

Ist das europäische Strommarktdesign geeignet für ein 100 % erneuerbares Energiesystem?

Silke Johandeiter, André Lust und Clemens Cremer

Spätestens seit dem European Green Deal steht fest, dass das europäische Energiesystem transformiert werden muss, um bis 2050 das Rückgrat eines klimaneutralen Kontinents darzustellen. Welches Strommarktdesign Anreize setzen kann, die dafür notwendigen massiven Investitionen auf effiziente Weise zu realisieren und dabei das gewünschte Maß an Versorgungssicherheit zu gewährleisten, ist Gegenstand des EU-Horizon2020-Forschungsprojekts TradeRES - New Market Designs & Models for 100 % Renewable Power Systems.

Während die ersten drei Gesetzespakete zur Regulierung des europäischen Strombinnenmarktes auf die Liberalisierung und Integration der monopolistisch geprägten, nationalen Märkte abzielten, stand die letzte Reform ganz im Zeichen der Dekarbonisierung. Das gilt auch für die weiteren anstehenden Neuregelungen.

Die Dekarbonisierung stellt neue Anforderungen an die europäischen Energiemärkte

In den letzten Jahrzehnten haben sich die europäischen Strom- und Gasmärkte fundamental verändert. Seit Mitte der 1990er Jahre wurden die noch nationalen europäischen Strommärkte durch die europäische Energiegesetzgebung liberalisiert, indem vertikal integrierte Versorgungsunternehmen entflochten und Strom- und Gasabsatzmärkte für den Wettbewerb geöffnet wurden. Darüber hinaus begann die EU, Regeln und technische Standards der Strom- und Gasmärkte zu harmonisieren, um sie zu einem europäischen Energiebinnenmarkt zu integrieren. Oberstes Ziel dieser stark marktlich ausgerichteten Reformen war die Steigerung der wirtschaftlichen Effizienz der Energiebereitstellung durch Stärkung wettbewerblicher Prinzipien. Insgesamt führten sie zu einem grundlegenden Wandel in der europäischen Energielandschaft von getrennten nationalen Strommärkten mit einigen wenigen großen Versorgungsunternehmen hin zu einem integrierten europäischen Markt mit einer Vielzahl von Wettbewerbern [1].

Noch während der Umsetzung dieser Reformen Anfang der 2000er Jahre ergab sich mit der Dekarbonisierung des Energiesystems neben der Effizienz ein weiteres Ziel der euro-



Der Dekarbonisierungsprozess erfordert die Erforschung von Strommarktdesigns für erneuerbare Energiesysteme
Bild: Adobe Stock

päischen Energiepolitik mit schrittweise zunehmender Priorität und Ambition. Spätestens nach der Ankündigung des europäischen Green Deals durch die neu angetretene EU-Kommission im Jahr 2019 rückte die Dekarbonisierung schließlich in den Mittelpunkt der europäischen Wirtschaftspolitik, die nicht weniger als die Umwandlung Europas in den ersten klimaneutralen Kontinent der Welt im Jahr 2050 anstrebt. Ende Februar 2022 wurde die Dringlichkeit dieses Ziels gleich zweifach unterstrichen. Zum einen veröffentlichte der Weltklimarat (IPCC) den zweiten Teil seines 6. Sachstandsberichts, der erneut die Notwendigkeit effektiven Klimaschutzes hervorhob. Zum anderen gewann eine von fossilen Energieträgern unabhängige, europäische Energieversorgung mit dem Angriffskrieg der russischen Regierung auf die Ukraine an ganz neuer Bedeutung.

Szenarien für ein solches Energiesystem schätzen, dass bis 2050 rund 5.000 GW neue Stromerzeugungskapazitäten, primär in Form von Solar- und Windenergieanlagen zu installieren sind. Die Schätzungen der europaweit dafür notwendigen kumulierten Investitionen bis zum Jahr 2050 belaufen sich auf fast 10 Bio. € [2]. Auch wenn aufgrund des Ukraine-Kriegs aktuell kurzfristige Maßnahmen zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit im Vordergrund stehen, ist mittelfristig angesichts dieses enormen Investitionsbedarfs weiterhin auch das Ziel der Effizienz zu gewährleisten. Dafür ist entscheidend, das europäische Strommarktdesign so zu gestalten, dass die Investitionen unter den Nebenbedingungen der Versorgungssicherheit und der Dekarbonisierung kostenoptimal realisiert werden.

Erneuerbare und fossile Erzeugungsquellen unterscheiden sich in wesentlichen Merkmalen

Im Zentrum des europäischen Strommarktdesigns steht der grenzüberschreitende Energy-Only-Markt innerhalb der meist nationalen Preiszonen, der durch verschiedene nationale Kapazitätsmechanismen sowie Förderung für erneuerbare Energien ergänzt wird. Zentrales Element sind dabei die Kurzfrist-Strommärkte (oder Spotmärkte), deren Preissignale das kurzfristig verfügbare Stromangebot und die Nachfrage kurz vor deren Realisierung widerspiegeln. Darüber hinaus bilden die Spotpreise die Grundlage für die Preisgestaltung langfristiger Lieferverträge (Forward- und Future-Preise).

Das Marktdesign der Spotmärkte ist auf Grundlage der Eigenschaften des fossilen Energiesystems der Vergangenheit entstanden, welches aus thermischen und daher planbar einsetzbaren (disponiblen) Großkraftwerken bestand, die hohe Fixkosten für ihre Installation, aber auch hohe brennstoffabhängige variable Betriebskosten aufweisen. Durch die Auktionen in den Kurzfrist-Märkten ergeben sich die Merit-Order-Angebotskurven, die bei einer unelastischen Nachfrage zu einem kosteneffizienten Einsatz und Deckung der variablen Kosten der Kraftwerke führen, während die Fixkosten durch die marginale Preissetzung und den daraus entstehenden Renten für inframarginale Kraftwerke gedeckt werden. Die Planbarkeit ihres Einsatzes ermöglicht außerdem eine Vermarktung im Rahmen von langfristigen Verträgen. Da diese Großkraftwerke von einer eher kleinen Anzahl von Marktteilnehmern betrieben werden, konzentrierten sich die Diskussionen über das Marktdesign in der Vergangenheit hauptsächlich auf die Begrenzung der Marktmacht und die Stärkung des Wettbewerbs.

Das künftige CO₂-neutrale Stromsystem wird auf einer Stromerzeugung mit anderen Merkmalen basieren als das fossile System der Vergangenheit. Der größte Teil der Energie wird von Solar- und Windkraftanlagen geliefert werden, die durch verschiedene Arten von Speichertechnologien und disponiblen Kraftwerken, wahrscheinlich auf der Basis von Wasserstoff, ergänzt werden. Erneuerbare

Energien unterscheiden sich in zwei wesentlichen Aspekten von fossiler thermischer Energie: Erstens verursachen sie hauptsächlich fixe Kapitalkosten, d.h. nahezu keine variablen Kosten, und zweitens ist ihre verfügbare Kapazität zu einem bestimmten Zeitpunkt abhängig von aktuellen lokalen Wetterverhältnissen. Ihre Dispatch-Möglichkeiten werden also nicht durch den Produzenten, sondern zufällig durch das Wetter bestimmt und sind insbesondere langfristig kaum prognostizierbar. Die Kurzfristmärkte gewinnen in einer stark von Erneuerbaren dominierten Welt daher zum Ausgleich von Prognosefehlern an Bedeutung. Aufgrund ihrer niedrigen marginalen Kosten ist ein Verkauf von Erneuerbaren in diesen Märkten immer wirtschaftlich, solange die Einnahmen am Strommarkt nicht negativ sind.

Aus Sicht des Gesamtsystems führt die Installation der Erneuerbaren zusätzlich zu Integrationskosten durch den Netzausbau und -betrieb, da die aktuelle Netzstruktur auf die fossilen Kraftwerke ausgelegt ist, die sich historisch vor allem nah an industriellen Verbrauchsschwerpunkten angesiedelt haben.

Bestandsaufnahme: Marktdesign für erneuerbare und disponible Leistung

Sowohl das Erzeugungspotential als auch die Kosten für die Systemintegration erneuerbarer Energien hängen im Wesentlichen von deren Standort und Technologie inklusive der Konfiguration der Anlagen (z. B. Ausrichtung der PV-Paneele oder Schwachwindanlagen) ab. Ein optimales Marktdesign für Investitionen in erneuerbare Energien sollte daher auf diese Entscheidungsparameter abzielen.

Gegenwärtig wird der größte Teil der Einnahmen aus der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen durch technologiespezifische nationale Förderregelungen erzielt, die feste Zahlungen pro erzeugter Energieeinheit garantieren. Frühe Förderungen basierten in erster Linie auf administrativ festgelegten festen Einspeisetarifen, die vor allem Anreize für den Bau von Kraftwerken an Standorten setzten, an denen möglichst viel Energie innerhalb der nationalen Grenzen erzeugt werden kann, für die die Förderregelung relevant ist. In den letzten Jahren gingen viele Länder zum einen dazu über,

die Einspeisevergütung im Rahmen von Ausschreibungsverfahren zu bestimmen. Zum anderen wurden Elemente zur Beanreicherung der Marktdienlichkeit der Erneuerbaren wie Marktprämien eingeführt [3].

Die jüngste Reform des europäischen Strommarktes, das Clean Energy Package, zielte ebenfalls darauf ab, erneuerbare Energien in die Großhandelsmärkte zu integrieren, indem u. a. deren Gate Closure Times oder Produktgrößen verringert wurden. Da zum einen in Deutschland und anderen europäischen Ländern die Einspeisevergütung zuletzt gesunken ist und zum anderen die Förderung erster erneuerbarer Anlagen ausläuft, gewinnen zudem langfristige Stromabnahmeverträge zwischen Erzeugern und Großkunden auf Basis fester Preise oder Preiskorridore (Power Purchasing Agreements, kurz PPAs) an Bedeutung. Dabei stellten PPAs ursprünglich eher ein Mittel zur Preissicherung für die Produzenten dar und wurden nachfrageseitig verstärkt aus ökologischen Gesichtspunkten abgeschlossen. Nach dem seit Herbst 2021 zu beobachtenden Anstieg der Strompreise wird der Abschluss von PPAs für Kunden jedoch auch aus wirtschaftlicher Sicht zunehmend interessanter.

Während aktuelle, von fossilen Kraftwerken geprägte Marktentwicklungen sich also positiv auf die Wirtschaftlichkeit von Erneuerbaren niederschlagen, wirft ein Blick in die weitere Zukunft die Frage auf, ob die Erneuerbaren langfristig ohne Förderung wirtschaftlich sein werden. Aufgrund ihrer Grenzkosten nahe null und den oben beschriebenen Anreizen der Förderregime wird üblicherweise angenommen, dass sie ihre Erzeugung am Spotmarkt zu Preisen nahe null anbieten, was die Marktpreise in Stunden mit hoher Marktdurchdringung nach unten drückt (Merit-Order-Effekt). Im Ergebnis wird ihr spezifischer Ertrag gegenüber dem durchschnittlichen Marktpreis gesenkt (Kannibalisierungseffekt). In einem vollständig dekarbonisierten Energiesystem mit einem hohen Anteil fluktuierender erneuerbarer Erzeugung könnten diese Effekte noch verstärkt werden [4], [5].

Eine Schlüsselrolle kommt hier jedoch verschiebbaren Lasten wie Speichern, Elektrolyseuren oder großen Industriekunden zu. Denn diese profitieren wiederum von den sich erge-

benden Arbitragemöglichkeiten. Wenn sie in einer ausreichenden Anzahl von Stunden preisbestimmend werden, können solche verschiebbaren Lasten die Preise erhöhen und die Preisvolatilität glätten, was zu einer höheren Rentabilität der erneuerbaren Energien führt. Es kommt damit zu einem „umgekehrten Merit-Order-Effekt“, der die preisdämpfenden Effekte Erneuerbarer teilweise wieder kompensiert. Im Gleichgewicht sollten die Preise allerdings nicht vollständig geglättet werden, damit ausreichende Arbitragemöglichkeiten für die erforderlichen Flexibilitäten bestehen bleiben. Zudem ist zu bedenken, dass erneuerbare Energien, sobald sie nicht mehr gefördert werden und sich ausschließlich über den Markt finanzieren, in ihren Gebotsstrategien von der Abgabe von Nullpreisgeboten und der Nutzung ihrer vollen verfügbaren Kapazität abweichen könnten [6]. Solch ein Verhalten würde die sich ergebenden Preisdynamiken zusätzlich beeinflussen.

Sicher ist jedoch: der Strommarkt wird wetterabhängiger und damit in der mittleren und längeren Frist volatiler und schwerer prognostizierbar werden. Daher drängt sich neben der Beanregung von Investitionen in erneuerbare Energien die Frage auf, ob das aktuelle Strommarktdesign hinreichend Anreize für Investitionen in sichere Versorgungskapazitäten, wie Wasserstoff oder Großspeicher, setzt. Schließlich ist es möglich, dass deren Einsatzstunden und Einnahmen von Jahr zu Jahr je nach Wetter stark variieren und Peakpreise großen Schwankungen unterliegen werden.

Auch wenn Kapazitätsmechanismen im europäischen Binnenmarkt nur nach Prüfung durch die EU-Kommission und als „measure of last resort“ implementiert werden dürfen, existieren in einigen europäischen Ländern verschiedene Mechanismen zur Finanzierung sicherer Versorgungsleistung. So werden in Deutschland mit der Netz- und Kapazitätsreserve nach §13b und f des Energiewirtschaftsgesetzes bereits Kraftwerke außerhalb des Großhandels nach Bedarf der Übertragungsnetzbetreiber finanziert, um die Systemstabilität zu garantieren. Auch in Belgien, Schweden und Finnland wurden solche strategischen Reserven eingeführt. Andere Länder wie Großbritannien und Italien hingegen führen zentrale Kapazitätsauktionen durch. Frankreich setzt auf einen dezentralen Kapa-

zitätsmarkt, indem Stromvertriebe, die im französischen Markt agieren, verpflichtet werden, einen Teil ihrer zeitgleichen Jahreshöchstlast als Leistung zu kontrahieren [7].

Marktversagen und Regulierungsrisiko – Schwachpunkte des theoretisch optimalen Energy-Only-Marktes

Der etablierten ökonomischen Theorie folgend, sollte der Energy-Only-Markt jedoch auch in einem vollständig erneuerbaren Energiesystem in der Lage sein, die richtigen Anreize sowohl für erneuerbare als auch sichere Kapazitäten zu setzen [8]. Schließlich ist es neben dem Handel an den Spotmärkten für alle Marktakteure möglich und gängige Praxis, auf Basis erwarteter Spotpreise langfristige Verträge abzuschließen, die sowohl Preisrisiken als auch physische Ausfallrisiken absichern können.

Entscheidend für die Anreizwirkung des Energy-Only-Marktes ist aber zunächst die Vollendung des Zielmodells des europäischen Strombinnenmarktes: während der heute regulatorisch bereits erfolgreich gekoppelte Day-Ahead-Markts vor allem aufgrund von Netzengpässen noch unter seinen Möglichkeiten bleibt, mangelt es den nationalen Intraday- und Regelenergiemärkten noch an der notwendigen Harmonisierung, um einen liquiden grenzüberschreitenden Stromhandel zu ermöglichen. Zum anderen müssen die Preissignale des Strommarktes die tatsächliche Zahlungsbereitschaft der Verbraucher widerspiegeln und unverzerrt an die Erzeuger weitergegeben werden. Die Existenz von Zahlungsströmen außerhalb des Großhandels wie die o.g. Kapazitätsmechanismen sowie teilweise auch die Förderungen von erneuerbaren Energien verzerren jedoch erzeugungsseitig die Preissignale [7]. Auch verbrauchsseitig gibt es Hemmnisse, die Zahlungsbereitschaft für Versorgungssicherheit auszudrücken. So haben Stromvertriebe derzeit kaum Anreize, Abschaltverträge mit ihren Kunden, insbesondere aus Industrie und Gewerbe, auszuhandeln, da die Abschaltung der Endkunden im Falle eines Leistungsbilanzdefizits diskriminierungsfrei durch den Übertragungsnetzbetreiber ausgeführt wird, ohne die Verursacher des Defizits zu betrachten [9].

Zudem können nationale Preisober- und Untergrenzen, wie bspw. bis vor kurzem im iberischen Strommarkt implementiert, verhindern, den Systembedarf in Form von hohen Knappheitspreisen am Markt auszudrücken. Exemplarisch lässt sich dies aktuell an Diskussionen rund um Eingriffe in den Großhandel aufgrund der durch Gas-, CO₂- und Kohlepreise getriebenen hohen Strompreise beobachten. Greifen Regulierer beim Auftreten extrem hoher Preise direkt in den Großhandel ein und begrenzen die Gewinne von Erzeugern, fehlen diesen die Zusatzrenten möglicherweise in Niedrigpreisjahren, um Finanzierungsausfälle auszugleichen. So werden Eingriffe in den Energy-Only-Markt zur „self-fulfilling prophecy“: schon die Möglichkeit der Verzerrung der Preissignale durch potenzielle regulatorische Eingriffe macht die Prognose zukünftiger Zahlungsströme, die für die langfristigen Investitionen in der Energiewirtschaft jedoch notwendig sind, zusätzlich zu Wetter- und anderen Risiken schwerer oder ggf. gar nicht mehr handhabbar.

Letztlich stellt sowohl die Einführung von strategischen Reserven oder staatlichen Kapazitätsauktionen als auch die Förderung von Erneuerbaren die Entscheidung dar, Marktrisiken zu sozialisieren und über Netzentgelte, Steuergelder oder Umlagen zu finanzieren und den Ausbau der neuen Energieinfrastruktur zentraler zu organisieren. Die Kosten dieser deutlich planbareren Versorgungssicherheit sind je nach Ausgestaltung der Förderinstrumente Verluste von dezentralen Informationsvorteilen der Marktteilnehmer, die zu Effizienzverlusten führen werden.

Horizon2020-Projekt TradeRES erforscht Strommarktdesigns für erneuerbare Energiesysteme

Um zu bewerten, welche Ausgestaltung des Stromgroßhandels geeignet ist, die Transformation zu einem 100 % erneuerbaren europäischen Energiesystem zu finanzieren und ob dieser durch Kapazitätsmechanismen oder Erneuerbaren-Förderung ergänzt werden muss, ist es essenziell, die beschriebenen Marktrisiken und -dynamiken unter verschiedenen Rahmenbedingungen hinreichend genau zu modellieren und zu analysieren.

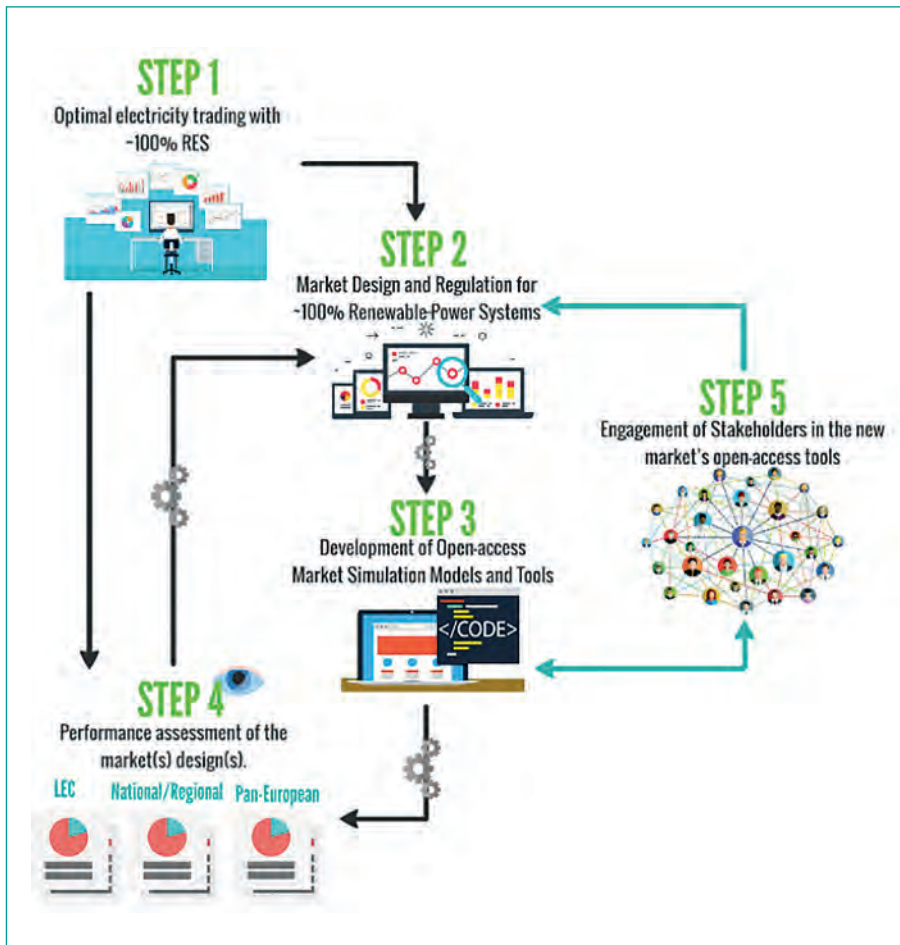


Abb. Schematische Darstellung der Projektmethodik

Quelle: www.traderes.eu

Das Forschungsprojekt TradeRES, welches im Frühjahr 2020 gestartet ist und im Rahmen des Horizon2020-Programms der EU-Kommission gefördert wird, hat sich dies zur Aufgabe gemacht. TradeRES verfolgt dabei den einzigartigen Ansatz, die Fähigkeiten von sechs verschiedenen durchführenden europäischen Forschungsinstitutionen mit erprobten Energiesystemmodellen zu kombinieren. Es handelt sich dabei sowohl um agenten-basierte, d.h. eher verhaltensökonomisch orientierte Modelle, als auch um klassische Kostenoptimierungsmodelle, die jeweils für unterschiedliche nationale Märkte sowie ganz Europa kalibriert sind (siehe Abb.).

Auf diese Weise soll es gelingen, das zukünftige klimaneutrale Energiesystem Europas und dessen Marktdynamik unter verschiedenen Designoptionen, die ebenfalls im Rahmen des Projekts entwickelt werden, bestmöglich zu modellieren. Neben dem

klassischen Großhandelsmarkt für Strom wird dabei auch die Rolle von Sektorenkoppelung, Demand Response und lokalen Märkten modelliert und untersucht werden.

Damit wird das Projekt, das bis Anfang 2024 an seinen Ergebnissen arbeiten wird, einen wissenschaftlichen Beitrag zur Diskussion rund um notwendige Anpassungen des europäischen Strommarktdesigns vor dem Hintergrund der Herausforderung der Dekarbonisierung leisten. Der Bereich Energiewirtschaft der EnBW AG ist aktiver Teil des Projektkonsortiums.

Quellen

- [1] European Commission: 2020 report on the State of the Energy Union pursuant to Regulation (EU) 2018/1999 on Governance of the Energy Union and Climate Action, KOM(2020), Brüssel.
- [2] Ram, M., et al.: Global Energy System based on 100% Renewable Energy – Energy Transition in

Europe Across Power, Heat, Transport and Desalination Sectors., Study by LUT University and Energy Watch Group 2018 Lappeenranta, Berlin.

- [3] Council of European Energy Regulators: Status Review of Renewable Support Schemes in Europe for 2016 and 2017, CEER(2017), Brüssel.
- [4] Newbery, D., et al: Market design for a high-renewables European electricity system, Renewable and Sustainable Energy Reviews 91 (2018), 695-707.
- [5] Hirth, L.: The market value of variable renewables: The effect of solar wind power variability on their relative price, Energy Economics 38 (2013): 218-236.
- [6] Fabra, N.; Llobet, G.: Auctions with Unknown Capacities: Understanding Competition among Renewables, Centre for Economic Policy Research (2019).
- [7] Schittekatte, T. und Meeus, L.: Capacity Remuneration Mechanisms in the EU: today, tomorrow, and a look further ahead, Robert Schuman Centre for Advanced Studies Working Paper 71/2021.
- [8] Schweppe, F., et al.: Spot pricing of electricity, Springer Science & Business Media (2013).
- [9] Cremer, C.: Versorgungssicherheit durch Verpflichtung der Lieferanten, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 64 (2014), Heft 9.

S. Johanndeiter, Doktorandin Energiewirtschaft und Langfristprämien, A. Lust, Manager Energiewirtschaft und Langfristprämien, C. Cremer, Konzernexperte Energiewirtschaft und Langfristprämien, EnBW AG, Karlsruhe
s.johanndeiter@enbw.com

> PRINT
> ONLINE
> DIGITAL



Weitere Informationen unter:

www.et-magazin.de