

Kosten- und Nutzeneffekte der Einführung eines Leistungsmarktes in Deutschland

Julius Ecke, Nicolai Herrmann und Uwe Hilmes

Das Konzept eines dezentralen Leistungsmarktes (DLM) wird in der Energiewirtschaft und -politik breit diskutiert. Die Auswirkungen der Einführung eines solchen dezentralen Leistungsmarktes waren nun Gegenstand einer modellgestützten Untersuchung und Quantifizierung. Dabei stand die Fragestellung im Fokus, welche Auswirkungen die Einführung eines solchen Marktes im Vergleich zu einer Weiterführung des heutigen Energy-Only-Marktdesigns haben könnte. Zentrale Ergebnisse bzw. energiewirtschaftliche Implikationen dieser Untersuchung werden im Folgenden vorgestellt und diskutiert.

Im März 2013 hat der Verband kommunaler Unternehmen e. V. (VKU) einen Vorschlag für ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland vorgestellt. Insbesondere Akteure der Energiewirtschaft begegneten dem Konzept als mögliche Grundlage einer zukunftsfähigen Strommarktstruktur positiv [1]. Dieses „integrierte Energiemarktdesign“ schlägt die Einführung eines dezentral organisierten Kapazitätsmarktes vor, der umfassend und technologieneutral ausgestaltet ist. Eine umfassende Beschreibung des Konzeptes des DLM findet sich unter [2].

In der energiewirtschaftlichen Diskussion kursieren verschiedene Schätzungen für die Kosten- und Nutzeneffekte eines DLM, die zum Teil auf verschiedenen Kostenbegriffen beruhen oder die Effekte des Instruments nur selektiv erfassen. Daher hat der VKU die Auswirkungen der Einführung eines DLM detailliert untersucht bzw. quantifizieren lassen [3]. Hierfür wurde der Marktdesign-

vorschlag durch die energiewirtschaftliche Beratungsgesellschaft enervis energy advisors GmbH einer modellgestützten Analyse unterzogen.

Das Konzept des dezentralen Leistungsmarktes

Vorrangige Aufgabe eines Strommarktdesigns im Erzeugungssegment ist es, Erzeugung und Verbrauch durch die Koordination von Einsatz- und Investitionsentscheidungen der Marktakteure effektiv und effizient in Einklang zu bringen.

Im DLM wird dies durch die Kombination des Energy-Only-Marktes (EOM) mit einem neu zu schaffenden Markt für das Gut „gesicherte Leistung“ erreicht. Hierfür wird neben dem EOM ein umfassender Leistungsmarkt eingeführt, welcher das Gut „gesicherte Leistung“ in Form von handelbaren Leistungszertifikaten abbildet.

Die Nachfrage nach gesicherter Leistung geht im DLM von den Stromkunden aus. Großkunden, Händler und Vertriebe beschaffen im DLM gesicherte Leistung in Form von Leistungszertifikaten in dem Umfang, in dem sie Strom gesichert beziehen wollen. Die Koordination der Leistungsvorhaltung erfolgt im DLM somit primär durch die Marktakteure selbst; die regulatorische Einflussnahme bleibt minimal.

Methodik und Szenarien

Um die Wirkungsweise eines dezentralen Leistungsmarktes (zusätzlich zum Strommarkt) im Vergleich zu einem alleinigen Fortbestehen des EOM zu untersuchen, wurden Berechnungen für die folgenden Szenarien durchgeführt:

■ „EOM“: Weiterführung des aktuellen EOM-Marktdesigns basierend auf einem durch einen Reservemechanismus flankierten Strommarkt und

■ „DLM“: Einführung eines dezentralen Leistungsmarktes zusätzlich zur Weiterführung des Strommarktes.

Um die Ergebnisse robuster zu gestalten, wurde eine Sensitivitätsberechnung über den Umfang der (wettbewerbsfähig) aktivierbaren Lastflexibilität und die Kosten einer „konventionellen“ Leistungsbereitstellung, mit offenen Gasturbinenkraftwerken als Benchmark-Technologie, durchgeführt. Diese Herangehensweise soll eine Spannweite von niedrigen bis hin zu hohen Kosten der Leistungsbereitstellung aufzeigen und jeweils unter diesen Annahmen die aus der Einführung eines Leistungsmarktes resultierenden Effekte, insbesondere für die Systemkosten und die Verbraucherbelastung, ableiten. Somit ergeben sich in Summe vier

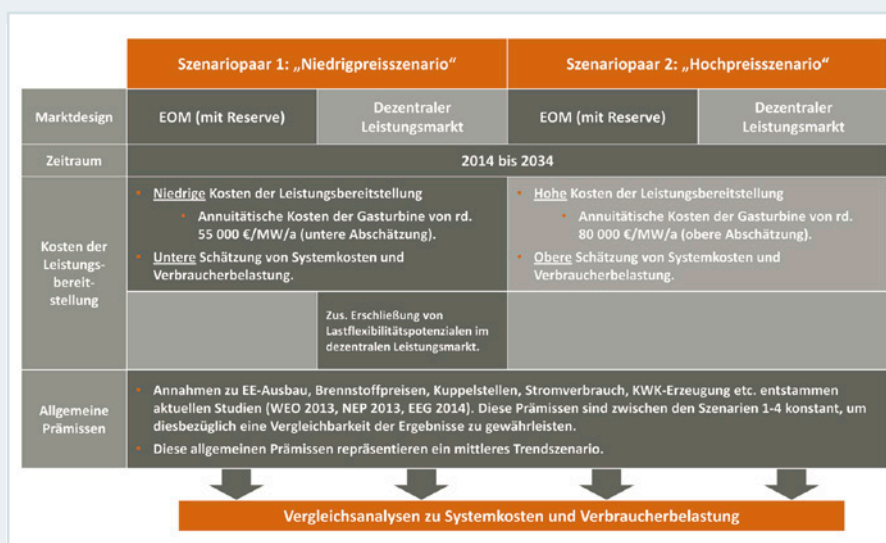


Abb. 1 Szenarien in der Übersicht

Szenarien, die zwei zu vergleichende Szenariopaarungen bilden (Abb. 1).

Für die Modellierungen wurde das von enervis entwickelte europäische Strommarktmodell „enervis Market Power“ eingesetzt, welches Einsatz- und Investitionsentscheidungen der Marktakteure in Deutschland und den umliegenden Strommärkten integriert abbildet. Das Modell erfasst dabei Strom- und Leistungsmärkte mit ihren Wechselwirkungen. Die Ausgestaltung der Preisbildung auf den jeweiligen Marktsegmenten wird im Folgenden zusammenfassend beschrieben.

Modellierung Strommarkt

Die Modellierung des Kraftwerkeinsatzes, des Stromaustauschs über die europäischen Kuppelkapazitäten und damit der Preisbildung auf dem Strommarkt erfolgt grundsätzlich auf Basis von kurzfristigen Grenzkosten. Die Kraftwerke werden nach ihren Grenzkosten aufsteigend sortiert. Die so entstehende Angebotskurve („Merit-Order“) wird so angepasst, dass die technischen und monetären Beschränkungen des Kraftwerksparks, wie z. B. Verfügbarkeiten sowie Flexibilitätsparameter und -kosten, berücksichtigt werden. Der Marktpreis für Strom im Großhandel ergibt sich schließlich durch das Zusammenführen der Angebots- und Nachfragekurve auf Stundenbasis. Der Grenzkostenstrompreis wird durch das letzte gerade noch zur Lastdeckung benötigte Kraftwerk gesetzt. Alle „vorher“ zum Einsatz kommenden Kraftwerke erzielen dadurch einen Deckungsbeitrag auf die Fixkosten. Dabei wird von potenziellen strategischen Erwägungen der Marktakteure (Marktmacht, Kapazitätszurückhaltung, Gebotsaufschläge) abstrahiert.

Basierend auf diesen Annahmen ist langfristig eine Deckung der Fixkosten alleine aus dem EOM nicht für alle Spitzenlastkraftwerke möglich. Dieser Effekt stellt sich grundsätzlich auch dann ein, wenn Lastflexibilitäten erschlossen werden, solange diese mit Fixkosten (für Betrieb und Investition) verbunden sind. Unter diesen Annahmen weist der EOM allein (d. h. ohne flankierende Maßnahmen) langfristig ein strukturelles Defizit bzgl. der Fixkostendeckung der benötigten Spitzenlastkraftwerke auf. Wie die Modellierungen zeigen, betrifft das Finanzierungsde-

fizit unter den hier getroffenen Annahmen (insbesondere zum Ausbau der erneuerbaren Energien) mittel- bis langfristig einen signifikanten Umfang der benötigten Kapazität. Daher sind in den EOM-Szenarien Annahmen über die Leistungsbereitstellung und deren Kostendeckung in Spitzenlastzeiten zu treffen. Dazu wird dem Modell Reservekapazität zur Verfügung gestellt.

Diese Reserve wird analog zur heutigen Netzreserve nach Reservekraftwerksverordnung abgebildet. Die Netzreserve kommt in den EOM-Szenarien als nachrangige Reserve dann zum Einsatz, wenn die Stromnachfrage in Deutschland nicht über den im Markt agierenden Kraftwerkspark (unter Berücksichtigung von Austauschoptionen mit dem Ausland) gedeckt werden kann. Dieser Einsatz der Netzreserve zum Ausgleich eines Systembilanzdefizits ist vom bestehenden Verordnungsrahmen [4] grundsätzlich gedeckt. Es wird angenommen, dass sich in den Stunden, in denen die Netzreserve nachrangig für den Erhalt der Leistungsbilanz eingesetzt wird, im Strommarkt ein Preis in Höhe des heutigen technischen Preislimits am day-ahead-Spotmarkt von 3 000 €/MWh bildet. Die Netzreserve wird für die EOM-Szenarien anfangs, wie durch die Bundesnetzagentur vorgegeben, mit rund 4,8 GW dimensioniert [5]. Sofern für den Erhalt der Leistungsbilanz im EOM-Szenario notwendig, wird die Reserve im Zeitverlauf ausgeweitet.

Modellierung Leistungsmarkt

Die Preisbildung auf dem DLM erfolgt im Modell auf Grundlage aller Kraftwerke, die im entsprechenden Zeitraum zur Lastdeckung notwendig sind. Je nach Szenario, kann hierbei auch ein bestimmtes Potenzial von Lastflexibilitätsoptionen berücksichtigt werden. Zur Ermittlung des Leistungspreises („€/MW/a“) wird, vereinfacht formuliert, eine Differenzkostenbetrachtung durchgeführt, d. h. im Leistungsmarkt bilden sich die Preise auf Basis der im EOM nicht gedeckten fixen Betriebskosten (Kraftwerksbestand) ggf. zzgl. der nicht gedeckten Kapitalkosten (bei notwendigem Kraftwerksneubau).

Vereinfacht gilt: Das Kraftwerk (oder eine alternative Option) mit dem höchsten Fehlbetrag aus dem EOM setzt den Leistungspreis. Der Leistungspreis wird als Einheitspreis an alle Kraftwerke ausgezahlt, die im betreffenden Zeitraum zur Lastdeckung beitragen, d. h. gesicherte Leistung liefern. Lastflexibilität wird, sofern sie in dem entsprechenden Szenario als Option zugelassen ist, in dem Umfang aktiviert, wie sie kosteneffizient ggü. der Kontrahierung von Bestandskraftwerken bzw. dem Neubau von Kraftwerksleistung ist. Der Leistungspreis entspricht hier dem Preis eines Leistungszertifikates von einem Megawatt für ein Jahr (€/MW/a).

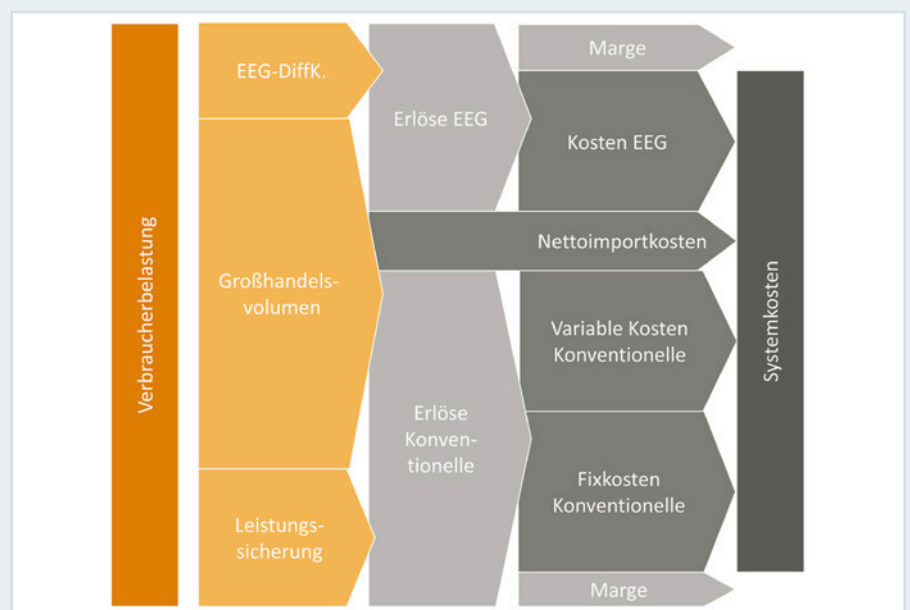


Abb. 2 Zentrale Ergebnisgrößen und Einflussgrößen anhand eines (vereinfachten) Zahlungsflussdiagramms

Die im DLM gesetzten Leistungspreise haben Auswirkungen auf die Investitions- und (Nicht-) Stilllegungsentscheidungen der Marktakteure und damit auch Rückwirkungen auf die Preishöhe und -struktur im Strommarkt. Um Marktdesignszenarien geeignet zu vergleichen, ist daher ein Zielsystem notwendig, welches die verschiedenen Effekte eines DLM integriert bewertet.

Zentrale Ergebnisgrößen

Als übergeordnete Ergebnisgrößen wurden die Systemkosten der Stromerzeugung sowie die Verbraucherbelastung in den unterschiedlichen Szenarien vergleichend gegenübergestellt. Nachfolgende Abbildung zeigt die in diesem Artikel verwendete Definition der Systemkosten (rechts in Abb. 2) und der Verbraucherbelastung (links in Abb. 2) sowie die jeweiligen Eingangsgrößen.

In der hier durchgeführten Analyse umfassen Systemkosten alle Kosten, die die deutsche Energiewirtschaft für die Stromerzeugung aufwendet. Im Szenariovergleich bieten die Systemkosten daher einen Maßstab dafür, wie effizient ein Strommarktdesign die Entscheidungen der Marktakteure koordiniert. Je effizienter das Marktdesign ist, desto niedriger fallen die Systemkosten der Erzeugung aus. Für die Einschätzung der energiewirtschaftlichen Effizienz eines Marktdesigns ist dabei nicht die absolute Höhe der Systemkosten ausschlaggebend, sondern wie sich diese zwischen den verschiedenen Szenarien verändern. Aus diesem Grund werden im Folgenden stets Systemkostendifferenzen betrachtet.

Daneben wurde die Änderung der Verbraucherbelastung durch Einführung eines Leistungsmarktes untersucht. Auch hierfür ist nicht die absolute Höhe der Verbraucherbelastung ausschlaggebend, sondern wie diese sich zwischen den Szenarien verändert. Daher werden im Folgenden stets die Differenzen der Verbraucherbelastung betrachtet. Im Szenariovergleich bieten die Verbraucherkosten somit einen Maßstab dafür, zu welcher Be- bzw. Entlastung der Stromverbraucher ein Strommarktdesign im Vergleich mit anderen Szenarien führt.

Im Folgenden werden entlang dieses Zielsystems die Ergebnisse der Modellrechnun-

gen ausgeführt. Da zwei Szenariopaarungen betrachtet wurden (bestehend aus jeweils einem EOM- und DL-Szenario) werden im Folgenden stets Intervalle für die verschiedenen Kosten-/Nutzeffekte angegeben.

Wirkung auf die Systemkosten

Die Ergebnisse der Modellrechnungen zeigen, dass die Einführung eines DLM die Kosten des Erzeugungssystems mittel- bis langfristig senken kann.

Insgesamt liegt die Kostendämpfung, je nach Szenario, in der Größenordnung von 24 bis 27 Mrd. € bis 2034. Die mittlere spezifische Kostendämpfung über den gesamten Zeitraum liegt bei rund 2,1 bis 2,3 €/MWh, bezogen auf den Nettostromverbrauch in Deutschland und damit in einer relevanten Größenordnung.

Der Effizienzvorteil des DLM ggü. dem EOM ist insbesondere auf Investitionsanreizwirkungen des Leistungspreises zurückzuführen. So werden in den Leistungsmarktszenarien Investitionen, die zu Grenzkosten im Strommarkt agieren, zum Teil zeitlich vorgezogen. Dies führt zwischen 2014 und 2034 zu einer um rund 220 bis 340 TWh höheren inländischen Stromerzeugung als in den EOM-Szenarien. Darüber hinaus besteht auch durch die Sicherung von Bestandskapazitäten ein insgesamt etwas höheres Niveau der inländischen im Strommarkt angebotenen Kapazitäten.

Damit geht eine Reduktion von Importen insbesondere in Hochpreisstunden einher, die aus Binnenperspektive (Systemgrenze Deutschland) systemkostenerhöhend wirken. Der Vermeidung dieser kostenintensiven Importe stehen in den Leistungsmarktszenarien zusätzliche (insbesondere variable) Kosten in Deutschland gegenüber, die aber niedriger liegen als die Importkosten. In Summe werden daher die Systemkosten entlastet.

Bis 2018 liegen die Systemkosten des Leistungsmarktes dabei leicht höher als im EOM, da ein umfangreicherer Kapitalstock durch die Verhinderungen von Marktaustritten von Kraftwerken erhalten wird. Dies stellt sich jedoch insbesondere im Kontext des Kernenergieausstieges als eine „produktive Systeminvestition“ heraus.

Wirkung auf die Verbraucherbelastung

Die Einführung eines DLM kann die Verbraucher in Deutschland mittel- bis langfristig gegenüber der Fortführung des heutigen Marktdesigns entlasten. Die durch einen Leistungsmarkt entstehenden Effizienzvorteile kommen demnach auch und vor allem den Endverbrauchern zu Gute.

Die Modellergebnisse zeigen eine Verbraucherentlastung in der Größenordnung von rund 25 bis 41 Mrd. € bis 2034 gegenüber dem untersuchten EOM-Szenario. Bezogen auf den Nettostromverbrauch in Deutschland beträgt die mittlere spezifische Verbraucherentlastung über den gesamten Zeitraum rund 2,2 bis 3,5 €/MWh.

Dieser Effekt ist insbesondere zurückzuführen auf eine Zunahme der Investitionstätigkeit und die Vermeidung von Marktaustritten durch den Leistungsmarkt, wodurch im EOM Knappheitspreise vermieden werden. Ein stabiles Leistungspreissignal hat somit das Potenzial, die Verbraucher vor Kostenschwankungen durch eine starke Zyklizität im EOM zu schützen. Nur anteilig steigen im Gegenzug die EEG-Differenzkosten durch die Strompreisdämpfung.

Die Verbraucherbelastung durch die Kosten des Leistungsmarktes wird daher durch die Strompreisdämpfung im Ergebnis überkompensiert. Dieses Ergebnis illustriert, dass bei der Analyse von Marktdesignszenarien eine umfassende Perspektive notwendig ist, die Kosten- und Nutzeffekte möglichst vollständig erfasst.

Zwar liegt die Verbraucherbelastung anfänglich in den Leistungsmarkt-Szenarien etwas höher als in den EOM-Szenarien, diese Mehrbelastung ist jedoch zeitlich und in der Höhe sehr begrenzt, da in diesem Zeitabschnitt die Leistungspreise von Bestandskraftwerken bestimmt werden und damit vergleichsweise niedrig liegen. Hervorzuheben ist dabei, dass die Verbraucherbelastung im EOM aufgrund wirtschaftlich bedingter Marktaustritte von Kraftwerken (welche aus betriebswirtschaftlicher Sicht der Kraftwerksbetreiber rational und im heutigen Marktumfeld bereits beobachtbar sind) schnell auf ein

ähnliches Niveau ansteigen kann, wie im Leistungsmarkt.

Effizienzpotenziale des DLM

Aus den Modellrechnungen lassen sich die folgenden „Effizienzpotenziale“ ableiten, die grundsätzliche Geltung haben und speziell durch den DLM gehoben werden können.

■ Verhinderung von Marktaustritten als „produktive Investition“: Ein Marktaustritt effizienter Bestandskraftwerke macht im Zuge des Kernenergieausstiegs zusätzliche Investitionen notwendig. Eine zeitnahe Einführung eines DLM kann die wirtschaftlichkeitsbedingten Marktaustritte dieser Anlagen vermeiden. Dies senkt insgesamt die Systemkosten.

■ „Stabilitätsrente“: Ein stabiles Leistungspreissignal erhöht Investitionen in Kraftwerkskapazität, führt zu einer Dämpfung von Strompreiszyklen im EOM und einem höheren Maß an inländischer Versorgungssicherheit. Dauer und Umfang der Knappheiten im EOM zeigen dabei auf, dass ein Reservemechanismus mittelfristig ein durchaus relevan-

tes Leistungs- und sukzessive auch Abrufvolumen umfassen müsste, was eine solche Reserve mittel- bis langfristig ineffizient macht. Der DLM hat hingegen das Potenzial, das Auftreten von Knappheitspreisen zu vermeiden, die mit hohen Importkosten einhergehen. Dies zeigt auch, dass eine belastbare Bewertung jeder Art von Kapazitätsmechanismus nur integriert mit einer Bewertung der Wechselwirkungen mit dem parallel bestehenden Strommarkt erfolgen kann.

■ „Flexibilitätsrente“: Die Erschließung nachfrageseitiger Flexibilitätspotenziale verbessert die Systemkostenbilanz weiter. So kann die Aktivierung nachfrageseitiger Flexibilitätspotenziale durch eine intelligente Reduktion von Stromnachfrage in Höchstlastzeiten den Zubau von Gasturbinen ersetzen und das System fixkosteneffizienter machen. Insbesondere ein DLM kann die Integration nachfrageseitiger Flexibilität gezielt adressieren.

Anmerkungen

[1] VKU und BDEW (2013): Gemeinsame Positionen zum Marktdesign der Zukunft, 6.6.2013, abrufbar unter: <https://www.bdew.de>

[2] Ecke, J.; Herrmann, N.; Hilmes, U.: Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland. Gutachten für den VKU e. V., 1.3.2013, abrufbar unter: <http://www.vku.de>

[3] Ecke, J.; Herrmann, N.; Hilmes, U.: Einführung eines dezentralen Leitungsmarktes in Deutschland. Modellbasierte Untersuchung im Auftrag des VKU e. V., abrufbar unter: <http://www.vku.de>

[4] BNetzA: Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs für den Winter 2015/2016 und zugleich Bericht über die Ergebnisse der Prüfung der Systemanalyse, 30.9.2013, abrufbar unter: <http://www.bundesnetzagentur.de/>

[5] Verordnung zur Regelung des Verfahrens der Beschaffung einer Netzreserve sowie zur Regelung des Umgangs mit geplanten Stilllegungen von Energieerzeugungsanlagen zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems (ResKV), abrufbar unter: <http://www.gesetze-im-internet.de/reskv/index.html>

J. Ecke, N. Herrmann, Berater, U. Hilmes, Geschäftsführer, enervis energy advisors GmbH, Berlin

Julius.Ecke@enervis.de

Nicolai.Herrmann@enervis.de

Uwe.Hilmes@enervis.de