

Reform des Strommarktdesigns

„Strommarktdesign“ und „Merit Order“. Was steckt eigentlich hinter den expertisch klingenden Begriffen? Und warum wollen Brüssel und Berlin den Strommarkt reformieren?

Die berühmte „Merit Order“

Begriffe wie „Strommarktdesign“ oder „Merit Order“ hatten die letzten Monaten Konjunktur. Selbst an manchen Stammtischen wurde diskutiert, was sonst nur Experten verhandelten. Kein Wunder, schließlich schossen wegen der explodierenden Gaspreise nicht nur die Wärmerechnung in den Himmel, sondern auch der Strompreis. Warum, verdammt nochmal, steigt meine Stromrechnung, wo doch zumindest Sonne und Wind nicht teurer werden?

Genau das hatte mit besagter Merit Order zu tun. Sie ist kein Gesetz und keine Verordnung. Merit Order (engl. „Reihenfolge der Vorteilhaftigkeit“) ist vielmehr ein Bild dafür, wie sich die am Großhandelsmarkt für Strom die verfügbare Kraftwerksleistung ordnen lässt, aufsteigend nach ihren jeweiligen Grenzkosten, und wie sich auf dieser Grundlage der Marktpreis für Stromlieferungen herausbildet. Diese Grenzkosten beinhalten dabei lediglich die laufenden Kosten. Sie sind bei Kraftwerken im Wesentlichen durch die Kosten für Brennstoffe und CO₂-Zertifikate bestimmt. Abschreibungen auf Investitionen (als ihr Beitrag zur Refinanzierung der Kraftwerksanlagen) gehen hier also nicht ein.

Das Ganze sieht dann aus wie eine nach rechts ansteigende Treppe. Links die Anlagen ohne Brennstoffkosten, also Grenzkosten null – Windkraft und Solaranlagen. Atom- und Braunkohlemeiler mit eher niedrigen Brennstoffkosten schließen sich an, weiter rechts Steinkohlekraftwerke, die ihren Brennstoff zu höheren Preisen importieren müssen. Ganz rechts – weil aufgrund des Erdgases am teuersten im Betrieb – liegen Gaskraftwerke. Noch teurer sind nur Ölkraftwerke, die aber sehr selten zum Einsatz kommen.

Haben CO₂-Zertifikate aus dem [EU-Emissionshandel](#) einen hohen Preis, können die ältesten und damit emissionsstärksten Braunkohle- oder Steinkohlemeiler auch von modernen Gas- oder Steinkohlekraftwerken „nach rechts verschoben“ werden. Sie verlieren damit Vollastsunden oder werden gänzlich aus dem Markt gedrängt. Zudem bestimmt die Effizienz der Kraftwerke, wie stark jeweils der Brennstoff die Grenzkosten eingeht. Somit sind die Erzeugungsböcke nicht homogen aufgereiht und bilden selbst eine Treppe, einzelne Streifen der einen oder anderen Erzeugungsart mischen sich unter benachbarte.

Merit Order thermischer Kraftwerke in Deutschland 2022 (90 € CO₂-Zertifikatskosten, 123,3 €/MWh Gaspreis)

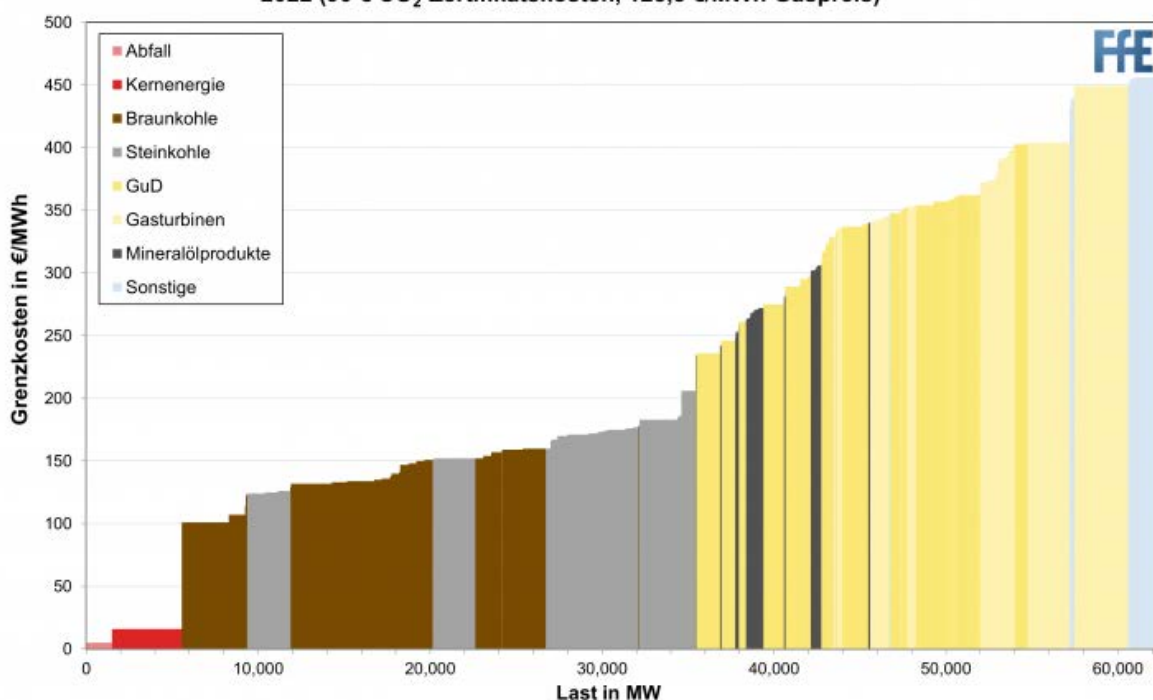


Abbildung: Grenzkosten nach Merit Order 2022 geordnet für Beispielspreise (Darstellung ohne Ökostromanlagen, die sich ganz links einordnen würden)

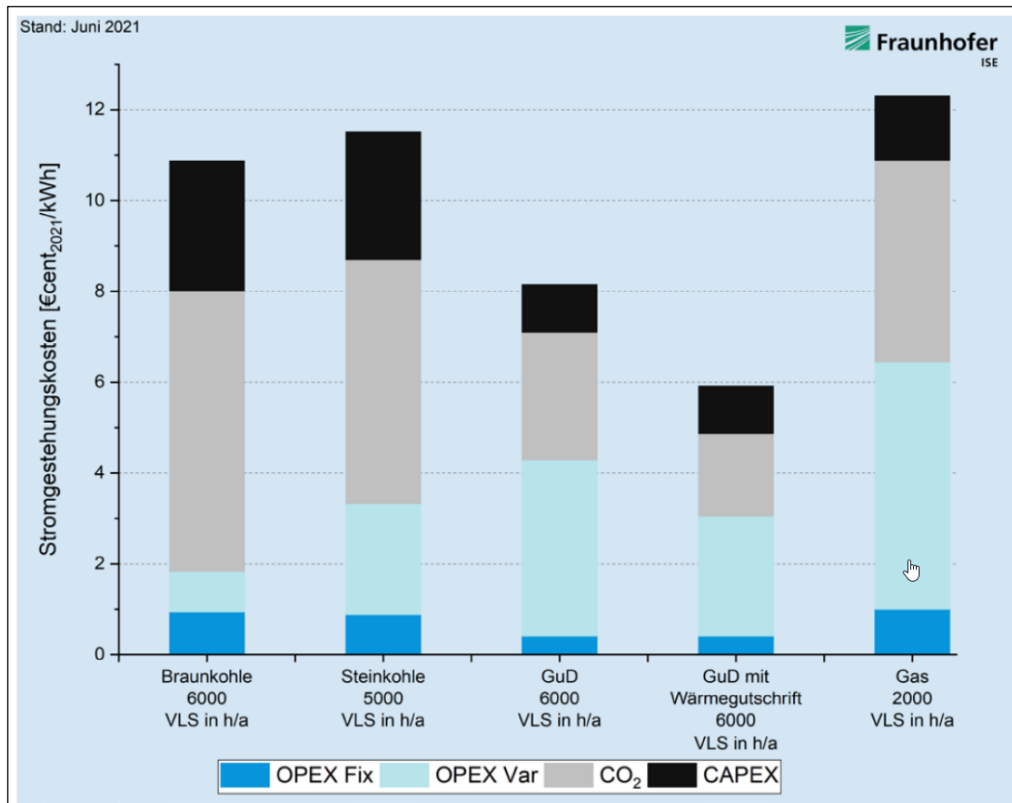
Quelle: [Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.](#)

Das Treppensymbol ist nützlich, um zu verstehen, inwieweit und zu welchem Preis die Kraftwerke am Strommarkt zum Zuge kommen. Das geschieht im Prinzip ähnlich bei den meisten Produkten (auch hier modellhaft): Besteht eine gesetzte Nachfrage, bestimmt der teuerste Anbieter, der gerade noch benötigt wird, um die Nachfrage zu decken, den Preis für alle anderen Anbieter. Wer preiswerter produziert hat einen Zusatzertrag, mit dem er zunächst seine Fixkosten decken muss. Wer dagegen teurer ist, würde auf seinem Produkt sitzen bleiben. Da die Nachfrage schwankt und die Kostenstruktur sich im Zeitverlauf ändert, überleben nur jene Anbieter, die häufig genug im „Überschussbereich“ Erträge erwirtschaften. Denn letztlich muss jeder Anbieter seine Vollkosten decken, und nicht nur seine Grenzkosten.

Besonders nahe an das Modell kommen homogene und viel gehandelte Güter, erst recht solche mit begrenzter Lagerfähigkeit. Der Milchmarkt wäre so ein Beispiel. Oder eben Strom. Aber auch die Öl-, Gas- oder Getreidemärkte funktionieren im Prinzip so. Allerdings wird die Preisbildung zeitweise auch überformt durch regionale und strukturelle Marktmacht (etwa die der Molkereien und Großhandelsketten im Milchbereich) oder hochspekulative Geschäfte (bekannt unter anderem im Getreidesektor).

Unter „normalen“ Bedingungen scheint der Elektrizitätsmarkt dem Merit Order-Modell sehr nahe zu kommen, auch wenn hier spekulationsgetriebene Preisentwicklung zeitweise existieren. Dass es hier überhaupt Kraftwerke gibt, die eher im rechten Bereich der Merit Order agieren, liegt an deren überschaubaren Investitionskosten. Beispielsweise sind Gasturbinen - im Gegensatz zu den hohen Bezugskosten für Erdgas, um sie zu betreiben - in der Anschaffung deutlich preiswerter je Megawatt installierter Leistung als etwa Atom- oder Braunkohlekraftwerke. Erstere brauchen zur Refinanzierung ihrer Fixkosten damit deutlich weniger Volllaststunden als letztere. Entsprechend flexibel werden Gaskraftwerke eingesetzt, insbesondere bei hohen Marktpreisen (etwa bei wetterbedingt wenig Einspeisung durch Wind und Solar). Demgegenüber sind Betreiber von

Braunkohlekraftwerken bestrebt, mit ihrer betriebswirtschaftlich billigen Kohle die Meiler möglichst in Grundlast rund um die Uhr zu fahren, um die hohen Investitionen für Kraftwerke und Tagebaue zu refinanzieren. Allerdings haben sie auch die höchsten Kosten für den Kauf von CO₂-Emissionsberechtigungen aus dem EU-Emissionshandel, die ökonomisch wie Brennstoffkosten zu wirken, also in die Merit Order eingehen.



Abkürzungen: **OPEX Fix** = fixe Betriebskosten (etwa Personal), **OPEX Var** = variable Betriebskosten (Brennstoffkosten), **CO₂** = CO₂-Zertifikatskosten, **CAPEX** = anteilige Kosten für den Bau der Anlage

Abbildung: Zusammensetzung der Stromgestehungskosten konventioneller Kraftwerke im Juni 2021 mit unteren CO₂-Zertifikatspreisen sowie spezifischen Investitionen

Quelle: [Fraunhofer ISE](#)

Zusammenfassend hängt also die Einsatzreihenfolge von folgenden Faktoren ab: Erstens die Brennstoffkosten (Brennstoffpreise und der Effizienz der Verbrennung), zweitens die CO₂-Kosten (Zertifikatskosten und CO₂-Intensität der Anlage) und drittens die Nachfrage, die unter normalen Bedingungen eher unelastisch ist, also als beinahe Senkrechte die Treppe der Merit Order an einem Punkt schneidet.

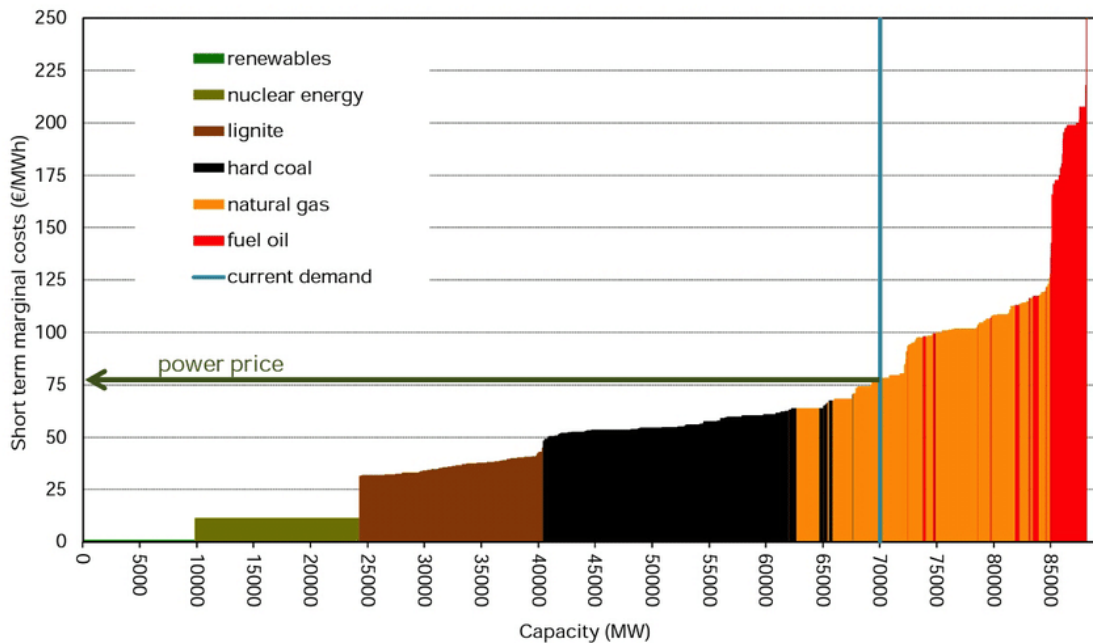
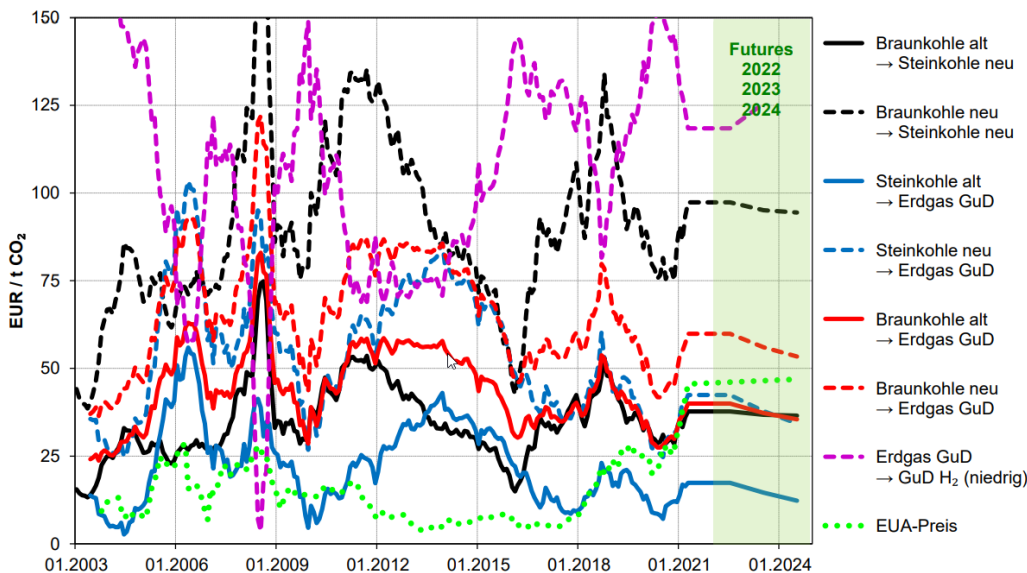


Abbildung: Schematische Darstellung Merit Order und Markträumungspreis

Quelle: www.researchgate.net

Der Strompreis ist nur ein Aspekt der Merit Order. Die Treppe hat auch Einfluss auf die CO₂-Intensität der gesamten Stromerzeugung. Wann welches Kraftwerk in Abhängigkeit von CO₂-Preis vom Markt (zeitweilig) verdrängt wird, ist Gegenstand einer zunächst verwirrenden, aber sehr interessanten grafischen Darstellung des Öko-Instituts.

Abbildung 4-1: Implizite CO₂-Kosten eines Brennstoffwechsels in der fossilen Stromerzeugung für Deutschland, 2003-2021 (April)



Quelle: McCloskey Coal, Energate, European Energy Exchange, eigene Berechnungen Öko-Institut.

Abbildung: Implizite Kosten eines Brennstoffwechsels in einer fossilen Stromerzeugung für Deutschland, 2003-2021 (April)

Quelle: Hermann, Matthes, Keimeyer, Konzept für die Einführung eines CO₂-Mindestpreises im Stromsektor in Deutschland Öko-Institut (2021)

Sie gruppiert die verschiedenen Kraftwerkstypen in alte (ineffizient) und neue Anlagen (effizienter). So wären beispielsweise Anfang 2015 alte Braunkohlekraftwerke erst bei einem fiktiven CO₂-Preis von knapp 50 Euro je Tonne (CO₂-Wechselkurs) durch moderne Erdgas-Kraftwerke (GuD) abgelöst worden (rote durchgehende Linie). Das ist nicht passiert, denn der tatsächliche CO₂-Zertifikatspreis (EUA) im EU-Emissionshandelssystem lag damals nur bei wirkungslosen 10 Euro je Tonne (grüne gestrichelte Linie). Bis Anfang 2021 stieg der tatsächliche CO₂-Preis aufgrund von Reformen des Systems auf über 40 Euro je Tonne, der CO₂-Wechselkurs von Braunkohle alt zu Erdgas GuD lag diesmal aber bei etwa 38 Euro. Die Folge: Moderne Erdgaskraftwerke verdrängten tatsächlich zeitweise alte Braunkohlekraftwerke im Einsatz am Markt.

Doch warum hat sich der fiktive CO₂-Wechselkurs geändert? Es liegt an den sich ändernden Einkaufspreisen für Kohle oder Gas, die (wir erinnern uns), eine Variable der Merit Order sind. In unserem Beispiel führten vor allem tiefere Gaspreise im Jahr 2021 als im Jahr 2015 zu einem niedrigeren CO₂-Wechselkurs. Vergleichbar lassen sich die anderen CO₂-Wechselkurs-Linien lesen. Dass sich alle in der Höhe voneinander unterscheiden, liegt an der jeweiligen CO₂-Intensität der Anlagen.

Alle Linien würden heute wieder anders aussehen, nicht nur wegen des aktuell hohen Gaspreisniveaus. Denn die CO₂-Preise haben am 21. Februar 2023 erstmals in ihrer Geschichte die 100-Euro-Marke überschritten, was die Rentabilität der Braunkohleverstromung trotz hoher Strompreise enorm unter Druck setzt.



Abbildung: CO₂-Preise (EUA) Januar/Februar 2022

Quelle: [EU Carbon Permits - 2023 Data - 2005-2022 Historical - 2024 Forecast - Price - Quote \(tradingeconomics.com\)](https://tradingeconomics.com/eu-carbon-permits)

Ökostromanlagen nahmen bis vor Kurzem noch eine Sonderrolle am Strommarkt ein. Denn die in der Vergangenheit hohen Investitionskosten von Windkraft- und Solaranlagen ließen sich allein mit den Börsen-Einnahmen nicht refinanzieren, gleichwohl sie keine Brennstoffkosten haben. Hier kommt die gesetzliche EEG-Umlage ins Spiel, welche die Stromkunden noch bis zum letzten Sommer bezahlen mussten (was seit dem der Bundeshaushalt macht, soweit überhaupt noch nötig): Sie finanziert die Differenzkosten. Gemeinsam mit den CO₂-Preisen, korrigieren staatliche Vorgaben auf diese Weise zumindest teilweise den für Klimaschutz blinden Strommarkt unmittelbar.

Rolle von Strombörsen und außerbörslichem Handel

Ein Teil der Kraftwerkserzeugung wird über die Strombörsen verkauft, der Rest über längerfristige Direktverträge (Over the Counter, OTC). An den Börsen selbst werden Kurzfristmärkte und Langfristmärkte bedient. Die kurzfristigen Spotmärkte (so die oder [EPEX SPOT](https://www.epe.com/) in Paris) handeln Lieferverträge für den nächsten Tag und den selben Tag der physischen Lieferung des Stroms („Day-Ahead-Handel“ und „Intraday-Handel“). Terminmärkte (etwa [EEX](https://www.eex.com/) in Leipzig) haben dagegen längere

Laufzeiten bis hin zu mehreren Jahren zur physikalischen Erfüllung ("Terminkontrakte" oder "Futures"). Für die Day-Ahead-Märkte werden die Angebote für den nächsten Tag gesammelt. Im Intraday-Handel kommen dagegen sofort Anbieter und Käufer zusammen, sobald sich Angebots- und Nachfrage-Preise überschneiden.

Angeboten am Day-Ahead-Markt werden von den Erzeugern für eine bestimmte Strommenge besagte Grenzpreise, und zwar je Megawattstunde (MWh) für eine konkrete viertel Stunde am nächsten Tag. Die Börse ermittelt den Schnittpunkt von Angebot und Nachfrage, und damit den Market Clearing Preis. Erzeuger links des gedanklichen Schnittpunkts der Merit Order liefern dann anonym an (ebenfalls anonyme) Versorger und Unternehmen ihre Strommenge für den jeweiligen Zeitraum, und zwar zum Einheitspreis des teuersten Anbieters, den es brauchte um die gesamte Nachfrage zu bedienen. Alle Anbieter erhalten also diesen Preis, auch die preiswerteren.

Die Strombörsen übernehmen das Lieferrisiko – ein Unterschied zum OTC-Handel. Gleichwohl ein Großteil des Stroms OTC gehandelt wird, bilden die Börsenpreise den Anker der Preisbildung am gesamten Strommarkt.

Extraprofite bei externen Schocks

Soweit der Normalfall, denn das Ganze kommt nun mehrfach ins Wanken.

Erstens kurzfristig: Externe Schocks, wie aktuell der Gasmangel infolge des Überfalls Russlands auf die Ukraine, treiben die [Gaspreise](#) in ungeahnte Höhen. Wenn gleichzeitig Strom in Europa knapp ist (wie 2022, wo die Hälfte der französischen AKWs wegen Schäden und Revisionen außer Betrieb sind), dann setzen weiterhin Gaskraftwerke den Grenzpreis, obgleich der Gaspreis steigt. Der Strompreis wurde dann auch im letzten Jahr zeitweise durch die mehr als verzehnfachten Gasbezugspreise bestimmt – er [explodierte](#) auf 700 Euro je MWh am 26. August.

Das sei auch okay, Industrie und private Verbraucher*innen würden so unmittelbar spüren, dass Gas und Elektrizität tatsächlich knapp sind, argumentieren Marktwirtschaftler. Das wiederum helfe Energie einzusparen, preisbedingt sinke die Nachfrage, und damit auch wieder der Preis. Da ist auch etwas dran, jedenfalls sofern die Politik die privaten Haushalte angemessen und gerecht unterstützt, um Energiearmut zu verhindern. Gleichzeitig aber realisieren die Erzeuger von Strom aus Atom-, Kohle- und Erneuerbaren-Energien Anlagen infolge der absurd hohen Gaspreise enorme leistungslose Extragewinne auf Kosten der Verbraucherinnen und Verbraucher sowie von stromverbrauchenden Unternehmen. Schließlich ändern sich ihre deutlich niedrigeren Erzeugungskosten kaum.

Innerhalb des geltenden Strommarktdesigns ist der erste Punkt aus sozialer Sicht bereits problematisch, weil die staatlichen Kompensationen gegenwärtig kaum zielgenau und [wenig gerecht](#) sind. Das könnte man besser machen. Der zweite Punkt, die enormen Extragewinne, offenbart aber ein grundsätzliches Problem, dem seitens des Staates momentan nur hilfswiese mit ([kaum funktionierenden](#)) Übergewinnabschöpfungen entgegengetreten wird: Wie lässt sich grundsätzlich verhindern, dass private Haushalte bei Energiekrisen leistungslose Extraprofite von Stromversorgern finanzieren?

Ökostrom könnte zwar preiswerter als beispielsweise Strom aus Gaskraft angeboten werden, wenn der Strom nicht über die Börse, sondern über Direktlieferverträge geliefert würde. Das passiert aber nur sehr eingeschränkt bei manchen Langfristlieferverträgen an Unternehmen. Ohnehin orientieren sich auch diese Kontrakte auf längere Zeit am Börsenstrompreis, denn auch Betreiber von Wind- und Solaranlagen sind keine weichherzigen Philanthropen, sondern kalkulierende Unternehmer mit Gewinnerzielungsabsicht. Es bedarf also einer regulatorischen Lösung. Natürlich verdienen nicht nur

die meisten Stromerzeuger an solchen Krisen. Auch Unternehmen der Gaslieferländer, wie die USA oder Norwegen, streichen zusätzliche Milliarden ein, was an dieser Stelle aber nicht Thema sein soll.

Probleme des Marktdesigns im Zuge der Energiewende

Zweitens langfristig: Nach einer [Untersuchung](#) von Aurora Energy Research würden selbst bei einem Ökostromanteil von 90 Prozent Gaskraftwerke (irgendwann mit Wasserstoff statt Erdgas betrieben) in der Hälfte der Jahresstunden am Strommarkt preissetzend sein, gleichwohl ihr Beitrag zur Stromerzeugung gering wäre. Das klingt zunächst überraschend. Aber rein theoretisch würde ja tatsächlich bereits ein einziges existierendes Gaskraftwerk ausreichen - sollte es sich häufig im Schnittpunkt von Angebot und Nachfrage befinden, um lange Zeit den Clearingpreis für den gesamten Kraftwerkspark zu bestimmen.

In vielen Jahresstunden würde preiswerter Strom aus erneuerbaren Energien also überzahlt. In etlichen anderen dagegen würden Ökostrombetreiber ohne zusätzlich Förderung kein Geld verdienen, da Elektrizität dann häufig im Überschuss vorhanden sein wird und immer öfter zu negativen Großhandelspreisen führt. Bezahlt würde dann fürs Stromverbrauchen, nicht für den Stromeinkauf, würde der Überschuss nicht anderweitig genutzt. Die Refinanzierung der Ökostromanlagen wäre insgesamt genauso wenig sicher und planbar, wie die von Gaskraftwerken, welche nicht ausreichend Strommengen absetzen könnten, um ihre Fixkosten zu decken. Welche Bank würde bei solchen Unsicherheiten Kreditlinien für Kraftwerksinvestitionen ausreichen?

Problematische Preisgestaltung auch im Falle der so genannten Dunkelflaute im Winter, wo nach 16:00 Uhr keine Sonne mehr scheint, auf PV-Anlage womöglich ohnehin Schnee liegt, aber gern auch mal bei Hochdrucklagen großräumig zwei, drei Wochen kaum Wind weht: In einem voll regenerativen System würden in diesen Stunden vor allem mit grünem Wasserstoff betriebene Gasturbinen den Elektrizitätsbedarf sichern. Das wäre klimafreundlich, aber noch teurer als mit Erdgas befeuerten Gaskraftwerken, was tagelang hohe Extraprofite für sämtliche verbliebene Erzeuger generieren würde.

Kurz und gut: Das momentane Strommarktdesign taugt nicht für das künftige Energiesystem, es muss angepasst werden. Als ein Lösungsansatz wird beispielsweise diskutiert, am Markt nicht mehr nur die produzierte Strommenge zu vergüten (Vergütung elektrischer Arbeit), sondern auch bereits die Bereitstellung der MÖGLICHKEIT, Strom zu liefern (Vergütung elektrischer Leistung). Beide Zahlungsströme müssten in einem ausgewogenen Verhältnis zueinander geschehen, und sollten zusammen für die Verbraucher*innen auf keinen Fall teurer ausfallen, als das heutige System, werben die Befürworter, etwa die deutsche Elektrizitätswirtschaft.

Weitgehend unstrittig in den Debatten: Ein reformierter Strommarkt muss im Tagesgeschäft effizient jenen Anlagen einen Zuschlag erteilen, die unter Berücksichtigung der CO₂-Preise am preiswertesten zum Einsatz kommen können. Und er muss langfristig (Re-)Investitionen in Umfang und Erzeugungsart dort anreizen, wo sie Energiewende-dienlich sind.

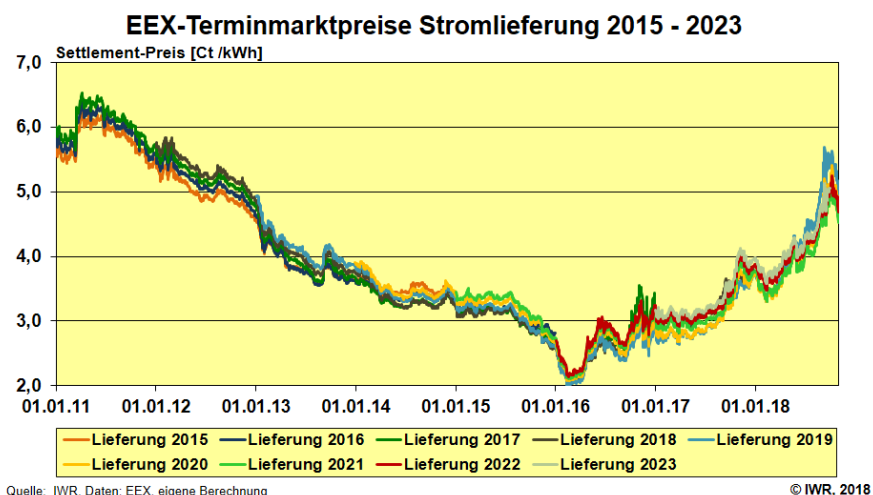
Idealerweise müssten in einem reformierten Strommarkt auch die Kosten und Übertragungsverluste des Ferntransports von Strom ein Preisschild haben, das ins Handelsgeschäft eingeht (wie in Regionen der USA). Das passiert derzeit hierzulande nicht, die Kosten der Übertragungsnetzbetreiber werden schlicht bundesweit auf alle Stromkunden gewälzt. Ein Grund, warum so viel Strom von Nord nach Süd transportiert wird und sich Bayern dennoch leisten kann, den Windkraftausbau zu torpedieren. Dieser Berücksichtigung werden allerdings wenig Chancen im Reformprozess eingeräumt, da sie einen kompletten Wandel des Strommarkts zu einem so genannten Nodal- oder Knotenpreissystem erfordern würde, welches sich in Europa historisch nirgends herausgebildet hat, und wiederum [andere Nachteile](#) birgt.

Grundsätzlich müsste das Strommarktdesign die Dekarbonisierung des Energiesystems unterstützen und dabei weiterhin zu jeder Minute Versorgungssicherheit garantieren. Und es sollte eben auch leistungslose Extragewinne soweit wie möglich ausschließen oder wenigstens zuverlässig zu Gunsten der Stromverbraucher*innen abschöpfen. In dem Fall müsste sich der Staat endlich dazu qualifizieren, abgeschöpfte Mittel sozial zielgenau statt mit der Gießkanne an die Stromkund*innen zurückzugeben.

Wo der Strommarkt funktioniert (hat)

Bei all dem Frust um das aktuelle Strommarktdesign und der kriegsbedingten Strompreisexplosion sei daran erinnert, dass das geltende Marktdesign für Strom lange Zeit auch nützlich war. Aufgrund der wachsenden Einspeisung regenerativer Energien wurde die Merit-Order-Treppe der fossil-atomaren Erzeugungsanlagen jahrelang „nach rechts verschoben“. Die teuersten Kraftwerke wurden damit aus dem Markteinsatz gedrängt. Bei gegebenem Verbrauch und konstanten CO₂- und Brennstoffpreisen führt das in der Theorie zwingend zu einem sinkenden Großhandelspreis für Strom. Und genau dies ist von 2011 bis 2016 am EEX-Terminmarkt ablesbar, die Preise sanken dort zeitweilig bis auf 2 Cent je Kilowattstunde. Selbst hochmoderne (und dennoch im Betrieb recht teure) Gaskraftwerke verdienten kein Geld mehr zur Anlagenrefinanzierung, wurden teilweise gar stillgelegt. Die Entwicklung war Auslöser der ersten großen Debatte um ein neues Strommarktdesign in den Jahren 2013 bis 2015, näheres dazu [hier](#).

Der Anstieg der CO₂-Preise ab 2017 infolge vorgenommener Reformen ist eine der Ursachen dafür, dass der Großhandelspreis wieder auf etwa 5 bis 6 Cent je kWh anstieg – bevor er aufgrund des Ukrainekrieges explodierte. Gleichzeitig verloren mit den höheren CO₂-Preisen, wie erwähnt, ältere Braunkohlekraftwerke Vollarbeitsstunden. Etliche Szenarien, wie ein Bericht der [Bundesnetzagentur zusammenfasst](#), gehen davon aus, dass die Kohleverstromung zwischen 2028 und 2030 unrentabel, also marktbedingt beendet wird. In dem Falle hätte der Markt (über den politisch veranlassten CO₂-Preis und Ökostromausbau) über das deutsche Ordnungsrecht gesiegt. Denn das Kohleausstiegsgesetz sieht derzeit einen Ausstieg bis 2038 vor, der unter bestimmten Bedingungen auf 2035 vorgezogen werden kann.



Quelle: Internationale Wirtschaftsforum Regenerative Energien (IWR), abgerufen unter: [Strompreise für Verbraucher steigen - Börsen-Strompreise sinken auf Rekordtiefs \(iwr-institut.de\)](#)

Die Reformpläne in Brüssel und Berlin

In Brüssel und Berlin wurden die Herausforderungen zumindest erkannt. Eben startete die EU-Kommission eine [Konsultation](#) zum Thema. Noch vor der Tagung des Europäischen Rates im März

2023 will sie gezielte Änderungen am Strommarktdesign vorschlagen. Zuvor, im Dezember, hatte sie in einem unveröffentlichten „Non-Paper“ signalisiert, dass in einem künftigen Strommarkt die am Markt erzielbaren Einnahmen bestimmter Erzeuger künftig dauerhaft begrenzt werden könnten. Sie sollten stärker ihre tatsächlichen Produktionskosten widerspiegeln und weniger vom Gaspreis bestimmt sein. Das Papier stellte dafür verschiedene Vorschläge zur Diskussion, ähnlich ein umfangreicher Fragebogen im Rahmen der Konsultation.

Um beispielsweise Stromkunden einen besseren Zugang zu günstigen Erzeugern zu geben, könnten Neuanlagen, die ohne staatliche Förderung auskommen, am Markt langfristigen Stromabnahmevereinbarungen (PPAs) abschließen, so die Kommission. Wenn sie Förderung benötigen, sollten so genannte langfristige symmetrische Differenzverträge (CfD) ins Auge gefasst werden. Hierbei wird dem Ökostromerzeuger (wie heute) vom Staat eine kostendeckende Vergütung garantiert, in dem bei niedrigen Marktpreisen die Differenzkosten zum Marktpreis zugeschossen werden. Der Erzeuger müsste dann aber umgekehrt bei hohen Marktpreisen auch den dann erzielbaren Überschuss an den Staat abtreten, das wäre neu. Eine vertragliche Übergewinnabschöpfung quasi. Im Fragebogentext zur Konsultation stellt die Kommission allerdings offen, inwieweit die verschiedenen Vertragstypen verpflichtend sein sollen oder freiwillig.

Insgesamt soll nicht nur die Rolle des Spotmarkts und dessen Grenzpreisbildung zurückgedrängt werden. Die Kommission will auch Optionen abwägen, mit denen Verbraucher*innen „in Notfällen Zugang zu einem Mindestmaß an Strom zu einem angemessenen Preis“ haben sollen, offensichtlich angelehnt an der aktuellen temporären Strompreisbremse. Darüber hinaus sollen der so genannte „Eigenverbrauch“ von selbst erzeugtem Strom (etwa vom Dach) sowie der nachbarschaftliche Stromhandel kleiner Erzeuger und Verbraucher (Prosumer) gestärkt werden. Beides koppelt den Strombezug vom kurzfristigen Marktgeschehen ab (stellt aber Fragen zur gerechten Refinanzierung der überregionalen Energieinfrastruktur, etwa der Netzentgelte). Ferner sollen Versorger ab einer bestimmten Größe verpflichtet werden, Endkunden Fixpreise für einen bestimmten Teil des Bedarfs mit fester Laufzeit anbieten zu müssen, was bestehende Verpflichtungen, Verträge mit dynamischen Preisen anzubieten, ergänzen würde.

Um teure Gaskraft als Preissetzer im Strommarkt zu verdrängen, soll mehr Augenmerk auf Alternativen gelegt werden, die ähnlich flexibel agieren können, aber momentan noch zu wenig im Einsatz und kaum eingebunden in den Strommarkt sind: Stromspeicher sowie die Nachfragesteuerung aufseiten der privaten und industriellen Stromverbraucher. Um das zu verbessern könnte nach dem Kommissions-Fragebogen etwa die Tarifgestaltung der Netzbetreiber angepasst werden.

Auch der weitere Ausbau von Ökostromanlagen wird die Einsatzstunden der Gaskraftwerke vermindern, argumentiert die Kommission. Überlegungen gehen ferner dahin, die zunehmende Digitalisierung zu nutzen, um deutlich stärker als bisher Einfluss auf die Stromnachfrage nehmen. Das könnte mittels flexibler Tarife geschehen, die bei niedrigem Stromangebot steigen und bei hohem fallen. Reagierten industrielle Verbraucher und Haushalte, würden Preisspitzen geplättet.

Ohne nähere Details dazu auszuführen, will die Kommission will zudem prüfen, wie Übergewinne am Strommarkt dauerhaft zu begrenzen sind. Sie nimmt dabei Bezug auf die Übergewinnabschöpfung über Erlösobergrenzen, die der EU-Rat im November beschlossen hatte. Ein solches System könne verstetigt werden oder nur explizit in Krisensituationen. Die derzeitige Abschöpfung (die allerdings [ins Leere läuft](#)) ist zeitlich befristet.

Extrempreise will die Kommission künftig von vornherein möglichst verhindern. Dahinter dürfte unter anderem die Debatte um zeitweise [Extrempreisspitzen](#) im Gasmarkt stehen, und welche

offensichtlich stark spekulativ getrieben sind, also durch Fundamentaldaten kaum mehr erklärbar. Diese Preissprünge im Gasmarkt treiben auch die Strompreise.

Vor Weihnachten hatten die EU-Energieminister bereits einen unter den Mitgliedstaaten extrem umstrittenen und überdies löchrigen Gaspreisdeckel für alle Großhandelsplätze beschlossen, der sich allerdings gleichzeitig gegen Russland richtete. Die Auslöseschwelle für den Deckel ist an zwei Bedingungen geknüpft, die dazu führen, dass er real nicht zur Anwendung kommt, und damit auch dem Strommarkt nichts nutzt: Zum einen muss der Preis zur Lieferung im kommenden Monat an der niederländischen Gasbörse TTF drei Werktagen über 180 Euro pro Megawattstunde liegen. Zum anderen muss dieser Preis gleichzeitig mindestens 35 Euro über dem Weltmarktpreis für Flüssiggas stehen. Insbesondere Deutschland hatte sich lange gegen einen solchen Deckel gewehrt, weil die Bundesregierung befürchtete, LNG-Tanker könnten bei einer ambitionierten Preisobergrenze nach Asien abdrehen. Sie setzte auf die hierzulande eingesetzten Energiepreisbremsen auf Verbraucher*innen-Seite – ein Vorgehen, das sich ärmere EU-Länder nur eingeschränkt leisten können.

Ein anderes Modell, welches in Brüssel europäische Lösung aber eher zurückhaltend debattiert wird, fahren derzeit Spanien und Portugal. Stromerzeuger von Gaskraftwerken dürfen dort bei ihrer Kostenkalkulation für ihr Angebot an der Strombörse seit Juni 2022 einen staatlich festgelegten Gaspreis pro Megawattstunde nicht überschreiten (in den ersten Monaten zunächst bei 40 Euro pro Megawattstunde, in den Folgemonaten bis zum 31. Mai 2023 auf 70 Euro pro Megawattstunde ansteigend - der Großhandelspreis lag im Sommer kurzzeitig bei über 300 Euro). Das so genannte iberische Modell, das eine [Studie der Rosa-Luxemburg-Stiftung](#) beschreibt, hat zwei Effekte: Zum einen sinken die Strompreise in beiden Ländern insgesamt, und damit auch das notwendige Volumen von Staatshilfen für Stromverbraucher*innen. Zum anderen werden leistungslose Extraprofite im Elektrizitätsmarkt gemindert. Der Staat schießt die Differenz zwischen den anfangs 40 Euro und dem tatsächlichen Marktpreis für Gas zu, zu dem die Stromerzeuger kaufen. Die Kosten dafür liegen deutlich niedriger, als eine Strompreisbremse gekostet hätte.

Wollte man ein vergleichbares Modell auch in Deutschland einführen, würde das voraussetzen, dass der grenzüberschreitende Stromhandel eingeschränkt wird, was andere negative Folgen haben könnte. Die Einschränkung wäre nötig, weil sich in Spanien auch die Achillesferse eines solchen Vorgehens zeigt: Frankreich kaufte monatelang aufgrund reihenweise ausfallender Atomkraftwerke im großen Umfang Elektrizität aus sämtlichen Nachbarländern, insbesondere den nunmehr sehr preiswerten spanischen Strom, soweit es die wenigen Grenzkuppelstellen zu Frankreich physikalisch zuließen. Deshalb liefen die Gaskraftwerke auf der iberischen Halbinsel auf Hochtouren. Eine [Studie](#) im Auftrag der Österreichischen Arbeiterkammer kommt allerdings zum Ergebnis, dass diese Stromabflüsse auch andere Ursachen haben könnten.

Eine naheliegende Möglichkeit wäre, das iberische Modell in der gesamten EU einzuführen. Doch auch in einem solchen Regime könnte es zu Stromabflüssen kommen, etwa nach Großbritannien anderen Ländern mit Stromverbund zur EU, wird von der EU-Kommission befürchtet. Wie stichhaltig dies ist, müsste näher untersucht werden.

Einen weiteren Aspekt legt die Kommission auf Markttransparenz und Marktintegrität im Elektrizitätsmarkt, wo sie bestehende Vorschriften verschärfen und Strafen EU-weit harmonisieren will. Das betrifft unter anderem die erweiterte Veröffentlichung von Marktdaten.

Wer wissen will, wie die deutsche Energiewirtschaft zum Thema tickt, sollte sich das [Ergebnispapier](#) ihrer „Stakeholder-Plattform Strommarktdesign“ anschauen. Vieles ähnelt den noch recht allgemeinen, aber vielfach nachvollziehbaren Vorschlägen und Fragen der EU-Kommission, der

Schwerpunkt liegt auf die Einführung eines „Marktmechanismus für Versorgungssicherheit“, der auch selten genutzte, aber benötigte Erzeugungs- oder Speicherkapazitäten honoriert (siehe genannte Kapazitätsvergütungen). Einhellig war bei der Vorstellung im Dezember aber die Warnung der Verbände davor, die aktuelle Übergewinnabschöpfung zu verstetigen, welche als „marktfern“ verstanden wird. Es ist leider zu erwarten, dass auch die Bundesregierung in Brüssel versuchen wird, dauerhafte Gewinnabschöpfungen zu verhindern.

Das Ergebnispapier soll genauso Signale in Richtung der Brüsseler Pläne senden, wie zum deutschen Pendant namens „Plattform Klimaneutrales Stromsystem“ (PKNS). Mitglieder der PKNS sind verschiedene Interessenverbände aus den Bereichen Energiewirtschaft, Verbraucherinnen und Verbraucher, Industrie sowie Zivilgesellschaft. Vertreten sind zudem die relevanten Ressorts der Bundesregierung und die Bundesbehörden. Die Politik ist auch vertreten durch Teilnehmer und Teilnehmerinnen der Koalitionsfraktionen im Bundestag sowie der Länder – also mit Ausnahme der Oppositionsfraktionen.

Die [vier Arbeitsgruppen](#) der PKNS werden in Deutschland voraussichtlich ab Anfang März ihre Arbeit unter dem Dach des Bundeswirtschaftsministeriums aufnehmen. Ihre Namen geben Rückschlüsse auf die Themen: AG 1: Sicherung der Finanzierung von Erneuerbaren Energien (EE), AG 2: Ausbau und Einbindung von Flexibilitätsoptionen, AG 3: Finanzierung von steuerbaren Kapazitäten zur Residuallastdeckung, AG 4: Lokale Signale.

In einer Themenwolke, gebildet durch die Teilnehmer*innen der PKNS-Auftaktveranstaltung am 20. Februar 2023 in Berlin, wurden übrigens der Begriff „Verteilungsfragen“ optisch größer abgebildet (d.h. als öfter benannt) als „Markt“. In den Statements der Vertreter*inne der Energiewirtschaft spielte er dagegen keine Rolle. Abgesehen davon, dass auch hier vor der Weiterführung von Übergewinnabschöpfungen - wie es die EU-Kommission zumindest als Option sieht - einhellig gewarnt wurde.



Abbildung: Themenwolke, gebildet durch die Teilnehmer*innen der PKNS-Auftaktveranstaltung am 20.02.2023

Die Bundesregierung strebt bei der Reform des Strommarktdesigns einen zweistufigen Prozess an, bei dem in der ersten Phase der Staat die notwendigen neuen Gaskraftwerke (geplant sind 25 Gigawatt „wasserstofffähige“ Kraftwerke) im Rahmen einer neuen „Kraftwerksstrategie“ selbst in Auftrag gibt, anstatt dem Markt die Investitionsentscheidungen zu überlassen. Ein neues Strommarktdesign soll dann erst ab 2030 greifen und Kraftwerksinvestitionen anreizen, wie [Tagesspiel Background](#) im Vorfeld berichtete.

Bundeswirtschaftsminister Robert Habeck ging in seiner [Rede zum PKNS-Auftakt](#) davon aus, dass sich der EU-Prozess (für den die EU-Kommission am 14. April Vorschläge vorlegen will) ebenfalls zunächst

mit kürzerfristig wirksamen Änderungen befasst wird. Entscheidungen über grundlegende Änderungen erwartet er erst nach den nächsten Wahlen zum EU-Parlament 2024. Die deutsche Plattform soll noch in diesem Sommer einen ersten Bericht „mit wesentlichen Ergebnissen“ veröffentlichen, und im Jahr 2024 „richtig vorankommen“. Allerdings sind die Ergebnisse der PKNS für das BMWK nicht verbindlich, die Plattform hat kein klares Mandat – im Gegensatz zur damaligen Kohlekommission.

Zur laufenden Strommarktdiskussion auf europäischer Ebene hat Deutschland zusammen mit sechs anderen Mitgliedsstaaten gerade ein dreiseitiges [Positionspapier](#) veröffentlicht. Auch hier findet sich eine Ablehnung von systematischen Übergewinnabschöpfungen: Die Einreicher seien „skeptisch gegenüber einer generellen Begrenzung der Einnahmen, wie sie von der EU-Kommission eingeführt wurde ... da dies das Vertrauen der Anleger in die erforderlichen Investitionen beeinträchtigen könnte“.

Einbettung des Strommarkts in staatliche Regulierung

Egal, wie ein künftiges Strommarktdesign aussehen wird. Es bettet sich ein in einen Instrumentenmix im Elektrizitätssektor, an dem an vielen Stellen geschraubt wird. So mittels Ordnungsrecht, wie etwa dem Kohleausstiegsgesetz und dem Strukturstärkungsgesetz. Beide müssten eigentlich den Kohleausstieg bis 2030 organisieren, der laut Koalitionsvertrag bis dahin „idealerweise“ angestrebt wird, sie werden darum wohl zeitnah novelliert werden müssen, damit die Politik nicht vom Marktergebnis überrollt wird, siehe oben. Der [EU-Emissionshandel](#), der die Betreiber von fossilen Kraftwerken dazu zwingt, mittlerweile CO₂-Preise von über 100 Euro je Tonne in ihr Handelsgeschäft einzupreisen, wurde dagegen jüngst reformiert. Ebenso das lange erfolgreiche Erneuerbare-Energie-Gesetz, welches seit 20 Jahren mit Vorrangregelungen und Rentabilitätsgarantien Ökostromanlagen in den Markt bringt und auf konkreten Ausbauzielen fußt.

Der Strommarkt im umfassenden Sinn wird also längst nicht nur von der Börse bestimmt, er wird in weiten Teilen über die Politik reguliert. Dabei werden auch das engere Strommarktdesign und seine Reform in linken Konzepten eine Rolle spielen müssen. Schließlich hat sich die Elektrizitätswelt in den letzten Jahrzehnten gravierend geändert: von einer Handvoll Stromproduzenten zu mehreren Millionen Einspeisern. Es ist schlichtweg schwer vorstellbar, wie die unzähligen dezentralen Erzeugungsanlagen sowie die Anbieter von Speicherleistung und Lastmanagement sinnvoll im Einsatz und in ihrer Vergütung zu koordinieren wären, wollte man eine Preisfindung über den Markt kategorisch ausschließen. Zumindest für einen zu definierenden Kernbereich des Stromhandels werden Börsen weiterhin wichtige eine Rolle einnehmen. Es muss vielmehr definiert werden, welche Rolle sie und andere Handelsplätze für welche Akteure und welche Marktsegmente haben sollen, beziehungsweise wo und wie tief der Staat den Markt zum Wohle der Gesellschaft und der Umwelt begrenzt und mit anderen Mechanismen ergänzt. Dabei zu verhindern, dass leistungslose Übergewinne für Energieerzeuger regelmäßig entstehen, ist hier nur eine Aufgabe von vielen Problemen, die zu lösen sind.