

Möglichkeiten und Herausforderungen der Digitalisierung bei Übertragungsnetzbetreibern



TenneT TSO GmbH
Axel Kiessling
axel.kiessling@tennet.eu

DBFZ
Martin Dotzauer
martin.dotzauer@dbfz.de

Fraunhofer IEE
André Baier
andre.baier@iee.fraunhofer.de

KIT
Prof. Dr. Wolf Fichtner
wolf.fichtner@kit.edu

Hauptaufgabe eines Übertragungsnetzbetreibers ist die sichere Steuerung des Stromnetzes. Hierfür setzt er Systemdienstleistungen ein, um Ungleichgewichte im Stromnetz auszugleichen. Aufgrund der anstehenden Veränderungen des Energiesystems im Zusammenhang mit der Energiewende, die sich auch auf den Markt für Systemdienstleistungen auswirken, sieht sich der Netzbetreiber mit zunehmenden Herausforderungen bei der Netzsteuerung konfrontiert. Gleichzeitig bietet die Digitalisierung Möglichkeiten zur Bewältigung der Herausforderungen.

Im Folgenden werden nach einer kurzen Beschreibung der relevanten Veränderungen für den Übertragungsnetzbetreiber im Energiesystem Aktivitäten der TenneT als Übertragungsnetzbetreiber vorgestellt, um Lösungen für die Herausforderungen zu entwickeln.

Im Stromnetz der Vergangenheit wurde Strom aus fossilen und nuklearen Großkraftwerken zentral in das Übertragungsnetz eingespeist und über die Verteilnetzebene an die Verbraucher weiterverteilt. Diese Großkraftwerke wurden zudem in der Nähe der Verbrauchszentren angesiedelt. So konnte der Strom bedarfsgerecht erzeugt und über kurze Wege zu den Verbrauchern transportiert werden. Im Zuge der Energiewende werden nun zunehmend regenerative Energiequellen in der Stromgewinnung eingesetzt (► *Abbildung 1*). Gemäß Energiekonzept der Bundesregierung soll der Anteil erneuerbarer

Energien bei der Stromerzeugung auf mindestens 65 % bis 2030 ansteigen, wodurch ihr Einfluss auf die Stromnetze zunehmen wird.

Eine der Herausforderungen für die Übertragungsnetzbetreiber besteht in dem wachsenden Anteil erneuerbarer Energien an der Erzeugungsleistung. Mit Zunahme der Erzeugungsanlagen aus erneuerbaren Energien, insbesondere in den windstarken Regionen an den Küsten und im Norden, fallen Stromerzeugung und Stromverbrauch räumlich zunehmend auseinander. Dies geht einher mit geänderten Stromflüssen innerhalb der Stromnetze. Außerdem steigt der Komplexitätsgrad der Netzsteuerung durch die Zunahme an kleinen dezentralen Anlagen und die damit verbundene fluktuierende Einspeisung.

Zur Bewältigung der wachsenden Komplexität des Energiesystems werden entlang der gesamten Wertschöpfungskette der Energiewirtschaft Möglichkeiten der Digitalisierung und Automatisierung von Prozessen genutzt [1].

Insbesondere die stark wachsenden Datenmengen erfordern eine moderne Informations- und Kommunikationstechnologie und eine digitale Vernetzung auch zwischen den Wertschöpfungsstufen (vgl. ► *Abbildung 2*). Im Fokus steht deshalb die Nutzarmachung von Daten, auch in Echtzeit. Das ermöglicht zum einen bessere Prognosen zu erstellen, Anlagen auf dieser Basis zu steuern und somit auch Flexibilität für das Gesamtsystem verfügbar zu machen.

Abbildung 1
Stromproduktion in Deutschland in der KW 43-2017 (in GW)

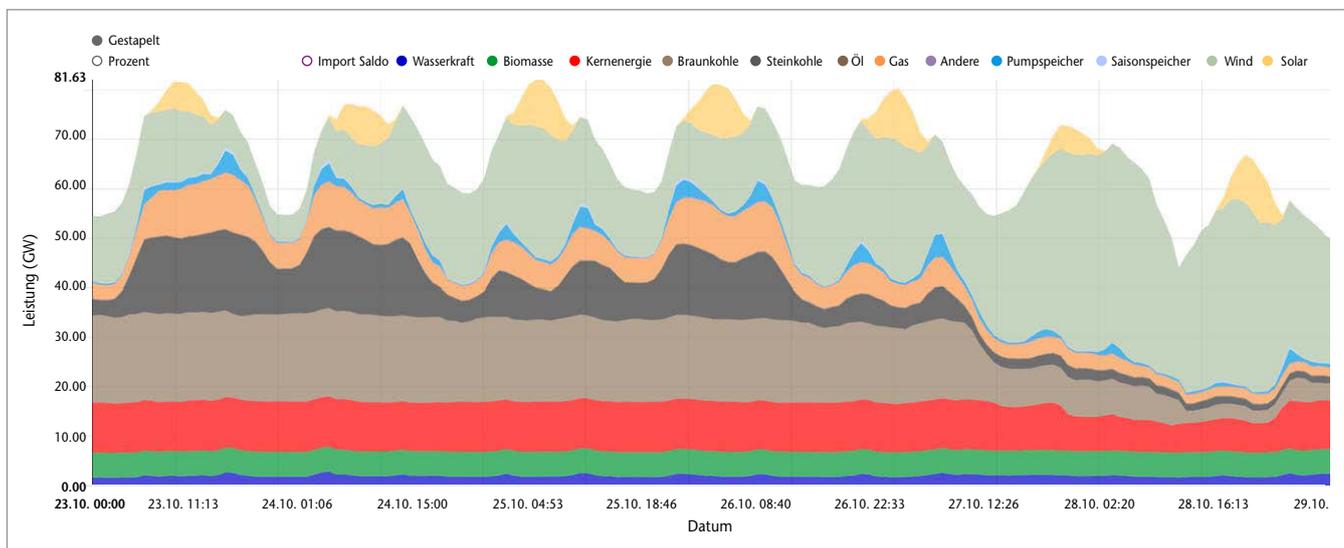




Abbildung 2

Verbreitung von Sensoren
zur Unterstützung der Steuerung des Energiesystems

Zum anderen ermöglicht die Nutzung von Daten Anwendungen im Anlagenbereich der Erzeugung und der Netze, bspw. „Predictive Maintenance“.

Um sich nun auf die neuen Herausforderungen in Bezug auf die Steuerung der Stromnetze in der Zukunft vorzubereiten und Lösungen entwickeln zu können, hat die TenneT vier Innovationsfelder im Kontext erneuerbarer Energien gebildet.

1. Im Cluster „Visibilität und Prognose“ geht es um eine verbesserte Darstellung von energie-relevanten Daten und deren Nutzung für die Prognose von Zuständen, Einspeisungen oder Verbräuchen.
2. Im Cluster „Flexibilität“ sollen neue Flexibilitätsquellen erschlossen werden, um den zunehmenden Bedarf sowie den Wegfall an Flexibilität aus Großkraftwerken kompensieren zu können.
3. Durch die Veränderungen bei den Erzeugungsanlagen und den Verbrauchseinheiten ergeben sich „Neue Netzstrukturen“.
4. Schließlich werden im letzten Cluster die Anpassungsbedarfe an das „Markt Design“ analysiert.

Durch den Einsatz von Sensorik im Zuge der Digitalisierung können Echtzeitdaten über den Zustand des Energiesystems und dessen Umwelt ermittelt werden. Beispielsweise können Fahrzeuge, Flugzeuge und mobile Sensoren lokale Wetterinformationen in Echtzeit übertragen, während intelligente Messgeräte Live-Daten zu Energiekonsum und -erzeugung bereitstellen. Alle diese Daten können dem Netzbetreiber bei der Steuerung der Netze helfen.

Diese Daten werden mit Hilfe von Algorithmen von der TenneT zu steuerungsrelevanten Informationen verarbeitet und in Prognosemodelle integriert, um die Systemkosten zu reduzieren.

Im Rahmen des Förderprojektes C/Sells als Teil von SINTEG (Schaufenster intelligente Energie –

Digitale Agenda für die Energiewende) wurde bspw. in einem Pilotprojekt gemeinsam mit dem Fraunhofer IEE der Nutzen aus mobilen Sensordaten für die Einspeisung von PV-Anlagen untersucht. Dabei wurden in der Testregion Braunschweig Messdaten von Helligkeitssensoren und Sonnenintensitätssensoren aus fahrenden Autos gesammelt, um die Solareinspeisung zu simulieren. Die Sensordaten übertragen dabei unter anderem die Sonneneinstrahlung, die Temperatur sowie die Fahrtrichtung und Position des Fahrzeuges. Aufgrund der Übertragungsrates liegen die Daten in einer hohen zeitlichen und räumlichen Auflösung vor und können die Berechnung der Solareinspeisung für ausgewählte Referenzanlagen verbessern.

Um den Wegfall von Systemdienstleistung aus den großen zentralen Kraftwerken und den damit verbundenen Verlust an Flexibilitätspotenzial zu kompensieren, müssen kleinere, dezentrale Anlagen sowie Speicher für die Systemdienstleistung erschlossen werden.

Das wachsende Flexibilitätspotenzial aus den dezentralen Anlagen wie z. B. durch die stärkere Durchdringung von Elektrofahrzeugen wird dabei zu virtuellen Kraftwerken zusammengefasst.

Neben der Entwicklung der Modelle zur Erschließung des Flexibilitätspotenzials werden die Rahmenbedingungen und Anreizmechanismen für kleine Anlagen geprüft. Dies soll durch die Nutzung intelligenter Technologien (u. a. Blockchain) unterstützt werden.

Wie bereits angedeutet, bieten mobile Speicher aus Elektrofahrzeugen bei zunehmender Marktdurchdringung ein stark wachsendes Flexibilitätspotenzial für Systemdienstleistungen. Hierfür wird die Wirkungsweise von Vehicle-to-Grid-Ansätzen in verschiedenen Use Cases untersucht und bewertet, inwieweit dieses zunehmende Potenzial genutzt werden kann.

Ein Use Case ist der Einsatz von Elektrofahrzeugen zum Redispatch. Dafür nehmen im Norden Fahrzeuge überschüssigen Strom aus Windkraftanlagen gesteuert auf, während im Süden gespeicherter Strom aus EV (Electric Vehicles) in das Netz eingespeist bzw. die Beladung unterbrochen wird. Durch die intelligente Be- und Entladung der Fahrzeuge können Netzengpässe gemanagt und die Nutzung der erneuerbaren Energien gesteigert werden.

Voraussetzung für die Nutzung der Flexibilität aus Elektrofahrzeugen ist, dass die Fahrzeuge genau dann, wenn ihre Flexibilität genutzt werden soll, nicht anderweitig benötigt werden und an eine Ladesäule angeschlossen sind. Zur Analyse dieser Fragestellung wurden von Schäuble et al. [2] drei Flottentests ausgewertet, bei denen im Wesentlichen elektrische Flotten- und Dienstfahrzeuge zum Einsatz kamen. Die Analysen zeigen, dass diese Elektrofahrzeuge den Großteil des Tages geparkt sind, zumeist allerdings an Orten, die (noch) keine Ladeinfrastruktur aufweisen, z. B. Arbeitsplätze oder auch Supermärkte (► *Abbildung 3*). Insofern gilt es die Verbreitung von Ladesäulen an diesen Orten zu steigern, um das Flexibilitätspotenzial nutzbar zu machen.

Eine weitere Fragestellung betrifft die Wertigkeit dezentraler Flexibilitäten für die Netzstabilität. In der Studie von Schermeyer, Vegara und Fichtner (2018) [3] und der Dissertation von Schermeyer (2018) [4]

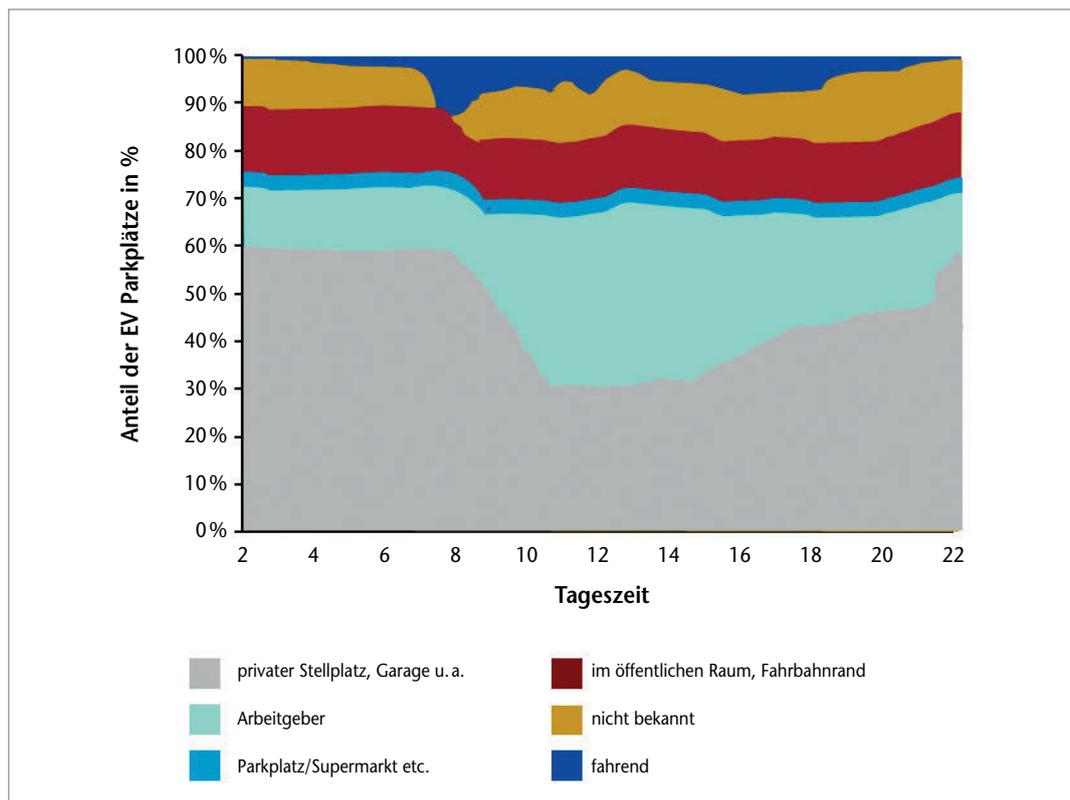
wurden mit einem modellgestützten Ansatz Engpasssituationen für ein norddeutsches Verteilnetz analysiert. Dabei wurde u. a. untersucht, ob durch Sektorenkopplung (Power-to-Heat) die aus netztechnischen Gründen erforderliche Abregelung von Windenergieanlagen reduziert werden kann.

In einer weiteren Studie wurde analysiert, inwieweit eine stärkere Durchdringung mit Photovoltaik- und Batteriesystemen aus Sicht des Übertragungsnetzbetreibers einen Beitrag zur Reduktion der Abregelung von erneuerbaren Energien leisten kann [5].

In diesen Studien zeigt sich sehr deutlich, dass Flexibilität nicht gleich Flexibilität ist, sondern deren Wert ganz wesentlich vom Standort der Flexibilität im Stromsystem abhängt.

Steuerbare Bioenergieanlagen können als Flexibilitätsoption im Übertragungsnetz genutzt werden, wenn diese regional einen Mindestanteil der erneuerbaren Leistung stellen. Die maßgeblich für die volatilen Erzeugungsschwankungen verantwortlichen Erzeugungsformen Windkraftanlagen und PV, sind räumlich sehr heterogen verteilt. Die bei bestimmten Witterungsbedingungen hieraus resultierenden räumlichen Ungleichgewichte im Übertragungsnetz können zu temporären Engpässen führen. Als Maßstab dafür, in welchem Umfang Bioenergieanlagen zum Engpassmanagement genutzt werden können,

Abbildung 3
Parksituationen von E-Autos
In Anlehnung an Schäuble et al. (2017) [2]



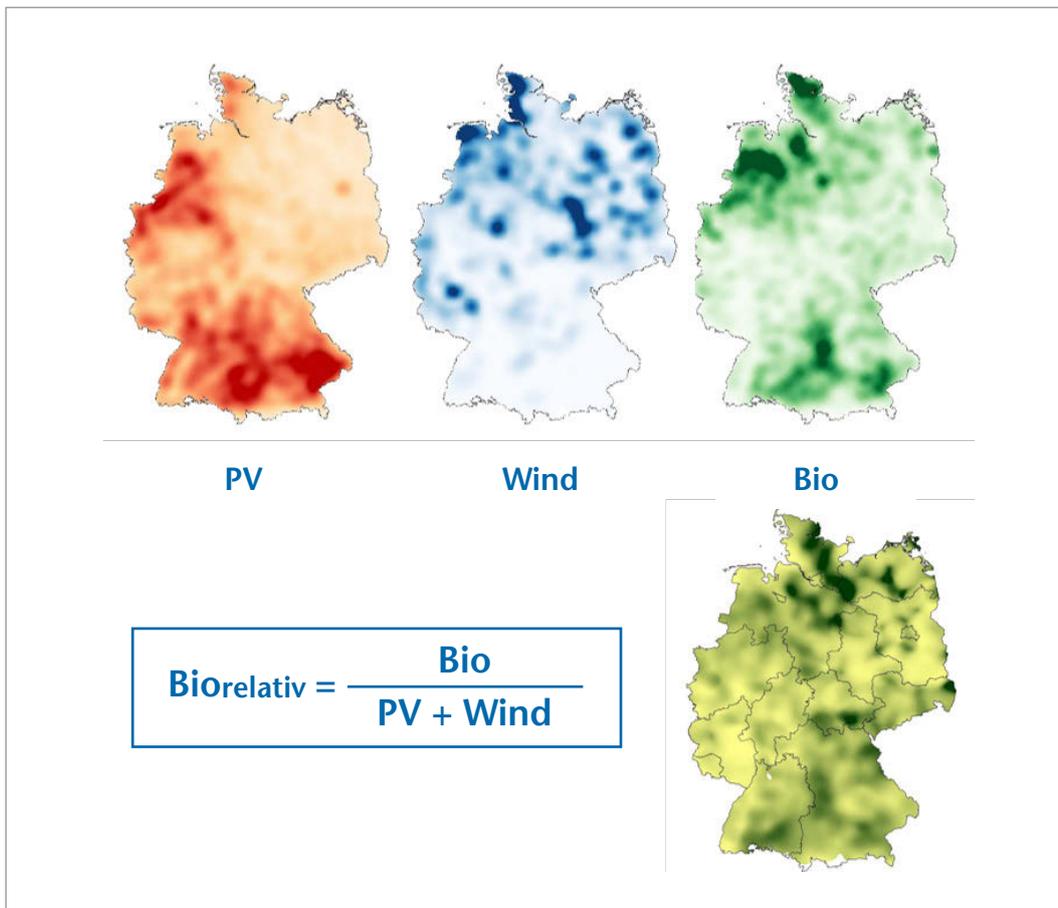


Abbildung 4

Regionale Bedeutung von Bioenergieanlagen als steuerbare Erzeuger

kann der Quotient aus der installierten Leistung der Bioenergie und der Summe der volatilen Einspeiseleistung herangezogen werden (► *Abbildung 4*). Im Ergebnis können Regionen identifiziert werden, in denen eine Bündelung von Anlagen zum Redispatch zielführend ist.

Schließlich kann durch die netzdienliche Ausgestaltung von Industrieprozessen, insbesondere Kühlen und Heizen, zusätzlich Flexibilitätspotenzial erschlossen werden. Bei der Sektorkopplung wird in Zeiten hoher Elektrizitätseinspeisung die vorhandene Überschussenergie zum Kühlen oder Heizen von Lagerräumen und anderen Industrieanlagen eingesetzt und somit ein Beitrag zur Netzstabilität erbracht.

Die Energiewende stellt den Übertragungsnetzbetreiber vor große Herausforderungen. Zur Bewältigung untersucht die TenneT in verschiedenen Ansätzen neue Lösungsalternativen unter Berücksichtigung der Möglichkeiten der Digitalisierung. Dabei werden insbesondere neue Datenquellen und Flexibilitätspotenziale für die Systemführung erschlossen. Einen Schwerpunkt bilden mobile Speicher aus Elektrofahrzeugen. Um das wachsende Potenzial jedoch nutzen zu können, wird TenneT noch in weiteren Projekten Lösungsmöglichkeiten untersuchen und geeignete Konzepte in Produktsysteme überführen.

Quellenangaben

- [1] Vgl.: In Anlehnung an Forschungsradar Energiewende, Metaanalyse: Digitalisierung der Energiewende, Aug. 2018
- [2] Schäuble, J. et al. (2017): Generating electric vehicle load profiles from empirical data of three EV fleets in Southwest Germany. In: Journal of Cleaner Production 150, S. 253-266
- [3] Schermeyer, H.; Vergara, C.; Fichtner, W. (2018): Renewable energy curtailment: case study on today's and tomorrow's congestion management. In: Energy Policy 112, S. 427-436
- [4] Schermeyer, H.: Dissertation: Netzengpassmanagement in regenerativ geprägten Energiesystemen, KIT, 2018
- [5] Hebbeln, I.: Masterarbeit: Impact of different incentive schemes regarding the dispatch of batteries on the electricity grid and market, KIT, 2017

Energie- und Flexibilitätsmärkte der Zukunft als Schlüssel für die Energiesystem-Transformation



ZSW
 Maïke Schmidt
 maïke.schmidt@zsw-bw.de
 Dr. Jann Binder
 jann.binder@zsw-bw.de
 Jochen Metzger
 jochen.metzger@zsw-bw.de
 Ruben Rongstock
 ruben.rongstock@zsw-bw.de

DLR
 Kristina Nienhaus
 kristina.nienhaus@dlr.de

ENM
 Nicolas Spengler
 nicolas.spengler@EnergieNetz-Mitte.de

IZES
 Juri Horst
 horst@izes.de

UFZ
 Prof. Dr. Erik Gawel
 erik.gawel@ufz.de

Klaas Korte
 klaas.korte@ufz.de

Die heutigen Marktstrukturen bilden bislang nur ein unzureichendes Gerüst für die Zukunft des Energiesystems, da es für einige benötigte Optionen aktuell keine Märkte gibt. Dies gilt insbesondere im Bereich der Flexibilität und Systemdienstleistungen (beispielsweise Blindleistungsbereitstellung). Das heutige Marktregime entstammt den über Jahrzehnten gewachsenen Strukturen und Anforderungsprofilen der „alten“ Energiewirtschaft. Erste Reaktionen auf den Wandel in den Erzeugungsstrukturen durch die erneuerbaren Energien und die durch die Digitalisierung erwachsenden Möglichkeiten hinsichtlich der zeitlichen Verfügbarkeit und Nutzbarkeit von Daten sind zwar zu erkennen, von einer dynamischen Entwicklung kann jedoch noch nicht gesprochen werden (► *Abbildung 1*).

zudem deutlich verkürzt. Für den Intraday-Handel betragen sie innerhalb der Regelzone lediglich 5 Minuten, außerhalb der Regelzone 30 Minuten. Auch die Ausschreibungsdauern für die Regelernergiekontrakte wurden deutlich reduziert, was vielen Anbietern den Markteintritt erst ermöglicht hat.

2. Zunehmende Kleinteiligkeit

Die Bereitstellung von Regelernergie durch Erneuerbare-Energien-Anlagen war nur durch ein Herabsetzen der Leistungsgrenzen möglich. Die Reduktion der Leistungsvorgaben vergrößert zwangsläufig das Bieterportfolio. Gleiches gilt für die Absenkung der anzubietenden Mindestleistung in der Regelernergie. Aber auch die im EEG eingeführte Pflicht zur Direktvermarktung für Anlagen ab 100 kW führt zu einer deutlich größeren Anzahl an Marktteilnehmern mit kleineren Anlagen, die potenziell auch sehr dezentral verteilt sein können.

3. Internationalisierung

Seit 2011 wurde der Börsenhandel der EPEX auf Frankreich, Österreich und die Schweiz ausgeweitet. Gleichzeitig war eine verstärkte Zusammenarbeit der europäischen Übertragungsnetzbreiter zu verzeichnen. So erfolgt seither beispielsweise eine gemeinsame Beschaffung der Primärregelleistung für Deutschland, Frankreich, Österreich, Schweiz, Niederlande und Belgien.

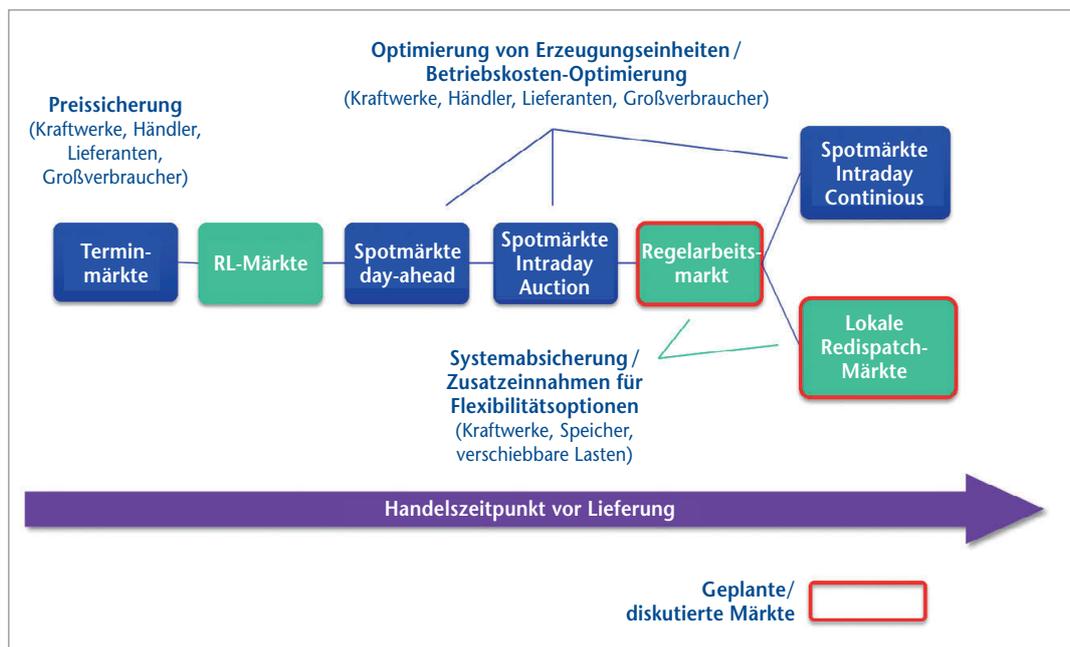
Markttrends

Unterstützt durch die Digitalisierung – sie stellt in diesem Zusammenhang eine „enabling technology“ dar – lassen sich in der jüngeren Vergangenheit drei Trends bei der Entwicklung der Märkte identifizieren:

1. Zunehmende Kurzfristigkeit

Im Intraday-Handel wurden im Jahr 2011 Handelszeitscheiben von 15 Minuten eingeführt. Im Jahr 2014 folgte die Intraday-Auction ebenfalls mit 15 Minuten Kontrakten. Die Vorlaufzeiten wurden

Abbildung 1
Stromgroßhandelsmärkte:
 Übersicht auf der Zeitachse



Diese Trends werden sich voraussichtlich fortsetzen. Denn sie erwachsen aus den zunehmenden Herausforderungen an das Stromsystem, für die noch keine adäquaten marktbasieren Lösungen bestehen.

Herausforderungen

Dieser Beitrag fokussiert auf die Bereitstellung von notwendigen Flexibilitäten. Von der Frage der Refinanzierung von Kraftwerkskapazitäten soll hier abgesehen werden.

Zu nennen ist zunächst die Überwindung von Engpässen im Übertragungsnetz. Konkret geht es um eine Reduktion des Redispatchbedarfs ebenso wie des Einspeisemanagements, aber auch des Netzausbaubedarfs selbst. Die Koordination zwischen Markt und Netz muss entscheidend verbessert werden, um Netzengpässe auch von marktlicher Seite zu adressieren und Anreize zu systemdienlichem Verhalten zu geben.

Auch die zukünftige Allokation der Erzeugung, die mit dem Umbau der Erzeugungsstrukturen einhergeht, verlangt neue Lösungsansätze, die über den reinen Netzausbau hinausgehen.

Ebenso ergeben sich im Verteilnetz durch Dezentralisierung und neue Akteure (z. B. Prosumer) neue Anforderungen, die mit dem heutigen Marktregime noch nicht erfüllt werden können. Auch hier ist das Einspeisemanagement im Rahmen der erneuerbaren Stromerzeugung ein wichtiges Thema.

Im Zuge der Sektorenkopplung kommen neue Aspekte wie Gleichzeitigkeit hinzu, insbesondere, weil das Verhalten von Prosumern bislang nur unzureichend erfasst und ansprechbar ist.

Hinzu kommen neue Bedarfe für Systemdienstleistungen, denn durch den Wegfall von konventioneller Stromerzeugung fallen auch die rotierenden Massen weg, die heute zur Frequenzhaltung/Blindleistungsbereitstellung ebenso wie für die Momentanreserve herangezogen werden. Hier bedarf es entweder einer Anpassung der technischen bzw. regulatorischen Vorgaben oder – wenn die Beschaffung zukünftig marktlich organisiert werden soll – neuer Marktstrukturen, damit neue Marktakteure mit Alternativtechnologien den Bedarf bedienen können.

Die stärkere Beteiligung kleinerer Marktteilnehmer und erneuerbarer Energien muss hier ebenfalls im Fokus der Bemühungen stehen.

Lösungsansätze

Für viele der Herausforderungen gibt es bereits erste Lösungsansätze. Im Themenfeld Koordination von Erzeugung und Netz befinden sich mehrere Instrumentenoptionen im wissenschaftlichen Diskurs. Als eine Option für die Erzeugerallokation sind Steuerungen über den Strompreis denkbar. Hier stehen insbesondere das Nodal Pricing und das Market Splitting im Mittelpunkt der Diskussion. Als Instrumente, die über die Netzentgelte steuern sollen, werden etwa die G-Komponente (G= Generation) und Baukostenzuschüsse diskutiert. Die Option der ordnungsrechtlichen Steuerung wird aktuell bereits über die Netzausbaugebiete im Rahmen des EEG genutzt, wenngleich sich hieraus noch nicht die gewünschte Steuerungswirkung auf die Allokation des Ausbaus ergeben hat.

Aus Marktperspektive sind insbesondere die beiden Steuerungsmechanismen über die Strompreise interessant (► *Abbildung 2*).

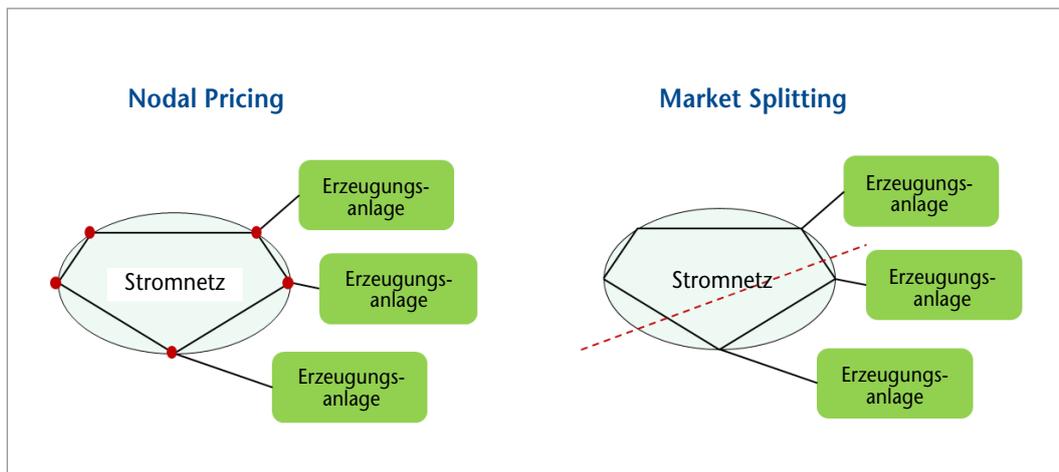


Abbildung 2
Steuerungen über den Strompreis:
Schematische Darstellung von Nodal-Pricing und Market-Splitting

Nodal Pricing

Hier erfolgt die Preisbildung im Stromhandel je Netzknoten auf Basis einer Vorabmodellierung eines Independent System Operator (ISO). Aus der Preisbildung auf Ebene der Netzknoten ergeben sich höhere Preise in Regionen mit einem Nachfrageüberhang, woraus Anreize für die räumliche Verteilung von Erzeugung und Verbrauch und die präventive Vermeidung von Netzengpässen erwachsen. Für das Nodal Pricing spricht dabei, dass hierdurch die aus volkswirtschaftlicher Sicht theoretisch optimale Allokation im Strommarkt angereizt wird, wengleich auch nur in statischer Hinsicht. Darüber hinaus zeigen die Preisdifferenzen aber auch die Engpasskosten auf, so dass auf dieser Basis dynamisch effiziente Entscheidungen zum Netzausbau möglich wären. Modellierungen zufolge wären auch Energiewende-förderliche Auswirkungen auf den Stromerzeugungsmix zu erwarten (Rückgang Kohleverstromung, steigende Kapazitäten Gaskraftwerke).

Ebenfalls positiv hervorzuheben ist, dass der Mechanismus politisch relativ robust ist, da die Netzknoten physikalisch gesetzt und somit nicht politisch verhandelbar sind. Allerdings wäre mit der Einführung von Nodal Pricing eine Systemumstellung verbunden. Es müsste ein Independent System Operator etabliert werden, was eine zentrale Abwicklung sämtlichen Stromhandels zur Konsequenz hätte. Es könnten sich starke Verteilungseffekte ergeben, die die politische Durchsetzbarkeit fraglich machen. Außerdem entsteht eine Investitionsunsicherheit für Erzeuger, da die Preisvolatilität zunimmt. Dies könnte die Umsetzung der Energiewende im Erzeugungsbereich negativ beeinflussen. Darüber hinaus kommt es durch die starke Verkleinerung des Marktes auf Netzknotenebene ggf. zu Markt-macht-problemen [1].

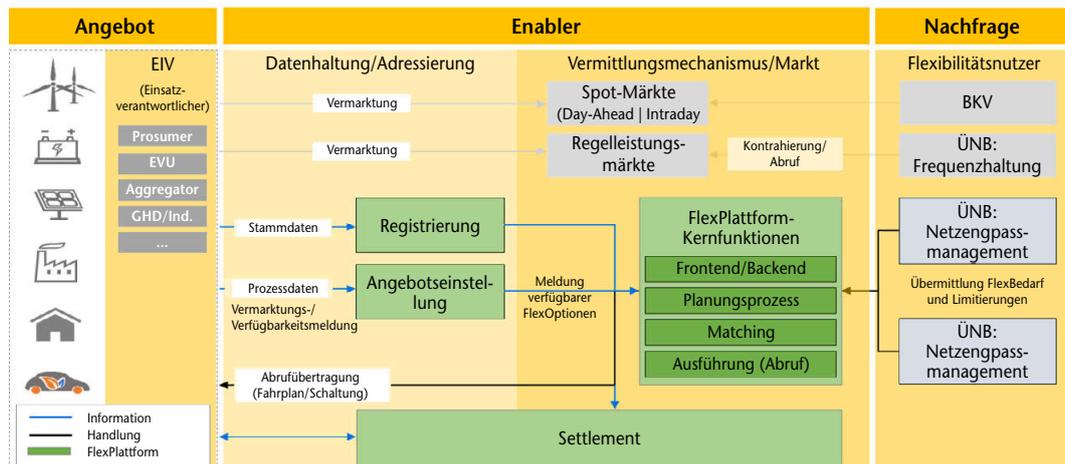
Market Splitting

Hier erfolgt eine Aufspaltung des Marktes in mehrere Gebotszonen, z. B. in Nord-/Süddeutschland. Dabei ist der Handel zwischen Gebotszonen möglich, sofern die Übertragungskapazitäten zwischen den Gebotszonen ausreichen, ähnlich wie beim bestehenden länderübergreifenden Handel.

Market Splitting kann als eine abgeschwächte Form des Nodal-Pricing betrachtet werden, wobei der Redispatch zwischen den Gebotszonen entfällt. Letztlich resultieren höhere Preise in Gebieten mit fehlenden Erzeugungskapazitäten, so dass hier Anreize für einen höheren Zubau gesetzt werden. Positiv zu bewerten ist, dass sich das Market Splitting mit geringem Aufwand in das derzeitige Marktdesign integrieren ließe – analog zum europäischen Strommarkt – und damit die Transaktionskosten relativ gering ausfallen dürften. Gegenüber dem Nodal Pricing sind in Folge größerer Märkte die Marktmachtprobleme und die Preisvolatilität deutlich reduziert, aber auch die Produktionskosteneffizienz herabgesetzt. Verteilungseffekte könnten gegebenenfalls vermieden werden, wenn Preisdifferenzen nur für den Erzeuger wirksam würden.

Problematisch erscheint jedoch der Zuschnitt der Teilmärkte, da die politische Verhandelbarkeit der Marktgebiete eine effiziente Aufteilung der Märkte gefährdet [1]. Dies konnte jüngst bei der Trennung der Preis-zonen von Deutschland und Österreich beobachtet werden: Auch wenn der größte Netzengpass mitten in Deutschland verläuft, wurde durch politischen Druck eine Verschiebung der Trennlinie bis hin zur Landesgrenze erwirkt. Letztlich ist zum aktuellen Zeitpunkt offen, ob diese Markt-ideen (Nodal-Pricing, Market-Splitting) die bestehenden Herausforderungen auch in der Praxis effizient lösen können. Um dies zu testen, könnte es hilfreich sein, Testumgebungen zu schaffen, um

Abbildung 3
Dezentrales Engpassmanagement:
Die Flexplattform in der „gelben Ampelphase“.



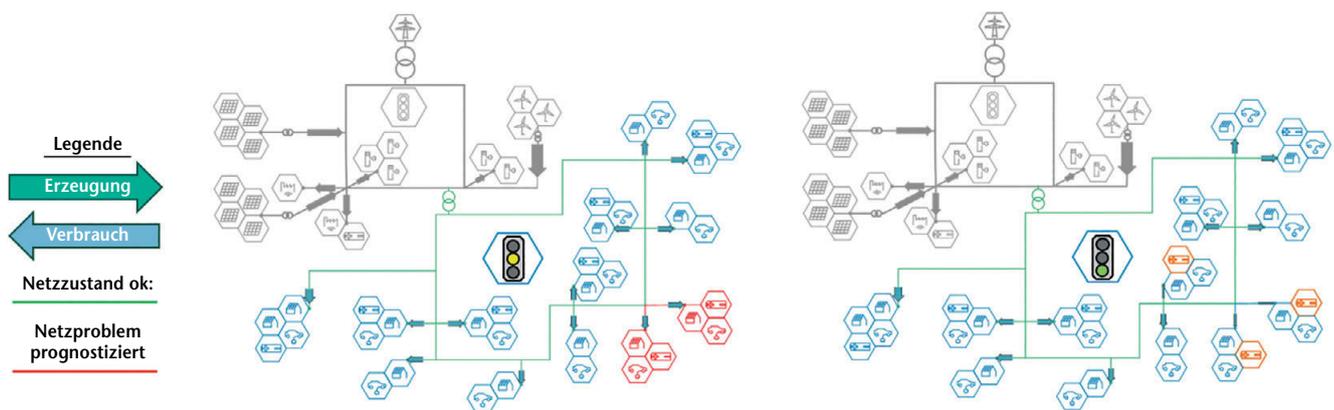


Abbildung 4

Beispielhafter Einsatz der Flex-Plattform:

Links: „Gelbe Netzzampel“ mit Netzüberlastungssituation.

Rechts: „Grüne Netzzampel“ nach Lösung durch Einsatz von lokalen Speichern in der Demozelle Dillenburg.

belastbare Erkenntnisse in der Praxis zu sammeln, bevor eine endgültige Entscheidung zur Einführung getroffen werden kann.

Weitere Lösungsoptionen werden auf verschiedenen Ebenen entwickelt. So wird im SINTEG-Projekt c/sells der Forschungsfrage nachgegangen, ob dezentrale, kleinteilige Anlagen zum Netzengpassmanagement wirtschaftlich genutzt werden können, und falls dies der Fall ist, welches Potenzial diesbezüglich erschlossen werden könnte.

Für die Erprobung geeigneter Maßnahmen wird auf das Konzept der Netzzampel gesetzt. In der grünen Phase (Normalzustand) wirken die „normalen“ Marktmechanismen. Eingriffe von Seiten des Netzbetreibers sind nicht nötig. In der roten Phase hingegen ist bereits der Notzustand eingetreten und der Netzbetreiber greift beispielsweise mit Einspeisemanagement und Lastreduzierung aktiv ein, um das Netz zu stabilisieren. Die Entwicklung von Lösungsoptionen im Sinne eines dezentralen Engpassmanagements konzentriert sich daher auf den Bereich der gelben Ampelphase, in der marktbezogene Maßnahmen zur Systemstabilität beitragen könnten. Ziel ist es, die gelbe Netzzampel wieder in einen grünen Zustand zu transferieren.

Die Flexplattform nutzt dabei den Lösungsraum der Digitalisierung, um Flexibilitätsangebot (Prosumer, Energieversorgungsunternehmen, Aggregatoren, Gewerbe/Industriebetriebe u. a.) und Flexibilitätsnachfrage (Übertragungsnetzbetreiber und Verteilnetzbetreiber im Rahmen des Engpassmanagements) auf einer Plattform zusammenzuführen.

Die Anbieter müssen sich hierfür mit ihren Stammdaten auf der Plattform registrieren und können dann entsprechende Angebote einstellen, die als verfügbare Flex-Optionen auf der Plattform sichtbar

werden. Bei Bedarf („gelbe Netzzampel“) übermittelt der Netzbetreiber seinen Flex-Bedarf und gegebene Limitierungen. Über die FlexPlattform erfolgt das Settlement, d. h., das Angebot wird dem Nachfrager vermittelt, dieser setzt die angebotene Option ein und entlohnt sie entsprechend. So wird die Netzstabilität gewahrt und ein störungsfreier Zustand wiederhergestellt.

Der entwickelte Ansatz eines marktbasierten Engpassmanagements im Verteilnetz wird im weiteren Projektverlauf eingehend getestet und die Randbedingungen für einen flächendeckenden Einsatz analysiert. Weiterhin werden geeignete Biet- und Marktmechanismen entwickelt und das Produktdesign „Flexibilitätsprodukte“ erforscht und konkretisiert. Mittels Simulation erfolgt eine Analyse der Marktliquidität unter verschiedenen Rahmenbedingungen. Das Bieterverhalten wird im Rahmen eines Feldtests erfasst und untersucht. Es ist ebenfalls Teil der Forschungsarbeiten, eine Nutzenanalyse aus Sicht der verschiedenen Stakeholder ebenso wie eine gesamt-/volkswirtschaftliche Nutzenanalyse durchzuführen, um ein umfassendes Bild der Einsatzmöglichkeiten und der Lösungsbeiträge derartiger lokaler Marktstrukturen zu zeichnen. Hieraus werden sich zum Projektende entsprechende Handlungsempfehlungen für die Politik ableiten lassen.

Fazit und Ausblick

Es ist zu konstatieren, dass die bestehenden Marktmechanismen nicht für alle langfristig wichtigen Aspekte der Energiewende die erforderlichen Anreize setzen. Eine Steuerung der Erzeugerallokation bzw. eine Berücksichtigung von Netzengpässen ist in den heutigen Regimen nur unzureichend vorhanden. Die Bereitstellung gesicherter Leistung wird heute nicht ausreichend über Marktmechanismen adressiert.

Für die Bereitstellung von Momentanreserve und die Blindleistungsbereitstellung müssen neue Anbieter aktiviert werden, wenn die thermischen Kraftwerke sukzessive aus dem Markt gehen. Für Systemdienstleistungen im Verteilnetz ebenso wie für Systemdienstleistungen durch fluktuierende erneuerbare Energien müssen ebenfalls neue Marktstrukturen etabliert werden.

Es zeigen sich erste Reaktionen auf die erkennbaren Unzulänglichkeiten in den Märkten, denn es sind neue Märkte wie der Regelarbeitsmarkt oder lokale Redispatchmärkte in Planung bzw. in der Diskussion. Darüber hinaus gibt es – wie mit der Flex-Plattform gezeigt – Marktideen, die eine effiziente Lösung für bestehende Herausforderungen bieten könnten. Es gibt aber auch größerskalige Marktideen für die räumliche Koordination von Netz und Erzeugung wie die dargestellten Ansätze des Nodal-Pricing oder des Market-Splitting, bei denen Trade-Offs hinsichtlich der verschiedenen Herausforderungen einer nachhaltigen Energieversorgung auftreten. Die Wahl des geeigneten Instruments ist daher in hohem Maße auch von der gesellschaftlichen bzw. politischen Gewichtung der Nachhaltigkeitsziele abhängig. Zudem stellt sich die Frage, wie leistungsfähig die theoretischen Ansätze in der Praxis tatsächlich sind. Zur Beantwortung dieser Frage müssten für derartige Lösungen weitere Testumgebungen geschaffen werden. Somit bleibt noch viel zu tun, um die Märkte für die Zukunft so zu gestalten, dass sie den Transformationsprozess des Energiesystems unterstützen.

Literatur

- [1] Korte, K./Gawel, E. (2018): Räumliche Koordination im liberalisierten Strommarkt: angemessene Anreize für die Einspeisung. *Wirtschaftsdienst* 98 (1), S. 60–67.