

Der Erhalt von sechs Kernkraftwerken könnte den Großhandelspreis für Strom um die Hälfte absenken

Björn Peters

Die Bundespolitik diskutiert derzeit über die Frage, welche Auswirkungen ein Weiterbetrieb von Kernkraftwerken auf den deutschen Strommarkt haben würde. Das ifo hat errechnet, dass ein Weiterbetrieb der Kernkraftwerke Isar 2, Neckarwestheim und Emsland eine Ersparnis von vier Prozent in den Großhandelspreisen erbringen würde. Auf Basis von langjährigen Wetter- und Lastgangsdaten ermitteln wir für dieses Szenario eine Ersparnis von 21 Prozent. Würden auch die bereits außer Betrieb genommenen Kernkraftwerke Gundremmingen, Grohnde und Brokdorf wieder reaktiviert werden können, errechnen wir eine Ersparnis von 60%. Diese Werte sind mit Vorsicht zu betrachten. Märkte handeln die Zukunft, und sie agieren nicht immer rational, so dass die tatsächliche Ersparnis auch höher oder niedriger ausfallen kann. Auch wird nur ein Teil der Strommenge an den Börsen gehandelt, andere Teile werden in Langfristkontrakten zwischen jeweils zwei Parteien verkauft. Die Simulationsergebnisse zeigen aber den starken, nichtlinearen Effekt des Erhalts von Kernkraftwerken auf die Erschwinglichkeit von elektrischer Energie.

METHODIK

Wir simulieren den Strommarkt auf Basis des Lastgangs und einer siebenjährigen Wetterdatenreihe der Kalenderjahre 2008 bis 2014. Die Lastgangsdaten werden von den Stromnetzbetreibern regelmäßig veröffentlicht. Die Wetterdaten wurden von DWD übernommen und von einem Team um den Autor herum am Institut für Atmosphärenphysik der Universität Mainz im Jahr 2015 in synthetische Wind- und Solarproduktion umgerechnet.

Die synthetische Produktion von wetterabhängig arbeitenden Kraftwerken hat Vor- und Nachteile. Ein wichtiger Vorteil ist die leichte Skalierbarkeit der Produktionsdaten auf ein gewünschtes Kapazitätsziel. Dadurch lassen sich beliebige politisch gewünschte Szenarien der Marktdurchdringung mit wetterabhängigen Kraftwerken durchspielen. Allerdings ermöglichen die synthetischen Produktionsdaten keine regional spezifischen Ausbaupfade – es werden Wind- und Solaranlagen gleichmäßig über Deutschland und die nahen Seegebiete verteilt – und die Lastgangsdaten bleiben statisch, können daher keine Verhaltensänderungen in Gesellschaft und Industrie widerspiegeln.

Unumgänglich ist die Verwendung von langjährigen Wetterdaten. Als die Daten im Jahr 2015 erstellt wurden, waren sie der längste Datensatz in der Energieforschung, während selbst heute noch unzulässigerweise nur jeweils ein Wetterjahr für Simulationen des Energiesystems herangezogen wird. Professionelles Risikomanagement in der Energiemodellierung würde bedeuten, auch seltene

Phasen extremer Kälte, Bewölkung und Windstillstand zu berücksichtigen. Eine Gewichtung mit der Wahrscheinlichkeit solcher Phasen ist unzulässig, da die Energieversorgung immer funktionieren muss, also auch in den Phasen von Extremwetter. Dies stellt allerdings noch keinen Schwerpunkt der Energiesystemforschung dar; die besten Modelle (wie das des IEK-3 in Jülich) verwenden zwar über 35-jährige Datenreihen, der Schritt zur statistischen Energiemeteorologie wurde aber noch nicht gegangen. Dieser würde bedeuten, aus den langjährigen Wetterdaten Profile mit 30-, 100- oder gar 500-jährlichen Dunkelflauten zu errechnen, in Analogie zu entsprechenden Hochwasserlinien. (Deutsche Kernkraftwerke müssen einem 10.000-jährlichen Hochwasser standhalten.)

Der veröffentlichte Lastgang ist unvollständig, er enthält keine Beiträge von Eigenversorgern, also von Kraftwerken, die nicht ans Stromnetz angeschlossen sind, sondern nur an eine industrielle Produktionsanlage. Andererseits ignorieren wir den Beitrag von Wasserkraft und Biomasseverstromung. Beide Effekte liegen im Bereich von 7 GW und gleichen sich daher aus.

Durch Abzug der synthetischen Produktion aus Solar- und Windkraftwerken vom Lastgang erhalten wir die Residuallast. Diese muss vom Strommarkt mit thermischen Kraftwerken produziert werden. Für den Strommarkt ist daher die Solar- und Windeinspeisung eine externe Größe; man könnte formulieren, dass es nicht einen Strommarkt für Deutschland gibt, sondern jede Stunde einen anderen.

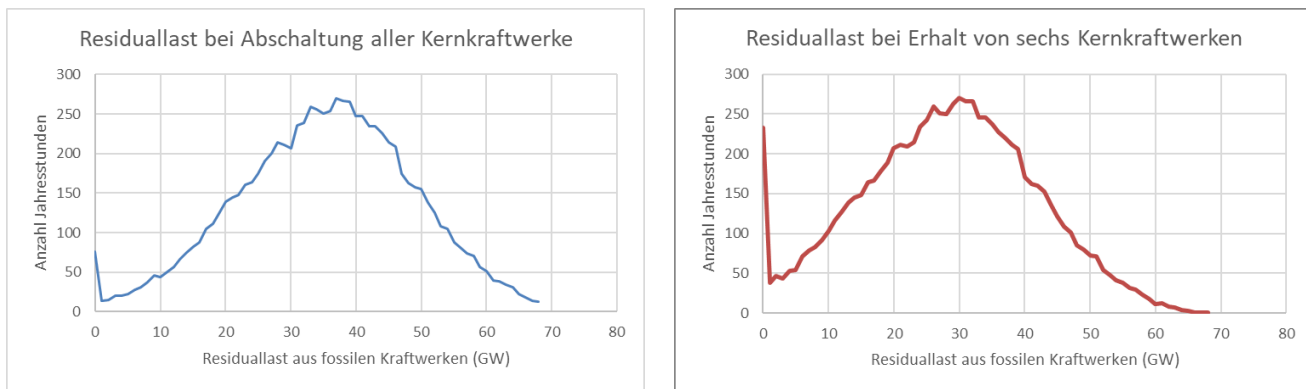


Abb. 1: Residuallast mit und ohne Kernkraft.

Wir berücksichtigen jeweils den Lastgang mit und ohne Kernkraftwerke, die wir für diese Zwecke zu den sauberen Energien aus Solar- und Windkraft hinzurechnen. Zeiten mit Überschüssen an sauberen Energien ignorieren wir. In der Praxis würde man die Überschüsse abregeln, da sich auch heute durch hier nicht berücksichtigte Netzengpässe immer wieder Situationen der Abregelung von Wind- und Solarenergie ergeben.

Die Preise, die sich am Strommarkt ergeben, ermitteln wir aus dem EWI Merit Order Tool 2022 mit Werten für 2021. Das Jahr 2021 zeichnete sich dadurch aus, dass sich die gegenwärtige Energiekrise zu entfalten begann. Die Ursachen für die Energiekrise sehen wir auch im Krieg Russlands gegen die Ukraine und dem Lieferstopp für Gas, die Krise begann aber wesentlich früher, ausgelöst durch schwache Windstromproduktion in der ersten Jahreshälfte 2021 und dem vermehrten Einsatz von Erdgas zur Stromproduktion in ganz Westeuropa. Dadurch hatten sich bis zur Jahresmitte 2021 die Preise für Erdgas und CO₂-Emissionszertifikate im

Verhältnis zum Jahresanfang bereits verdoppelt, und bis zum Jahresende 2021 waren diese Preise um das 3–4-fache angestiegen.

Wir berechnen also für jede der 61.368 Stunden der Jahre 2008 bis 2014 den Börsenpreis, der sich aufgrund der Residuallast laut dem EWI-Merit-Order-Tool ergeben hätte, gewichten diesen durch die Residuallast und summieren dann über den Marktwert der Stromproduktion über alle Stundenscheiben. Nach Division durch den Faktor 7 erhalten wir den durchschnittlichen Marktwert des Strommarkt in einem ganzen Kalenderjahr.

Die Eingangsparameter im EWI Merit-Order-Tool variieren wir, um den gestiegenen Marktpreisen für Kohle, Erdgas und CO₂-Emissionszertifikaten Rechnung zu tragen bzw. den Einfluss von zusätzlichen Kernkraftwerken zu simulieren (s. u.).

ERGEBNISSE

Aus der Merit-Order-Kurve des EWI und unseren simulierten Stromproduktionsdaten über sieben

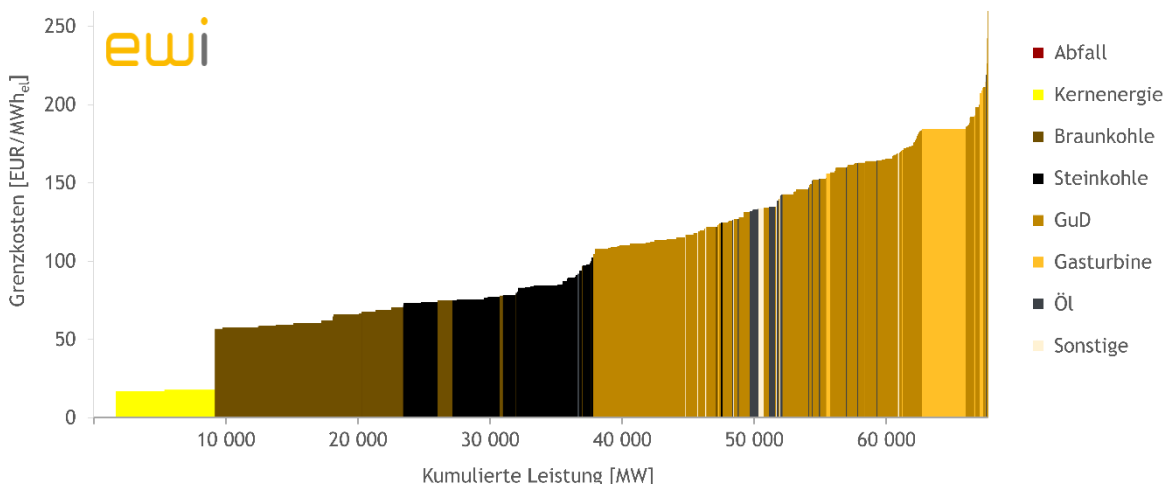


Abb. 2: EWI Merit Order Tool 2022 mit Daten für 2021.

Szenarien	Situation 2021	Ohne KKW Werte von 2021	Drei KKW Werte von 2021	Sechs KKW Werte von 2021	Ohne KKW Werte von 2022	Drei KKW Werte von 2022	Sechs KKW Werte von 2022	Sechs KKW sekundäre Effekte
Preis Steinkohle (EUR/MWh)	14,56	14,56	14,56	14,56	27,50	27,50	27,50	25,00
Preis Erdgas (EUR/MWh)	54,06	54,06	54,06	54,06	150,00	150,00	150,00	130,00
Preis CO ₂ (EUR/Tonne)	52,09	52,09	52,09	52,09	90,00	90,00	90,00	75,00
Kernkraftkapazität (MW/a)	7.546,00	0,00	3.772,00	7.546,00	0,00	3.772,00	7.546,00	7.546,00
Marktwert/Jahr (Mrd. EUR)	22,70	41,30	30,8	22,70	97,00	66,80	45,00	39,10
Durchschnittspreis (EUR/MWh)	46,10	83,90	62,60	46,10	197,10	135,70	91,40	79,40
ERSPARNIS						31 %	54 %	60 %

Tab. 1:
Simulationsannahmen und -ergebnisse.

Jahre ermitteln wir einen Durchschnittspreis von 46,10 EUR/MWh. Fallen die drei im Jahr 2021 abgeschalteten Kernkraftwerke weg, errechnen wir einen Durchschnittspreis von 62,60 EUR/MWh. Ganz ohne Kernkraft ermitteln wir einen Durchschnittspreis von 83,90 EUR/MWh, also fast eine Verdoppelung der Börsenstrompreise. Der starke Anstieg ergibt sich aus der quadratischen Gewichtung von Zeiten mit hoher Residuallast: Sowohl muss ja dann auch mehr Strom aus fossil betriebenen Kraftwerken bereitgestellt werden, er ist über den Merit-Order-Effekt auch noch deutlich teurer, gerade dann, wenn ein Brennstoffwechsel in der Preissetzung von Kohle nach Erdgas eintritt.

In der rechten Hälfte der Tabelle wurden die Simulationsergebnisse wiederholt. Angenommen wurde zunächst ein Anstieg des Preises für Steinkohle von 14,56 auf 27,50 EUR/MWh_{th}, ein Anstieg des Preises für Erdgas von 54,06 auf 150 EUR/MWh_{th} sowie ein Anstieg des Preises für CO₂-Emissionszertifikate von 52,09 auf 90 EUR/Tonne. Dies entspricht in etwa den Marktwerten des Sommers 2022.

Das Ergebnis „ohne Kernkraftwerke“ entspricht den Markterwartungen ab 2023, also nach vollendetem Atomausstieg. Wir errechnen auf Basis der Simulationen einen durchschnittlichen Börsenpreis von 197,10 EUR/MWh, also immer noch deutlich unter den Grundlastpreisen der Jahresfutures 2023 und 2024, wie sie derzeit an der EEX gehandelt werden. Der relative Effekt der Preisersparnis durch Laufzeitverlängerung wäre noch größer, wenn realistischere Parameter verwendet worden wären.

Ein Testfall ist auch das Szenario mit drei KKW, also dem Szenario 2022. Dort sollte sich der Börsenstrompreis um 31 % auf im Mittel 135,70 EUR/MWh verbilligen. Würden die drei zuletzt abgeschalteten Kernkraftwerke noch laufen, ergäbe sich eine Absenkung um 54 % auf 91,40 EUR/MWh.

Diese Absenkung ist aber für 2023 noch nicht die volle Wahrheit, denn neben der Preissenkung aus dem Merit-Order-Effekt ergeben sich noch zwei

weitere sekundäre Effekte und ein tertiärer Effekt der Preisabsenkung.

Wenn Atomstrom erhalten bleibt, wird weniger Gas und Kohle im Stromsektor verbrannt. Dadurch stehen diese Mengen andernorts zur Verfügung und deren Preis sinkt ab. Da diese Märkte europäisch oder gar international organisiert sind, werden Verbraucher auch jenseits der deutschen Landesgrenzen entlastet. Wir simulieren den Effekt mit einer Reduktion von 150 auf 130 EUR/MWh_{th} bei Erdgas und mit einer Reduktion von 27,50 auf 25,00 EUR/MWh_{th} bei Kohle.

Ähnlich bedeutend ist der Effekt auf CO₂-Emissionszertifikate. Wenn über 60 TWh jährlich an Atomstrom zusätzlich erzeugt würden, entfielen die Notwendigkeit, diese Menge mit CO₂ emittierenden Kraftwerken zu erzeugen. Je nachdem, ob der Atomstrom mehr Gas- oder mehr Kohlestrom ersetzt, ergeben sich 40 – 60 Millionen Tonnen an CO₂-Einsparungen, mithin mehrere Prozent des ETS-Markts. Da dieser Markt stark inelastisch auf Nachfrageschwankungen reagiert, kann der Preisefekt größer sein. Wir simulieren die Preisentlastung mit einer Reduktion von 90 auf 75 EUR/Tonne, die gleichfalls wieder allen europäischen Nachbarn zugutekäme.

Ein tertiärer Effekt der Absenkung ergibt sich, weil gesunkene Brennstoff- und CO₂-Preise unmittelbar wieder die Merit-Order-Kurve insgesamt drücken würde. Diese Effekte sorgen in unserer Simulation für eine weitere Entlastung des durchschnittlichen Strompreises von 91,40 auf 79,40 EUR/MWh, was im Verhältnis zur Situation ohne Kernkraftwerke (197,10 EUR/MWh) einer Entlastung um 60 % entspricht.

FAZIT

Die hier vorgestellte Simulation des Gesamtmarkts beruht auf zahlreichen Vereinfachungen, berücksichtigt aber langjährige Datenreihen des Stromverbrauchs (Lastgang) und der wetterbedingt schwankenden Einspeisung aus Solar- und



Windkraft über sieben Jahre. Zusätzlich wird die reale Merit-Order-Kurve des Jahres 2021 verwendet. Die Merit-Order-Kurve des Jahres 2022 stand aber noch nicht zur Verfügung, um noch realistischere Preise am Strommarkt abbilden zu können, außerdem wurde stark vereinfachend angenommen, dass sämtlicher Strom über die Strombörse gehandelt würde. Eine weitere Vereinfachung stellt die Annahme einer „Kupferplatte“ dar, also dass jedweder produzierte Strom abtransportiert werden kann, ohne Netzengpässe. Ungenauigkeiten werden auch dadurch erzeugt, dass in der Wettersimulation Solar- und Windkraftanlagen gleichmäßig über die Landes- und Seefläche (für Offshore-Windkraft) verteilt wurden, wohingegen in realiter Windkraft im Norden des Landes viel stärker ausgebaut ist als im Süden, und bei Solarenergie umgekehrt im Süden stärker ausgebaut wurde.

Trotz all dieser Vereinfachungen zeigt die Simulation, dass der Preiseffekt einer Laufzeitverlängerung hoch nichtlinear entlasten würde. Dies liegt an vielen Jahresstunden, in denen die Grenzkosten von Kohle- statt von Gaskraftwerken preissetzend sind, wenn mehr Kernkraft angeboten wird.

Allgemeiner gesprochen ist eine Energiekrise durch hohe Preise gekennzeichnet, hohe Preise sind Knappheitspreise und Knappheit kann durch eine Angebotsausweitung einfach behoben werden. Das Potential der letzten sechs Kernkraftwerke wird nicht ausreichen, um die Strompreise gänzlich auf das Vorkrisenniveau zu normalisieren. Dennoch zählt in Notzeiten jede Kilowattstunde. Wenn Stromabschaltungen drohen, energieintensive Industrien

geschlossen abwandern, muss jeder Beitrag geleistet werden, der zur Absenkung der Energiepreise beiträgt. Die sechs Kernkraftwerke sollten daher so lange weiter betrieben werden, bis die Energiekrise überwunden ist. Sie wird uns noch mindestens für ein Jahrzehnt beschäftigen, daher sollten die Enddaten für die Kernkraftwerke aus dem Atomgesetz endlich herausgestrichen werden. Abhilfe wird es frühestens in den 2030er-Jahren geben, wenn neue Kernkraftwerke errichtet oder Speichermöglichkeiten für wetterabhängige Kraftwerke großtechnisch eingeführt wurden.

Quellenverzeichnis:

- | M. Mier (ifo), Erdgas- und Strompreise, Gewinne, Laufzeitverlängerungen und das Klima, ifo Schnelldienst, 2022, 75, Nr. 09, 20–26.
- | C. Güler, Stromproduktion aus Wind- und Solarenergie unter Berücksichtigung der Meteorologie, Masterarbeit, Institut für Atmosphärenphysik Mainz, 2016.
- | EWI Merit-Order Tool 2022, Januar 2022. Der Sprung von Kohle zu Gas ergibt sich mit Kernkraft bei etwa 37 GW Residuallast, ohne Kernkraft bereits bei rund 29 GW Residuallast.
- | EEX Marktdaten, <https://www.eex.com/de/marktdaten/strom/futures>.
- | Bundesministerium für Wirtschaft und Klima. Veröffentlichung der Langfassung der Ergebnisse des zweiten Stresstests zum Stromsystem, 15.09.2022, PDF.

Autor



Dr. Björn Peters

Peters Coll. Unternehmens- und Politikberatung,
Kelkheim

bp@mail-peterscoll.de

Dr. Björn Peters ist Physiker und erfahrener Kraftwerksfinanzierer. Er leitet das von ihm gegründete Forschungs- und Beratungsinstitut Peters Coll., berät Unternehmer und Politiker, und engagiert sich im Startup Dual Fluid Inc. Ehrenamtlich ist er Gründungsmitglied der Nuclear Pride Coalition sowie Bundesvorstandsmitglied und Ressortleiter Energiepolitik bei der wirtschaftsliberalen Denkfabrik Deutscher Arbeitgeberverband e.V., wo er die energiepolitische Kolumne „Die Energiefrage“ verantwortet.