netzbetreiber die Besitzer abgeregelter EE-Anlagen für ihre entgangenen Erlöse kompensieren

Abb. 1
Das konventionelle Stromsystem



Quelle: Angelehnt an EDSO for Smart Grids 2016.

Abb. 2
Entwicklung der Redispatch-Maßnahmen im deutschen Stromnetz



Quelle: BnetzA (2015; 2016).

müssen, gehören Maßnahmen des Einspeisemanagements zu den teuersten Regulierungsmechanismen.

Abbildung 2 verdeutlicht den gestiegenen Regulierungsbedarf der Netzbetreiber. Die Anzahl an Redispatch-Maßnahmen ist seit 2010 stetig gestiegen. Waren es 2010 noch insgesamt 1 588 Stunden, in denen Kraftwerke zu einer Veränderung ihrer Erzeugungsleistung verordnet wurden, so verzeichnete man bis einschließlich des dritten Quartals 2015 bereits 9 558 Stunden (vgl. BnetzA 2015; 2016). Auch Verbraucher werden durch die Energiewende belastet. Neben der EEG-Umlage müssen sie für die Netzentgelte aufkommen, die für den Transport des Stroms anfallen. Steigen durch den Zubau grüner Kraftwerke die Kosten der Integration der erneuerbaren Energien, beispielsweise durch vermehrte Redispatch-Maßnahmen, steigen auch die Netzentgelte, und der Strom wird teurer.

Folglich impliziert die Abkehr von den fossilen Energiequellen mit Hinblick auf die EEG-Ziele, dass die Stromeinspeisung und der -verbrauch besser aufeinander abgestimmt werden müssen, wenn sowohl die Stromversorgung gesichert als auch die Kosten der Regulierungsmaßnahmen und des Netzausbaus minimiert werden sollen.

Mit der digitalen Aufrüstung des Stromnetzes zu einem Smart Grid könnte eine geeignete Kommunikationsplattform geschaffen und die erforderliche Koordination der Akteure im Stromsystem ermöglicht werden.

Wie funktioniert das intelligente Stromsystem?

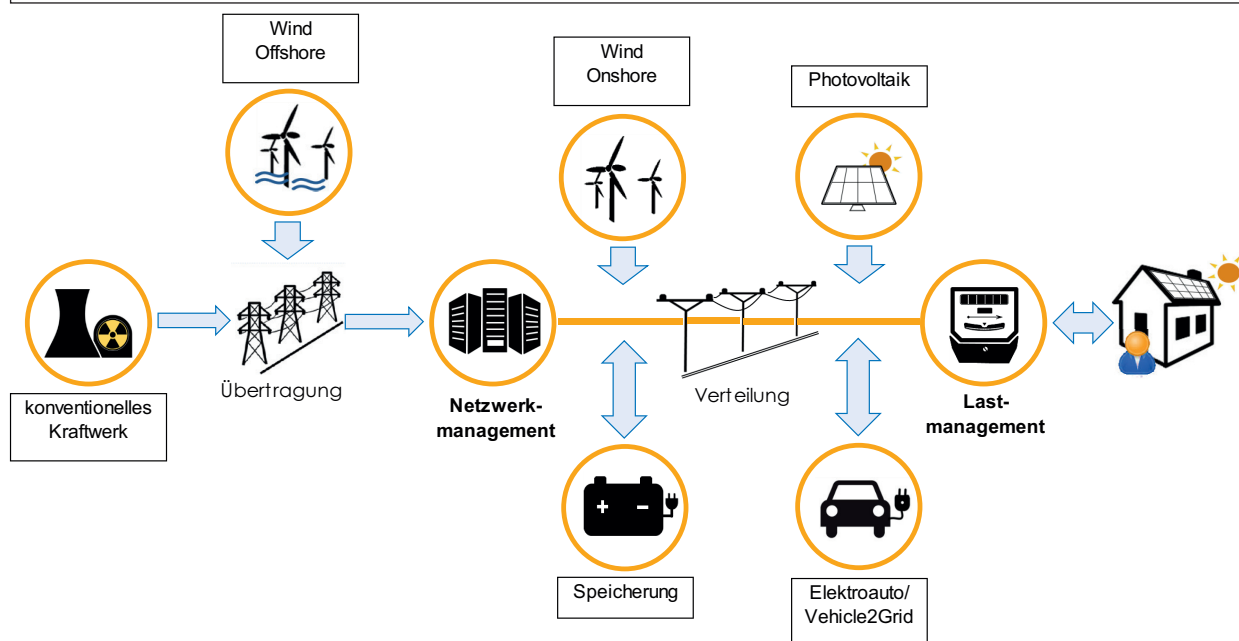
Die Bundesnetzagentur unterscheidet zwischen zwei Teilaspekten eines intelligenten Stromsystems: Zunächst das eigentliche Smart Grid, das sich dann vom »normalen« Netz abgrenzt, wenn es mit Hilfe von Mess- und Kommunika-

tionstechniken Daten zu Erzeugung und Verbrauch sowie Netzzustand in Echtzeit zur Verfügung stellen kann. Ein Smart Grid bietet damit grundsätzlich die Möglichkeit, durch die unmittelbare Nutzung dieser Informationen bestehende Netze besser auszulasten und somit den Bedarf an physischem Netzausbau zu minimieren. Die zweite Komponente bildet der »Smart Market«. Durch die Nutzung der Smart-Grid-Strukturen werden im Smart Market Energiemengen zwischen den verschiedenen Akteuren gesteuert, so dass die bestehenden Netzkapazitäten tatsächlich bestmöglich ausgenutzt werden. Diese Steuerung erfolgt dabei hauptsächlich über Preissignale. Durch die Flexibilisierung von Stromtarifen können Konsumenten, die mit Hilfe von intelligenten

Stromzählern, sogenannten »Smart Metern«, unmittelbaren Zugang zu ihren Verbrauchsdaten haben, Verbrauchsprozesse in sonnen- und windintensive Zeiten verlagern, in denen der Strom gerade besonders günstig ist (vgl. BnetzA 2011). Im Rahmen von »Smart Homes« werden Haushaltsgeräte wie Wasch- und Spülmaschinen zum Teil selbstständig zu Marktakteuren, indem sie sich durch die von Smart Metern bereitgestellten Daten selbst einschalten, wenn ein Überangebot an Strom herrscht. Die flexible Bepreisung des Stroms kann somit das Lastprofil positiv beeinflussen, da Stromkonsumenten bei hoher Netzauslastung (hohe Stromnachfrage bei niedrigem Angebot) einen Anreiz zum Stromsparen haben – man spricht dabei von Lastmanagement. Auch Elektroautos, die mit ihren Akkus über eine Art mobilen Stromspeicher verfügen, könnten in Zukunft zur Netzstabilität beitragen, indem sie genau dann aufgeladen werden, wenn gerade viel Strom erzeugt wird. Einige Elektroautomodelle sind zudem in der Lage, Strom wieder an das Netz abzugeben. Das Konzept des »Vehicle to Grid« basiert auf der Idee, dass Autobatterien flexibel auf- und entladen werden können, so dass die Besitzer beispielsweise bei Lastspitzen (kurz auftretende hohe Leistungsnachfragen im Stromnetz) gegen Entlohnung für Regeldienste zur Verfügung stehen (vgl. Green Gear 2016).

Neben dem verbesserten Lastmanagement lassen sich durch Smart Grids auch auf der Netzbetreiberseite Vorteile erzielen. Durch die Fernauslese von Erzeuger- und Verbraucherdaten können Netzbetreiber die Stromeinspeisung besser steuern und ihrerseits gezieltere Maßnahmen zur Netzstabilität wahrnehmen (vgl. BnetzA 2013). Für den Fall, dass Anlagen nicht abgeregelt werden und andere Regelmechanismen nicht zum Einsatz kommen, muss der überschüssige Strom zu negativen Preisen oft an das Ausland verkauft werden. Im Jahr 2015 waren es knapp 126 Stunden, in denen der Strompreis ins Negative fiel – fast doppelt so viele wie im Vorjahr (vgl. Agora 2016b). Um in Zukunft die

Abb. 3
Das intelligente Stromsystem



Quelle: Angelehnt an EDSO for Smart Grids 2016.

teure Stromvernichtung zu vermeiden, könnten Stromspeichertechnologien eingesetzt werden. Diese würden den überschüssigen Strom bei Bedarf aus dem Netz nehmen und zu einem späteren Zeitpunkt wieder einspeisen.

Abbildung 3 stellt schematisch dar, wie solch ein intelligentes Stromsystem aussehen könnte. Der Strom fließt nicht mehr ausschließlich von höher gelegenen zu niedriger gelegenen Spannungsebenen, sondern zum Teil in entgegengesetzter Richtung. Prosumenten, Speichertechnologien und Elektroautos geben mal Strom an das Netz ab, mal nehmen sie ihn auf. Durch die Digitalisierung sind Maßnahmen des Lastmanagements größtenteils automatisiert. Schließlich erlauben der unmittelbare Datenaustausch und die -auswertung ein effizientes Netzwerkmanagement von Seiten der Netzbetreiber.

Somit gelingt es, die erneuerbaren Energien in das Stromsystem zu integrieren, ohne die Versorgungssicherheit zu gefährden.

Smart Grids in Deutschland und Europa

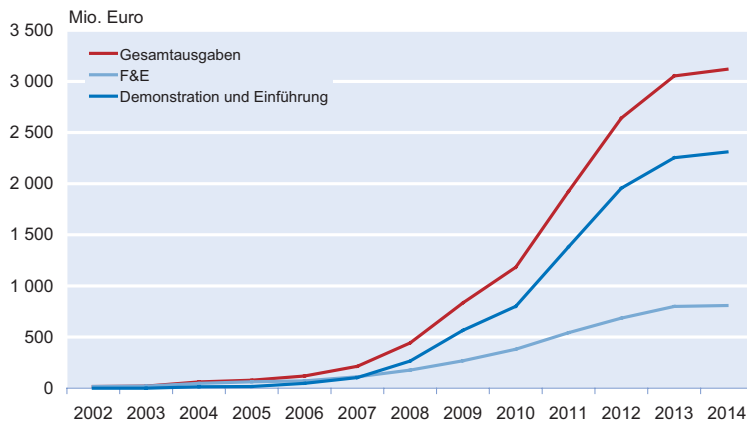
Mit dem »Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende« wurde im Juni 2016 der Grundstein für die Realisierung von intelligenten Stromsystemen gelegt. Demnach sollen Smart Meter bereits ab 2017 verpflichtend für größere Verbraucher und Erzeugungsanlagen und sukzessive auch für kleinere Konsumenten eingeführt werden (vgl. BMWi 2016). Im Fokus steht dabei zunächst eine unmittelbare Datenübertragung zwischen Erzeugern, Konsumenten und Verteilnetzbetreibern, um das Energieversorgungsnetz mög-

lichst transparent zu gestalten. Ziel ist es auch, den Rahmen für die Umsetzung variabler Stromtarife zu schaffen, die bisher nur sehr begrenzt möglich sind. Die Kosten der Umrüstung auf einen Smart Meter und dessen Betrieb von bis zu 100 Euro jährlich werden so langfristig durch einen kosteneffizienteren Stromverbrauch aufgewogen (vgl. BMWi 2015a).

Den Anstoß gab das auf europäischer Ebene verabschiedete »Dritte Energiegesetz« von 2009. Mit dem Ziel, bis 2020 einen Smart-Meter-Anteil von mindestens 80% in allen Gebieten, in denen es keine langfristigen Kostennachteile gibt, zu erreichen, wurden die EU-Mitgliedstaaten aufgefordert umfangreiche Kosten-Nutzen-Analysen zur Wirtschaftlichkeit von Smart Metern durchzuführen. Aktuell ist bereits der Einbau von ca. 245 Mio. Smart Metern für den Strom und Gasverbrauch festgelegt, was einem Investitionsvolumen von etwa 45 Mrd. Euro bis 2020 entspricht (vgl. Europäische Kommission 2014). Die Motive für den Einbau von Smart Metern sind dabei durchaus unterschiedlich. In Italien beispielsweise waren Smart Meter bereits vor der EU-Verordnung für die meisten Haushalte verpflichtend. Der Grund war dabei weniger eine gesteigerte Energieeffizienz oder die Integration von erneuerbaren Energien als vor allem Italiens Problematik mit Stromdiebstahl. Auch Schweden war bereits 2009 fast komplett auf Smart Meter umgestiegen, da man dort durch die Fernauslese der Verbraucherinformationen hohe Lohnkosten einsparen wollte (vgl. Hu et al. 2015).

Vor diesem Hintergrund unterscheidet das Joint Research Centre (JRC) der Europäischen Kommission, das für das Monitoring von Smart Grids in Europa zuständig ist, zwi-

Abb. 4
Jährliche Investitionen in Smart Grids (EU 28, Norwegen und Schweiz)



Quelle: JRC (2016a).

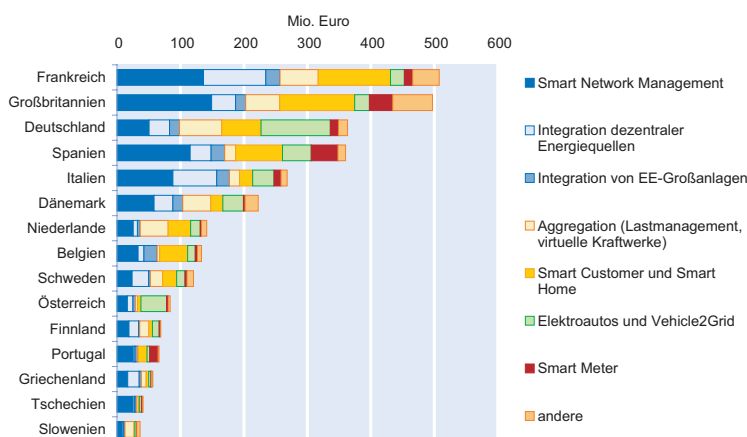
schen reinen Smart-Meter-Applikationen und Smart Metern als Teil von Smart-Grid-Projekten im weiteren Sinne. Abbildung 4 zeigt, wie sich die akkumulierten jährlichen Investitionen in Smart-Grid-Anwendungen in Europa (EU 28 plus Norwegen und Schweiz) entwickelt haben. Das JRC unterteilt die Ausgaben dabei in Investitionen in »Forschung und Entwicklung« und in »Demonstration und Einführung«. Seit 2009 wird bereits deutlich mehr in die Einführung von Smart-Grid-Technologien investiert als in deren Grundlagenforschung. Auch der zeitliche Trend zeigt, dass Smart Grids in Europa zunehmend wichtiger werden: Zwischen 2010 und 2014 verdreifachten sich die jährlichen Ausgaben – 2014 betrug das Investitionsvolumen bereits mehr als 3 Mrd. Euro (vgl. JRC 2016a). Eine Übersicht über die verschiedenen Smart-Grid-Anwendungen, in die 2014 investiert wurde bietet Abbildung 5.

Mit etwa 950 Mio. Euro wurde der Großteil des Gesamtbudgets für »Smart-Networking-Management«-Anwen-

dungen ausgegeben. Dieser Bereich beinhaltet insbesondere Anwendungen, die die Überwachung und Kontrolle von Stromnetzen durch eine bessere Datenübertragung ermöglichen. Deutschland engagierte sich sowohl relativ zu den nationalen Smart-Grid-Ausgaben als auch im absoluten Ländervergleich im besonderen Maße für Elektroautos und »Vehicle-to-Grid«-Applikationen, was vor allem die starke staatliche Förderung der Elektroautoindustrie widerspiegelt. Insgesamt förderte der Bund 2014 Smart Grids mit knapp 146 Mio. Euro. Zum Vergleich: Für die Forschung und Entwicklung im Bereich von Stromspeichern wurden 2014 rund 57 Mio. Euro ausgegeben, während die Bereiche Windkraft und Photovoltaik mit jeweils 53 und 58 Mio. Euro gefördert wurden (vgl. BMWi 2015b).

Vor der BRD gaben nur Großbritannien und Frankreich mehr Geld für Smart Grids aus. Im Gegensatz zu Deutschland kommen die Mittel dort jedoch größtenteils von privaten Investoren. Diese investierten vor allem in Anwendungen zur Automatisierung des Verbrauchsverhaltens von Endkunden mit Hilfe von »intelligenten« Haushaltsgeräten (Smart Home & Smart Customer). Weitere Anwendungen beinhalten Maßnahmen zur Aggregation des Stromangebots in »virtuellen Kraftwerken« – eine regionale Vernetzung von konventionellen Kraftwerken, EE-Anlagen und Stromspeichern mit der Aufgabe, den Strom gebündelt und abgestimmt in das Netz einzuspeisen. Außerdem Maßnahmen zur besseren Einbeziehung dezentraler Erzeugeranlagen mit Hilfe von Produktionsvorhersagen oder Netzspannungskontrollen sowie Methoden der verbesserten Integration von EE-Großanlagen auf Übertragungsnetzebene, insbesondere von Offshore Windparks (vgl. JRC 2014; 2016b).

Abb. 5
Verteilung der Smart-Grid-Gesamtausgaben nach Anwendung und Land, 2014



Quelle: JRC (2016b).

Die Grenzen der smarten Vernetzung

Die Digitalisierung des Stromsektors bildet eine wichtige Komponente der Energiewende. Das Nutzungspotenzial von Smart Grids besteht jedoch hauptsächlich auf regionaler Ebene bei den Verteilnetzen und weniger bei den Übertragungsnetzen, die in Deutschland zum Großteil bereits digitalisiert sind (vgl. BnetzA 2011). Zudem wird man trotz eines smarten Energiesystems nicht um den Zubau von Stromspeicherkapazitäten herum kommen. Obwohl Maßnahmen des Lasten- und Einspeisemanagements den fluk-

tuierenden Wind- und Sonnenstrom kurzfristig verstetigen, können jahreszeitliche Schwankungen der grünen Stromerzeugung nur sehr begrenzt von Smart Grids geglättet werden. So kann beispielsweise ein Stahlunternehmen die stromintensive Produktion um einige Stunden oder gar Tage in wind- oder sonnenintensive Phasen verschieben, die Verlagerung um mehrere Monate ist jedoch in der Regel nicht möglich. In diesem Zusammenhang spielt auch der internationale Ausbau der Stromnetze eine Rolle. In Zukunft könnte eine Art europäischer Super-Grid-Stromschwankungen nicht nur auf regionaler Ebene, sondern durch multilaterales Lastmanagement auch auf europäischer Ebene absorbieren. Den potenziellen Kosteneinsparungen durch einen niedrigeren Speicherbedarf und einer effizienteren Energieversorgung stehen jedoch hohe Investitionen in den Ausbau von Netzkapazitäten gegenüber. Dennoch zeigen aktuelle Projekte, wie der Bau einer Unterseeleitung von Deutschland nach Norwegen, dass sich der »evolutionäre Prozess«, der das Stromnetz internationaler und zunehmend intelligenter macht, in den nächsten Jahren sicherlich fortsetzen wird.

Literatur

Agora Energiewende (2016a), »2015 war ein Rekordjahr für die Erneuerbaren Energien, Stromerzeugung und Stromexport«, Presseartikel, 7. Januar, verfügbar unter: <https://www.agora-energiewende.de/de/presse/agora-news/news-detail/news/2015-war-rekordjahr-fuer-erneuerbare-energien-stromerzeugung-und-stromexport/News/detail/>.

Agora Energiewende (2016b), »Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2015. Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2016«, verfügbar unter: <https://www.agora-energiewende.de/pl/themen/-agothem-/Produkt/produkt/257/Die+Energiewende+im+Stromsektor%3A+Stand+der+Dinge+2015/>.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2015a), *Baustein für die Energiewende: 7 Eckpunkte für das Verordnungspaket Intelligente Netze*, verfügbar unter: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eckpunkte-fuer-das-verordnungspaket-intelligente-netze.property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2015b), *Bundesbericht Energieforschung 2015 – Forschungsförderung für die Energiewende*, verfügbar unter: <https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/bundesbericht-energieforschung.property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>.

Bundesnetzagentur (2011), »Smart Grid und Smart Market – Eckpunktpapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems«, verfügbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungundSmartGrid/SmartGrid_SmartMarket/smartgrid_smartmarket-node.html.

Bundesnetzagentur (2013), »Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement – Abschaltfrangfolge, Berechnung von Entschädigungszahlungen und Auswirkung auf die Netzentgelte«, Version 2.1, verfügbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Einspeisemanagement/einspeisemanagement-node.html.

Bundesnetzagentur (2015), »Redispatch«, verfügbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Stromnetze/Engpassmanagement/Redispatch/redispatch-node.html.

Bundesnetzagentur (2016), »2. Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen – Drittes Quartal 2015«, verfügbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/clin_1422/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Stromnetze/Netz_Systemsicherheit/Berichte/Berichte_node.html.

EDSO for Smart Grids (2016), »Why Smart Grids?«, online verfügbar unter: <http://www.edsoforsmartgrids.eu/home/why-smart-grids/>.

Europäische Kommission (2014), *Die Einführung intelligenter Verbrauchsmesssysteme in der EU-27 mit Schwerpunkt Strom im Vergleich*, Bericht der Kommission, verfügbar unter: <http://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/1/2014/DE/1-2014-356-DE-F1-1.Pdf>.

Green Gear (2016), »Vehicle to Grid (V2G) – Das Elektroauto am Netz«, verfügbar unter: <http://www.greengear.de/vehicle-to-grid-v2g/>.

Hu, Z., J. Kim, J. Wang und J. Byrne. (2015), »Review of dynamic pricing programs in the U.S. and Europe: Status quo and policy recommendations«, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 42, 743–751.

Joint Research Project (2014), »Smart Grid Projects Outlook 2014«, *JRP Science and Policy Reports*, verfügbar unter: <http://ses.jrc.ec.europa.eu/smart-grid-observatory>.

Joint Research Project (2016a), »European smart grid projects: number and budget evolution«, verfügbar unter: <http://ses.jrc.ec.europa.eu/european-smart-grid-projects-number-and-budget-evolution>.

Joint Research Project (2016b), »European smart grid projects: applications«, verfügbar unter: <http://ses.jrc.ec.europa.eu/european-smart-grid-projects-applications>.

Umweltbundesamt (2016), »Erneuerbare Energien in Zahlen«, verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen>.