

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.

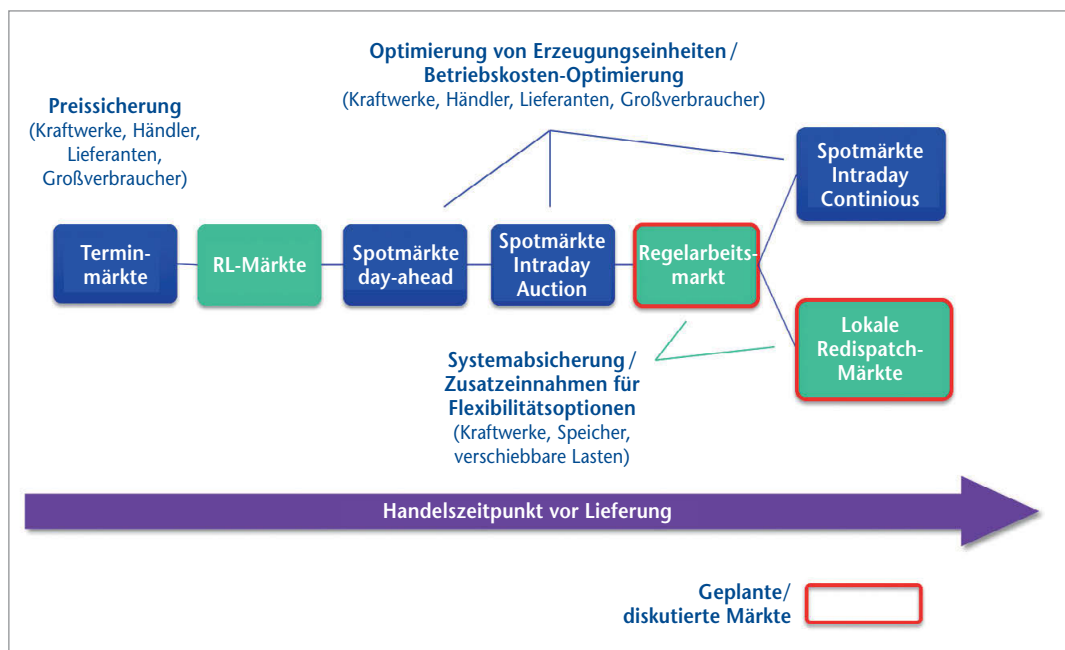
Markttrends

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 Netzausbaugelände 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*).

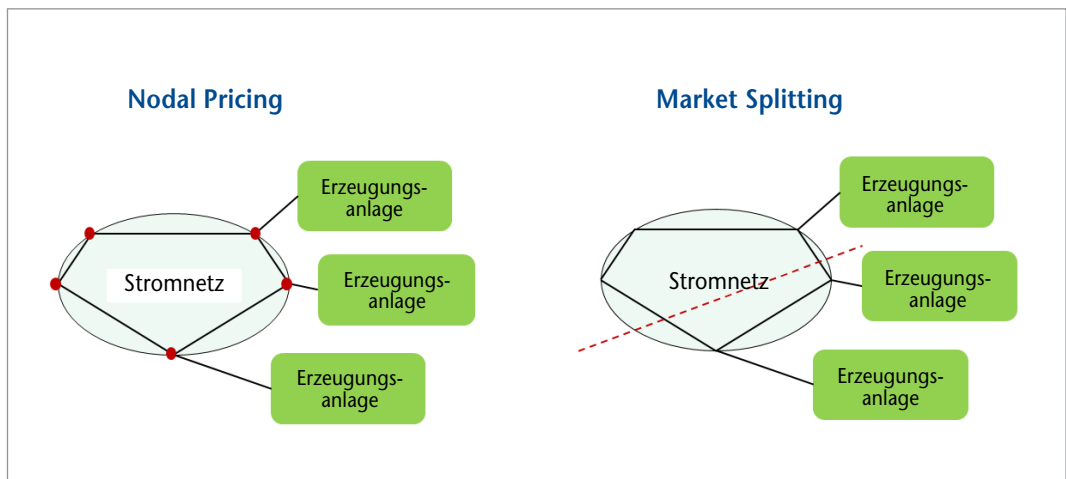


Abbildung 2
Steuerungen über den Strompreis:
Schematische Darstellung von Nodal-Pricing und Market-Splitting

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].

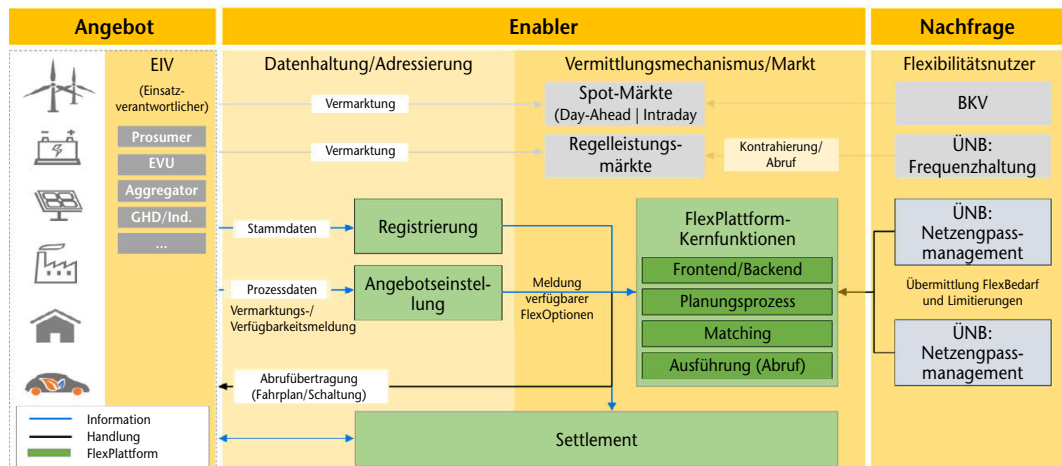
Market Splitting

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“.



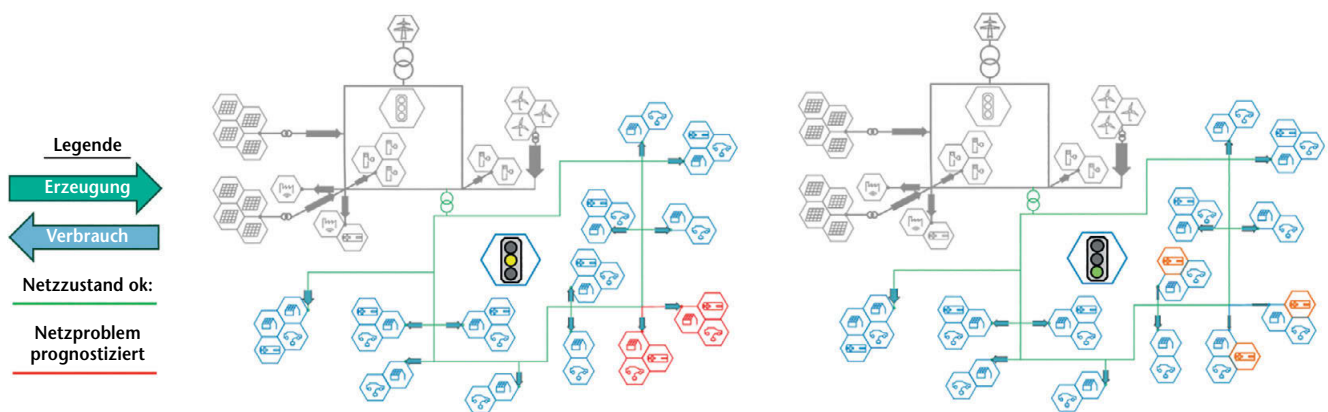


Abbildung 4

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.