

Mier, Mathias

Article

Erdgas- und Strompreise, Gewinne, Laufzeitverlängerungen und das Klima

ifo Schnelldienst

Provided in Cooperation with:

Ifo Institute – Leibniz Institute for Economic Research at the University of Munich

Suggested Citation: Mier, Mathias (2022) : Erdgas- und Strompreise, Gewinne, Laufzeitverlängerungen und das Klima, ifo Schnelldienst, ISSN 0018-974X, ifo Institut - Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung an der Universität München, München, Vol. 75, Iss. 09, pp. 20-26

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/272053>

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.

Mathias Mier

Erdgas- und Strompreise, Gewinne, Laufzeitverlängerungen und das Klima

IN KÜRZE

Erdgas- und Strompreise hängen in Deutschland und Europa zwar fundamental zusammen. Doch warum verteuern Erdgaspreise die Strompreise so stark, obwohl der Erdgasanteil im Strommix verhältnismäßig gering ist? Was bedeutet das für europäische und deutsche Strompreise? Können die drei verbliebenen Atomkraftwerke in Deutschland das Problem lösen? Und wo bleibt der Klimaschutz? In dem Beitrag wird anhand von drei Szenarien gezeigt, wie sich die Entwicklungen der Preise verschiedener Brennstoffe auf die kurz-, mittel- und langfristige Entwicklung der Strompreise, den Erzeugungsmix und CO₂-Emissionen auswirken.

Die Erdgaspreise sind hoch, sehr hoch. Kostete Erdgas am Spotmarkt vor der Corona-Pandemie noch um die 20 Euro/MWh, sind die Preise heute zehnmal so hoch und liegen bei 200 Euro/MWh (Stand: August 2020). Woher kommt diese Entwicklung? Das Angebot ist knapp, weil Russland deutlich weniger direkt liefert.¹ Ausweichmöglichkeiten durch europäisches Erdgas (Belgien, Niederlande, Norwegen, Vereinigtes Königreich) sind begrenzt, und verflüssigtes Erdgas (LNG) sowie Fracking zur Gewinnung von Erdgas aus Gesteinsschichten wurden jahrzehntelang in Europa ignoriert. Aber auch die Nachfrage ist unelastisch, weil Erdgas kurzfristig schwer substituierbar ist (Heizmittel für Haushalte, Prozesswertstoff in der Industrie) und bei der Stromerzeugung in vielen Ländern elementares (sehr erdgaslastiger Erzeugungsmix, z.B. in Italien) bzw. zumindest komplementäres Gut (zum Ausgleich fluktuierender Wind- und Sonnenerzeugung, z.B. in Deutschland)



Dr. Mathias Mier

ist wissenschaftlicher Mitarbeiter am ifo Zentrum für Energie, Klima und Ressourcen.

¹Es gibt auch unpolitische Preistreiber. Beispielsweise sind die Erdgaspreise bereits 2021 im Zuge einer weltweiten Erdgasknappheit als Folge einer sich rasch erholenden weltweiten Volkswirtschaft (und dem sprunghaft gestiegenen Erdgasbedarf) gestiegen. Kurzfristig konnte die erhöhte Erdgasnachfrage nur zu stark gestiegenen Preisen (über 100 Euro/MWh) befriedigt werden. Kurz nachdem sich dort Entspannung zeigte, startete die russische Invasion der Ukraine.

ist. Aus den steigenden Erdgaspreisen folgen also auch steigende Heizkosten, eine verteuerte Industrieproduktion und insbesondere auch immens gestiegene Strompreise. Diese wiederum verteuern elektrische Heizungsalternativen (Wärmepumpen) und wiederum die Industrieproduktion sowie den dortigen Ersatz von Erdgas durch Strom.

STROMPREISE: MERIT ORDER UND DIE ROLLE GESTIEGENER ERDGASPREISE

Strompreise bilden sich in Europa und insbesondere in Deutschland auf Day-Ahead und Intraday-Märkten. Erzeuger geben Kosten-Mengen- und Nachfrager Zahlungsbereitschaft-Mengen-Gebote ab. Bei einem guten Auktionsdesign und perfektem Wettbewerb bzw. maßgeschneiderten regulatorischen Eingriffen haben weder Anbieter noch Nachfrager einen Anreiz, nicht ihre wahren Kosten, Mengen und Zahlungsbereitschaften zu bieten. Die Angebotskurve wird hier oft Merit Ordner genannt. Der Schnittpunkt von Angebots- und Nachfragekurve markiert den Marktpreis für alle Nachfrager und Anbieter, wie auf fast allen anderen Märkten auch. Das Marktergebnis bildet sich allerdings in jeder Stunde (oft sogar in jeder Viertelstunde) neu. Dies unterscheidet Strommärkte fundamental von anderen Märkten. Insbesondere können Preise im Zeitverlauf steigen und fallen, weil sich die Nachfrage verändert. Höher ist die Nachfrage in den Peak-Zeiten: generell tagsüber, insbesondere mittags sowie am frühen Abend. Auch das Angebot ist intermittierenden. Es ist höher zur Mittagszeit, wenn die Sonne intensiv scheint, wenn viel Wind weht und wenn es stark geregnet hat und dementsprechend die Flüsse viel Wasser führen.

Ein normaler Strompreis in Deutschland lag bis vor der Corona-Pandemie bei 50 Euro/MWh. Er schwankte im Zeitverlauf stark. War die Einspeisung aus Wind, Sonne und Wasserkraft zusammengenommen hoch, dann tendierte der Preis gegen 0 Euro/MWh, weil diese Erzeuger keine bzw. vernachlässigbare variable (bzw. marginale) Kosten verursachen.² Sogar negative Preise waren möglich, die die Inflexibilität von Atom-, Braunkohle- oder älteren Steinkohle-betriebenen Dampfkraftwerken abbilden. Für

² Auch die Nachfrage schwankt im Zeitverlauf. Eine höhere Nachfrage führte generell auch zu höheren Preisen.

solche Kraftwerke ist es manchmal zu teuer, zu riskant oder gar nicht möglich, schnell herunterzufahren und dann in der nächsten Stunde wieder hochzufahren (Eisenack und Mier 2019). Wehte kein Wind und schien die Sonne nicht, so stieg der Strompreis durchaus auf 100 Euro/MWh, da in dieser Zeit teurere Gaskraftwerke dazugeschaltet werden mussten.³ Im Endeffekt ist der Strompreis immer so hoch wie die marginalen Kosten des teuersten Kraftwerks im Einsatz (dem marginalen Kraftwerk).⁴

Dieses Prinzip des Marginal Pricing ist das einzig bisher bekannte effiziente Preissystem für Strom, insbesondere bei hohen Anteilen fluktuierender Sonnen- und Windstroms, auch wenn dies immer mal wieder in Zweifel gezogen wird. Es führt zu optimalen Investitionen in die jeweiligen Kraftwerkstypen (Gas- bzw. Dampfkraftwerke, befeuert mit Atomenergie, Steinkohle, Braunkohle, Erdgas, Erdöl, Biomasse; Windturbinen, Photovoltaik-Anlagen, Wasserkraftwerke ...). Investitions- und Fixkosten des jeweiligen Kraftwerks werden durch die Differenz des Strompreises zu den jeweils eigenen marginalen Kosten wieder hereingeholt. Macht ein Kraftwerk strukturelle Gewinne, dann wird in ein ähnliches investiert (Markteintritt), bis diese Gewinne wieder fallen. So bestimmt sich die Form der Merit Order dynamisch von selbst (ohne komplizierte regulatorische Eingriffe).

Und was ist mit dem teuersten Kraftwerk? Ist das Angebot an Strom kurzfristig unter der Nachfrage, dann steigt der Strompreis auf ein hohes regulatorisch begrenztes Niveau.⁵ Ist ein Kraftwerk nicht mehr wirtschaftlich betreibbar, weil Fixkosten bei den aktuellen variablen Kosten (Brennstoff, Preis für CO₂-Zertifikate) nicht zu decken sind, dann wird es von der besitzenden Firma in der Regel allein abgeschaltet, ohne dass der Staat den Betreiber für die Abschaltung entlohnt (wie beim deutschen Kohleausstieg). Das regelt das Prinzip des Marginal Pricing von allein.

Aus diesem System hat sich ein Technologiemix herausgebildet, in dem Kraftwerke mit hohen Investitions- und Fixkosten meist durchlaufen (Atomkraftwerke, Braunkohlekraftwerke) und solche mit geringen Investitions- und Fixkosten (Gaskraftwerke), bei Bedarf (wenig Wind und Sonne oder viel Nachfrage) hinzugeschaltet werden. Die entsprechende Peak-load Pricing-Literatur (Boiteux 1949; Steiner 1957; Crew, Fernando und Kleindorfer 1995) beschäftigt sich seit den 1950er Jahren insbesondere mit optimalen Investitionsentscheidungen in Stromerzeugungstechnologien und anderen Infrastrukturen.

Das funktioniert wunderbar – zumindest in der Theorie. Aktuell befindet sich Europa allerdings in einer Situation, die in keinem Investitionskalkül einbezogen wurde: Die Erdgaspreise sind auf einmal zehnmal so hoch wie prognostiziert. Hätte man entsprechend planen können, hätte es je nach politischer und gesellschaftlicher Akzeptanz unterschiedliche Wege gegeben. So wäre in einigen Ländern möglicherweise vor 20 Jahren begonnen worden, Atomkraftwerke zu planen, genehmigen zu lassen und zu bauen, so dass diese genau 2022 fertig geworden wären. Andere Länder hätten massiv in mehr Windturbinen und Photovoltaik-Anlagen investiert. Stark erdgasabhängige Länder hätten ihr Kraftwerksportfolio weiter diversifiziert und auch Steinkohlekapazitäten aufgebaut. Die Nord-Stream-2-Pipeline wäre nicht ge-, sondern LNG-Kapazitäten aufgebaut und das Pipelinennetz nach Spanien, Richtung Türkei, den Kaukasus und Nordafrika gestärkt worden.

Das ist alles nicht geschehen. Und das System kann sich nicht innerhalb eines Jahres transformieren, weil Netzinfrastruktur und Kraftwerke Planungs-, Genehmigungs- und Bauzeiten von bis zu 20 Jahren haben. Auch Windturbinen lassen sich nicht von einem auf den anderen Tag aufstellen. Insbesondere Genehmigungen für Windturbinen können hierzulande bis zu zehn Jahre dauern, wenn sich Widerstand in der Bevölkerung regt (Hoffmann und Mier 2022). Aber was bedeutet diese Trägheit? Der Erdgaspreis ist bei 200 Euro/MWh (Stand: August 2022). Das durchschnittliche marginale Kraftwerk hat derzeit eine Verbrennungseffizienz von etwa 50%. Der durchschnittliche Strompreis liegt also bei 400 Euro/MWh. Ist viel Wind und Sonne vorhanden, nähert sich der Preis weiterhin der Nullgrenze. Es gibt allerdings auch Ausschläge nach oben, wenn ein ineffizienter verbrennendes Gaskraftwerk den Preis setzt.⁶ Erdgaspreise schlagen also ziemlich direkt auf die Strompreise durch.

Dieser Effekt wird durch die Kostenstruktur von Dampf- und Gaskraftwerken und insbesondere durch Inflexibilität von Atom-, Braunkohle- und (älteren) Steinkohlekraftwerken begründet. Das Angebot ist im Preissetzungsbereich dazu recht elastisch, da jahrzehntelang aufgebaute Überkapazitäten mit ähnlichen marginalen Kosten die Preise setzen. Auch die unelastische Nachfrage trägt dazu bei, dass der Erdgaspreisanstieg direkt auf den Strompreis durchschlägt, da die Stromnachfrage bei einem Preisanstieg nur leicht zurückgeht, also unelastisch ist.

SZENARIEN

Die kurzfristige Brennstoffpreisentwicklung ist also fundamental für unsere Strompreise. Biomasse kostete vor der Corona-Pandemie in Europa ca. 12 Euro/MWh, Steinkohle 8 Euro/MWh, Braunkohle nur 7 Euro/MWh, Erdgas bereits 20 Euro/MWh, Erdöl

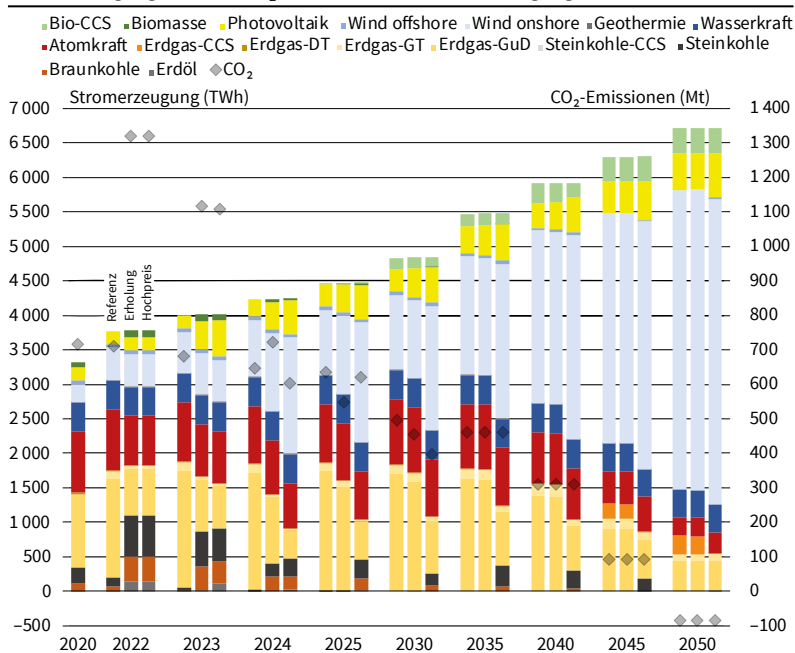
³ Um Missverständnissen vorzubeugen: Ein Gaskraftwerk verbrennt einen Brennstoff wie Erdgas (aber auch Biogas, Erdöl oder Wasserstoff), um Luft durch Erhitzung zu expandieren und so seine Gasturbine anzutreiben.

⁴ Diese Preisschwankungen erklären sich aus einer sich statisch und dynamisch verändernden Merit Order (Sensfuß, Ragwitz und Genoese 2008) und basieren auf dem Prinzip des Marginal Pricing (Joskow 1976).

⁵ Anfang August hat die European Energy Exchange (EEX) den technisch möglichen Maximalpreis für Strom-Futures von 3 000 auf 4 000 Euro/MWh angehoben.

⁶ Eine Verbrennungseffizienz von 20% würde zu Preisen von 1 000 Euro/MWh führen.

Abb. 1

Stromerzeugungsmix und CO₂-Emissionen der Stromerzeugung in Europa^a

^a Konventionelle Erdgaskraftwerke umfassen Gas- und Dampfkraftwerke (GuD), Gasturbinen (GT) und Dampfturbinen (DT). Onshore bezeichnet Windturbinen an Land und offshore Windturbinen im Wasser. CCS steht für Abscheidung und Einlagerung von CO₂.
Quelle: Berechnungen des ifo Instituts.

© ifo Institut

sogar 41 Euro/MWh und angereichertes Uran lediglich 2,33 Euro/MWh.⁷ Die Erdgaspreise hatten sich bereits 2021 auf 100 Euro/MWh erhöht und sind aktuell bei 200 Euro/MWh. Auch die Steinkohlepreise sind auf fast 40 Euro/MWh gestiegen, und Uranpreise haben sich etwas mehr als verdoppelt auf 4,88 Euro/MWh. Nur leicht gestiegen sind die Erdölpreise (auf ca. 63 Euro/MWh).⁸ Für die kurz-, mittel- und langfristige Entwicklung der Strompreise ist die Entwicklung dieser Brennstoffpreise fundamental. Im Folgenden werden drei Szenarien (Referenz, Hochpreis, Erholung) unterschieden, wovon zwei mit einer kleinen Variante bezüglich der Laufzeitverlängerungen von deutschen Atomkraftwerken modelliert werden (Hochpreis+, Erholung+).

Referenzszenario

Ausgangspunkt sind die prognostizierten Entwicklungen vor der Corona-Pandemie. Diese sind zwar nicht mehr relevant, allerdings wurden alle Investitionsentscheidungen in Kraftwerke, Netzinfrastruktur und erneuerbare Energien auf Basis dieser Prognosen getroffen. Das Referenzszenario dient also der Einord-

⁷ Den Modellergebnissen liegen Berechnungen eines CGE-Modells zugrunde, das vorhersagt, dass die Preise ohne Corona-Pandemie und russischer Invasion der Ukraine leicht abfallen (Erdgas), konstant bleiben (Biomasse, Braunkohle, Uran) bzw. leicht steigen (Steinkohle, Erdöl) (siehe auch Mier et al. 2020; Mier et al. 2022; Siala et al. 2022).

⁸ Diese Preisentwicklung erklärt sich durch die Handelbarkeit der jeweiligen Güter. Steinkohle für Europa wurde zu einem Großteil aus Russland importiert, lässt sich allerdings auch per Schiff schnell von anderen Ländern einführen. Auch die benötigte Steinkohlemischung stimmt wieder. Erdöl wird quasi nur per Tanker transportiert und »leidet« daher am wenigsten.

nung, warum es 2022 nicht plötzlich mehr Windturbinen oder Photovoltaik-Anlagen gibt. Insbesondere werden die Investitionen aus dem Referenzszenario für Photovoltaik (bis einschließlich 2022), Windturbinen an Land (bis 2023), Windturbinen im Wasser (bis 2025), Atomkraftwerke (bis 2035) und alle anderen Kraftwerke (bis 2030) in die beiden anderen Szenarien übernommen, um die Trägheit des Systems abzubilden.

Hochpreisszenario

Die Preissteigerungen 2021 und 2022 werden auf Basis existierender Daten bereits einbezogen. Der Kohlepreis fällt allerdings sukzessive vom heutigen Niveau bis 2025 auf den dreifachen Referenzpreis und dann weiter, bis er 2031 wieder auf dem Referenzniveau angekommen ist. Der Erdgaspreis fällt leicht bis 2031 und verbleibt von dann auf dem doppelten Niveau (ca. 40 Euro/MWh), um einer veränderten Erdgaslieferkettenstruktur (kein billiges Erdgas aus Russland, mehr teureres LNG aus dem Rest der Welt) gerecht zu werden. Erdölpreise normalisieren sich ab 2027 und Uranpreise ab 2036 wieder. Der aktuellen Wasserknappheit wird durch eine reduzierte Wasserkraft-erzeugung in Italien und Norwegen Rechnung getragen. Die Verfügbarkeit französischer Atomkraftwerke aufgrund von Korrosionsproblemen ist ebenfalls 2021, 2022 und 2023 reduziert. Diese unerwarteten Entwicklungen fließen nicht in das Referenzszenario ein.

Erholungsszenario

Der Unterschied zum Hochpreisszenario ist eine schnellere Anpassung der Preise ab 2023, so dass diese 2025 Referenzniveau erreichen.

Hochpreis+, Erholung+

Derzeit werden in Deutschland Laufzeitverlängerungen für die drei verbliebenen Atomkraftwerke diskutiert. Geplant gehen alle drei Ende 2022 vom Netz (ca. 4,2 GW elektrische Nettolastleistung), und es »fehlen« somit in Deutschland ca. 30 TWh pro Jahr (der deutsche Strombedarf ist ca. 550 TWh). Es wird angenommen, dass alle Kraftwerke neue Brennstäbe erhalten und mehr oder weniger ohne größere Unterbrechung bis Ende 2030 weiter in Betrieb sind. Dann gehen auch diese Kraftwerke vom Netz.

STROMERZEUGUNGSMIX IN DEN VERSCHIEDENEN MODELLSZENARIEN

Die Analyse der beschriebenen Szenarien unter Berücksichtigung der langfristigen Klimaziele (d.h. CO₂-Neutralität bis 2045) wird im Rahmen des Strommarktmodells EUREGEN durchgeführt (siehe Box »EUREGEN: Modell und Modellierung des Europäischen

Emissionshandels«) und die Ergebnisse für Europa und Deutschland ausgewiesen.

Abbildung 1 zeigt den Erzeugungsmix des europäischen Strommarktes auf der linken y-Achse (in TWh) und in grauen Diamanten die CO₂-Emissionen der Stromerzeugung auf der rechten y-Achse (in Mt). Ergebnisse der drei Szenarien »Referenz«, »Erholung« und »Hochpreis« sind nach Jahren geclustert. 2020 dient als Kalibrierungsjahr und ist für alle Szenarien gleich. Der optimierte Strommix 2020 setzt sich aus konventionellen Erdgaskraftwerken (33%), Atomkraft (27%), Wasserkraft (13%) sowie kleinen Mengen Wind (10%) und Sonne (6%) zusammen. Biomasse spielt eine untergeordnete Rolle (2%). Stein- und Braunkohle

sind überwiegend verdrängt (6%).⁹ Die resultierenden CO₂-Emissionen betragen 719 Mio. Tonnen (Mt).

Referenzszenario

Eine Optimierung des Systems führt im Referenzszenario zu einem Verschwinden der drei CO₂-intensivsten Energieträger (Erdöl, Braunkohle, Steinkohle) ab 2030.

⁹ Der optimierte Strommix 2020 weicht leicht vom tatsächlichen ab. Die tatsächliche Stromerzeugung 2020 aus Stein- und Braunkohle in der EU lag laut Eurostat bei 12,6%. Der optimierte Anteil hier ist kleiner, weil auch noch das Vereinigte Königreich, die Schweiz und Norwegen mit einfließen. Die verbliebenen Differenzen lassen sich auf nicht modellierte Friktionen zurückführen, wie ein regional geringerer Kohlepreis gegenüber dem im Modell angenommenen.

EUREGEN MODELL UND MODELLIERUNG DES EUROPÄISCHEN EMISSIONSHANDELS

EUREGEN ist ein Strommarktmodell, das Investitions-, Stilllegungs- und Einsatzentscheidungen verschiedenster Erzeugungs-, Speicher- und Übertragungstechnologien für den europäischen Strommarkt (28 Länder: EU 27 ohne Malta und Zypern plus Norwegen, Schweiz und Vereinigtes Königreich) dynamisch optimiert. In diesem Artikel wird die neueste 2020-Kalibrierung mit 2021-Anpassungen angewendet. Insbesondere werden zur Bestimmung kurzfristiger Effekte die Jahre bis 2030 optimiert und dann fünfjährlich bis 2050.

Zentraler Treiber ist eine steigende Stromnachfrage durch Elektrifizierungstrends und wirtschaftliches Wachstum (Verdopplung von ca. 3 000 auf 6 200 TWh in Europa). Dazu wird iterativ über ein Simulationsmodell der Europäische Emissionshandel (EU ETS) inklusive der Marktstabilitätsreserve (MSR) als zentrales klimapolitisches Instrument abgebildet. Dem liegt eine Nachfrage nach CO₂-Zertifikaten des Industrie- und europäischen Luftverkehrssektors zugrunde. Der Elektrizitätssektor hat somit ein Residualausstoß zum generellen Zertifikateangebot. Es wird dabei angenommen, dass alle EU-ETS-Sektoren (plus die Entsprechungen in der Schweiz und dem Vereinigten Königreich) in der Summe bis Ende 245 komplett dekarbonisiert sein müssen. Die letzte Optimierungsperiode 2050 ist deshalb durch negative CO₂-Emissionen des Stromsektors gekennzeichnet, um etwaige positive CO₂-Emissionen der Restsektoren aufzufangen.

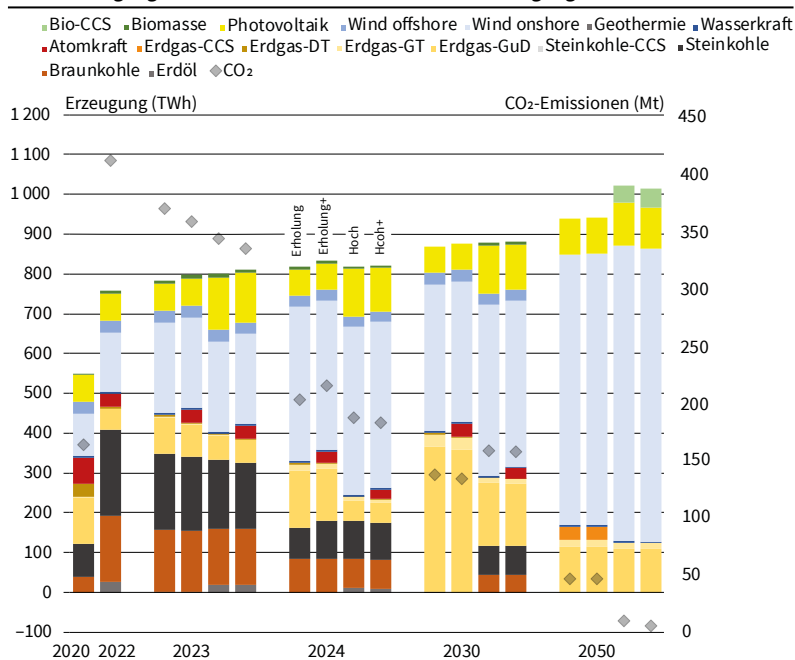
Interessanterweise führt das Referenzszenario zu einer Invalidierung (oder Löschung) von 3 356 Mio. Zertifikaten (2021 stieß der Stromsektor in Europa 654 Mio. Tonnen (Mt) und der regulierte Industrie- und Luftverkehr 636 Mt aus), wobei lediglich 2 518 Mio. Zertifikate in den anderen beiden Szenarien wegfallen. Das Ganze basiert auf einem Recht kom-

plizierten Auktion-, Rückhaltungs- und Lösungsmechanismus (Azarova und Mier 2021). Vereinfacht hat der Markt einen aktuellen Überschuss an Zertifikaten (ausgegeben, aber ungenutzt). Dieser Überschuss betrug Ende 2021 1 778 Millionen. 24% dieses Wertes werden vom Auktionsvolumen des nächsten Jahres abgezogen und wandern in die MSR (426 Millionen 2021), um den Überschuss langfristig zu reduzieren und die Preise (auf hohem) Niveau zu stabilisieren. Die MSR wurde im Nachlauf der Finanzkrise eingeführt, die aufgrund der weltweiten Depression zu einem signifikanten Rückgang der Nachfrage geführt hat.

Der Angebotsüberschuss führte zu einer zehn Jahre langen Periode von Preisen nahe null. Das sollte bei der nächsten Krise vermieden werden und funktionierte bereits während der Corona-Pandemie. Derzeit befinden sich 2 303 Mio. Zertifikate in dieser Reserve. Ende 2023 werden zum ersten Mal und von da an jährlich Zertifikate aus dieser Reserve gelöscht (oder invalidiert). Es werden so viele gelöscht, dass in der Reserve nur noch so viele Zertifikate sind, wie im Jahr vorher auktioniert wurden.

Es werden aber nicht alle Zertifikate auktioniert (56% im Jahr 2020, Tendenz steigend), und wie bereits erwähnt, führen MSR-Zuflüsse zu einem geringen Auktionsvolumen. Schlussendlich führt eine enorme Nutzung des Überschusses 2022 und 2023 (durch einen intensiven Betrieb und Steinkohle- und Braunkohlekraftwerken) zu einer Reduzierung des Überschusses und damit zu substanziell höheren Auktionsvolumen bei gleichzeitig geringeren Löschungsvolumen. Fällt der Überschuss noch weiter, wird die Reserve schrittweise wieder geleert, indem mehr Zertifikate auktioniert werden.

Abb. 2

Stromerzeugungsmix und CO₂-Emissionen der Stromerzeugung in Deutschland

Quelle: Berechnungen des ifo Instituts.

© ifo Institut

Stattdessen steigt der Anteil von Windstrom (23%) und aus Erdgas (38%). Der Anteil erneuerbarer Energien liegt 2030 bei 42%, der von Atomstrom bei 20%. Windkraft wird ab 2040 (43%) dominierende Technologie und erreicht 2050 sogar einen Anteil von 65%. Im Gegenzug verringert sich 2040 der Anteil von Strom aus Atomkraft auf 13% und 2050 auf 4%, was sich daraus erklärt, dass alte Atomkraftwerke außer Betrieb genommen und keine neuen mehr gebaut werden. Die 2050 verbliebenen Kraftwerke sind solche, die aktuell bereits im Bau bzw. genehmigt sind und daher exogen in den Kraftwerkspark gezwungen werden. Modellendogen rechnet sich der Bau von Atomkraftwerken nicht mehr. Auch der Anteil von Strom aus Erdgas sinkt im Zeitverlauf auf 12% im Jahr 2050, wovon allerdings ein Drittel auf das fast CO₂-neutrale Erdgas-CCS zurückgehen. Die interessanteste Technologie hier ist Bio-CCS, das durch die Verbrennung CO₂-neutraler Biomasse und Abscheidung von CO₂ aus dem Abgas (mit anschließender Einlagerung) negative CO₂-Emissionen ermöglicht. So erreicht der europäische Strommix negative CO₂-Emissionen von -84 Mt 2050 (bei einem Bio-CCS-Anteil von unter 6%).

Erholung

Die hohen Erdgaspreise, geringe Wasserkraftverfügbarkeit in Italien und Norwegen sowie ein reduziertes Atomkraftangebot in Frankreich führen 2022 zu einer fundamentalen Veränderung des Erzeugungsmix. Stein- und Braunkohle sowie Erdöl genießen eine Renaissance (29% zu 5% im Referenzszenario). Der Erdgasanteil 2022 fällt von 41% auf 19%. Biomasse, im Referenzszenario nicht mehr wirtschaftlich, liefert einen kleinen Beitrag zur Kompensation der hohen

Erdgaspreise (3%). Die CO₂-Emissionen der Stromerzeugung verdoppeln sich fast auf 1 322 Mt. Ab 2023 sind erste Anpassungsinvestitionen möglich (in Photovoltaik), so dass sich der PV-Anteil auf 10% verdoppelt. Braun- und Steinkohle spielen aber immer noch eine fundamentale Rolle (21%) und halten den Anteil von Erdgasstrom niedrig (20% statt 46% im Referenzszenario). Weitere Anpassungen werden 2024 durch massiven Ausbau von Windkraft (Anstieg auf 28%) getätigt. Braun- und Steinkohlenutzung reduzieren sich weiter, aber auch der Erdgasanteil steigt als Folge deutlich fallender Erdgaspreise wieder leicht an. Im weiteren Verlauf passt sich das Erholungsszenario immer weiter dem Referenzszenario an. Die höheren Windkraft- und Photovoltaik-Anteile reduzieren allerdings die Erdgasnutzung. Eine Angleichung an die Referenzentwicklung ist erst 2035 abgeschlossen.

Hochpreis

Die 2022er Entwicklung ist zu der im Erholungsszenario kongruent. In den nachfolgenden Jahren allerdings wird deutlich mehr in Photovoltaik (insbesondere 2023) und Wind (2024, Erzeugungsanteil von 41% statt 28% im Erholungsszenario) investiert. Im Gegenzug reduziert sich die Stromerzeugung aus Erdgas weiter. Zusätzlich bleiben beträchtliche Mengen an Braunkohle (bis 2035) und Steinkohle (bis 2045) erhalten.

Per Annahme haben alle drei Szenarien ab 2035 den gleichen CO₂-Ausstoß. Davor unterscheiden sich die CO₂-Emissionen allerdings deutlich. Denn insgesamt haben das Erholungs- und das Hochpreisszenario ca. 800 Mio. Zertifikate mehr zur Verfügung, die im Referenzszenario über die Marktstabilitätsreserve gelöscht worden wären. Diese werden natürlich auch genutzt. Die aktuelle Erdgaspreiskrise führt also zu einem deutlichen Mehrausstoß an CO₂ und ist damit klimaschädlich.¹⁰

Erholung+ und Hochpreis+

Darüber hinaus ist der Effekt von Laufzeitverlängerungen für deutsche Atomkraftwerke auf den europäischen Erzeugungsmix gerechnet vernachlässigbar. Dies schließt allerdings nicht aus, dass sich der deutsche Erzeugungsmix nicht nachhaltig verändern würde. Daher zeigt Abbildung 2 den deutschen Stromerzeugungsmix mitsamt dazugehörigen CO₂-Emissionen. Zwischen dem Hochpreis- und Erholungsszenario mit oder ohne Laufzeitverlängerung gibt es 2022 keine Unterschiede. Daher erscheint in Abbildung 2 nur ein Balken für 2022. Der 2020er Strommix ist zum Vergleich vorangestellt. Der deutsche Strommix hat nämlich eine vernachlässigbare Erzeugung aus Wasserkraft, dagegen aber eine Stromerzeugung aus Sonne, Wind, Braunkohle und Stein-

¹⁰ 800 Millionen entsprechen 113% der europäischen CO₂-Emissionen der Stromerzeugung aus 2020.

kohle deutlich über europäischem Niveau. Der Windanteil 2022 beträgt sogar 23% (gegenüber 14% im europäischen Durchschnitt). Der Photovoltaik-Anteil ist sogar doppelt so hoch wie der europäische Schnitt. Dazu muss gesagt werden, dass Deutschland mehr als ein Sechstel der europäischen Stromnachfrage ausmacht. Bemerkenswert ist der Erzeugungssprung von 2020 auf 2022. Dieser geht nicht auf eine deutlich erhöhte Stromnachfrage, sondern auf Exporte in andere Länder, insbesondere Frankreich mit seiner verringerten Atomkraftproduktion, zurück. Der Erdgasanteil fällt in Deutschland auf 8%. Der deutsche Kraftwerkspark kann also deutlich diversifizierter reagieren als die gesamteuropäische Flotte, weil es ausreichend Kapazitäten an Steinkohle- und Braunkohlekraftwerken gibt und auch die Nutzungsmöglichkeiten von Wind- und Sonnenenergie stärker ausgebaut sind.

In beiden Laufzeitvarianten (Erholung+ und Hochpreis+) laufen die deutschen Atomkraftwerke bis 2030 weiter und liefern in der Zeit zwischen 33 und 25 TWh jährlich, was Erzeugungsanteilen von 3 bis 4% entspricht. Die ungeplante Verfügbarkeit von Atomstrom in Deutschland reduziert den Anteil der drei CO₂-intensivsten Brennstoffe um 1,5% 2023 und 0,5% 2024. Gleichzeitig wird weniger in Photovoltaik (die Erzeugung im Jahr 2023 fällt um 1,1%) und Wind (die Erzeugung im Jahr 2024 fällt um 0,9%) investiert. Die Erzeugung aus Erdgas reduziert sich ebenfalls von 8,3 auf 7,6% 2023 und von 7,6% auf 7,2% 2024. Das bedeutet, dass die Stromerzeugung aus Erdgas 2024 nur um 3 TWh abnimmt. Bei einem prognostizierten durchschnittlichen Wirkungsgrad von 60% werden 2024 nur 5 TWh Erdgas eingespart. 2030 wird quasi kein Erdgas mehr eingespart. Das hängt auch damit zusammen, dass der Exportanteil Deutschlands

steigt. Die Laufzeitverlängerungen behindern schlussendlich den Ausbau von Windturbinen und Photovoltaik-Anlagen.¹¹ 2050 existieren allerdings kaum noch Unterschiede. Der Anteil von Windstrom ist durch alle Szenarien bei knapp 73%, der von Sonne bei 10%.¹² 80% erneuerbare Energien schafft Deutschland auch erst 2050. 2030 liegt der Anteil noch bei 52 bis 54% (für Erholung und Erholung+) bzw. 65 bis 67% (für Hochpreis und Hochpreis+).¹³

STROMPREISE, CO₂-PREISE UND WINDFALL PROFITS

Tabelle 1 zeigt die Entwicklung der Strompreise in Europa und Deutschland (als gewichteter Mittelwert) sowie die CO₂-Preise aus dem EU ETS. Im Jahr 2022 erhöht sich der europäische Strompreis von 57 Euro/MWh im Referenzszenario auf mehr als 320 Euro/MWh in allen anderen Szenarien, vor allem durch die hohen Erdgaspreise. Die Preise im Erholungsszenario normalisieren sich langfristig wieder, die aus dem Hochpreisszenario bleiben ca. 10% über dem Referenzniveau. Interessant ist, dass Laufzeitverlängerungen für deutsche Atomkraftwerke auch einen mess-

¹¹ Dieses Ergebnis ist nicht neu. Kostenstruktur und technische Fähigkeiten von Atomkraftwerken harmonisieren nicht gut mit fluktuierender Einspeisung erneuerbarer Energien (Khatib und Difiglio 2016; Eisenack und Mier 2019).

¹² Die deutsche Stromerzeugung ist im Hochpreisszenario mit und ohne Variante langfristig höher, weil insgesamt weniger Erdgas in Europa eingesetzt wird und deutscher Windstrom ins Ausland exportiert wird.

¹³ Verbietet man im Hochpreisszenario die Erdgasnutzung zur Stromerzeugung in Deutschland 2023, damit ausreichend Mittel zum Heizen und für die Industrie zur Verfügung stehen, so erhöht sich der deutsche 2023 Strompreis auf 1 000 Euro/MWh, und es kommt zu massiven Rationierungen (Abschaltung von Konsumenten). Die vorhandenen Kohlekapazitäten reichen dann nicht mehr aus. In dem Fall sinkt sogar der Ausbau von Photovoltaik, weil Erdgas zum Ausgleich notwendig ist. Eine Laufzeitverlängerung würde dann den Preis um 10% reduzieren.

Tab. 1

Strom und CO₂-Preise

Szenario		2022	2023	2024	2025	2030	2050
Strompreis Europa	Referenz	57	58	65	70	86	57
	Erholung	330	180	112	68	76	57
	Erholung+	328	177	111	67	75	57
	Hochpreis	321	232	149	144	80	63
	Hochpreis+	320	228	148	143	80	62
Strompreis Deutschland	Referenz	58	59	66	72	86	59
	Erholung	305	174	106	71	76	59
	Erholung+	303	168	104	70	75	59
	Hochpreis	294	206	139	135	77	63
	Hochpreis+	293	198	137	133	77	63
CO ₂ -Preis im EU ETS	Referenz	34	42	63	84	147	197
	Erholung	73	78	83	89	125	196
	Erholung+	69	74	79	85	119	196
	Hochpreis	54	57	61	66	92	199
	Hochpreis+	51	55	59	63	88	198

Quelle: Berechnungen des ifo Instituts.

baren Effekt auf den europäischen Preis haben. Dieser fällt 2023 um 1,6%, ist aber bereits 2024 nur noch 0,5% niedriger. In Deutschland, mit einem insgesamt geringeren 2022er Preisniveau, führt eine Laufzeitverlängerung zu 4% niedrigeren Preisen 2023 und ab 2024 zu ca. 1,2% geringen Strompreisen. Die CO₂-Preise erhöhen sich kurzfristig in den Krisenszenarien, sind dann allerdings mittelfristig geringer, weil 2023 und 2024 enorme Anpassungsinvestitionen in Wind und Sonne vorgenommen werden. Der hohe Erdgaspreis im Hochpreisszenario hält den CO₂-Preis sogar substanzial niedriger, weil mehr in Wind und Sonne investiert wird.

Die hohen in vergangenen Investitionskalkülen nicht beinhalteten Strompreise führen zu sogenannten Windfall Profits (unerwartete Gewinne). Es existieren legale Möglichkeiten der Abschöpfung solcher Gewinne, ohne das erprobte Marktdesign in Frage zu stellen. Wo treten solche Windfall Profits auf? Gaskraftwerke leiden unter den Preisen. Am meisten profitieren natürlich Windturbinen und Photovoltaik-Anlagen, weil diese marginale Kosten von null haben. Inwieweit die Eigentümer der Anlagen von den steigenden Strompreisen profitieren, hängt allerdings davon ab, ob diese über Einspeisevergütungen oder Marktprämien gefördert werden. Zudem fallen die Preise sehr stark, sobald genug Wind und Sonne im System ist. Dieser Kannibalisierungseffekt der erneuerbaren Energien reduziert deren Windfall Profits. Wirklich profitieren in jedem Fall Wasserkraftwerke. Diese sind meist abgeschrieben und haben daher recht hohe Reingewinne. Allerdings erwirtschaften diese schon seit Jahrzehnten hohe Renten für ihre (meist staatlichen) Besitzer.¹⁴ Interessant ist die Frage natürlich für Atomkraftwerke, insbesondere vor dem Hintergrund von Laufzeitverlängerungen. Atomkraftwerke haben laufenden Kosten (variable Kosten für Brennstoff und Fixkosten für Betrieb, Versicherung und Personal, ohne Investitionskosten) von 40 bis 50 Euro/MWh, je nach Brennstoffpreis (dieser macht nur 10 bis 20% der laufenden Kosten aus). Bei den Referenzstrompreisen würde dies zu akkumulierten Profiten von 5,4 Mrd. Euro in der Periode 2023 bis 2030 führen. Bei Strompreisen aus Hochpreis+ hingegen führt solch eine Laufzeitverlängerung zu Profiten von 14,7 Mrd. Euro. Betrachtet man nochmal gesondert das Jahr 2022, dann erwirtschaften die deutschen Atomkraftbetreiber unter den Modellannahmen 7,9 Mrd. Euro mehr als im Referenzszenario.¹⁵

SCHLUSSFOLGERUNGEN

Erdgaspreise schlagen unmittelbar auf Strompreise durch, weil das Angebot im preissetzenden Bereich

oft sehr elastisch ist und die Nachfrage wiederum sehr unelastisch. Eine Verzehnfachung des Erdgaspreises führt also in Europa zu 500% höheren Strompreisen. Deutschland hat mit seinem diversifizierten Kraftwerksportfolio deutlich geringere Preisanstiege (Preise von ca. 300 Euro/MWh anstatt von 330 Euro/MWh) zu verkraften, stößt dabei durch die Nutzung von Braun- und Steinkohle aber auch deutlich mehr CO₂ aus. Insgesamt ist die aktuelle Erdgaspreiskrise schlecht für das Klima, weil ca. 800 Mio. Zertifikate nicht in die Marktstabilitätsreserve wandern und anschließend nicht gelöscht werden. Der hohe Zertifikateüberschuss im Markt erlaubt eine Verdopplung der CO₂-Emissionen 2022 und 2023 ohne signifikanten kurzfristigen, mittelfristigen und langfristigen Effekt auf den CO₂-Preis. Laufzeitverlängerte Atomkraftwerke in Deutschland sparen nur geringe Mengen an Erdgas ein und behindern im Gegenzug mittelfristig den Ausbau der erneuerbaren Energien. Die Laufzeitverlängerungen führen somit nicht zu einem geringeren CO₂-Ausstoß. Allerdings reduzieren solche Laufzeitverlängerungen zumindest 2023 die deutschen Strompreise um 4%.

LITERATUR

- Azarova, V. und M. Mier (2021), »Market Stability Reserve under Exogenous Shock: The Case of Covid-19 Pandemic«, *Applied Energy* 283, 116351.
- Boiteux, M. (1960), »Peak-load Pricing«, *The Journal of Business* 33(2), 157–179.
- Crew, M. A., C. S. Fernando Chitru und P. R. Kleindorfer (1995), »The Theory of Peak-load Pricing: A Survey«, *Journal of Regulatory Economics* 8(3), 215–248.
- Eisenack, K. und M. Mier (2019), »Peak-load Pricing with Different Types of Dispatchability«, *Journal of Regulatory Economics* 56(2), 105–124.
- Hoffmann, P. und M. Mier (2022), »Wind Turbine Placement and Externalities«, ifo Working Paper Nr. 369.
- Joskow, P. L. (1976), »Contributions to the Theory of Marginal Cost Pricing«, *The Bell Journal of Economics*, 197–206.
- Khatib, H. und C. Difiglio (2016), »Economics of Nuclear and Renewables«, *Energy Policy* 96, 740–750.
- Mier, M. (2021a), »Efficient Pricing of Electricity Revisited«, *Energy Economics* 104, 105637.
- Mier, M. (2012b), »Steuerung der Energiewende durch optimale Subventionen und Steuern für fluktuierende erneuerbare Energien und Speicher«, *ifo Schnelldienst* 74(12), 64–68.
- Mier, M. (2021c), »Wie gestaltet man Strommärkte im Zeitalter fluktuierender erneuerbarer Energien?«, *ifo Schnelldienst* 74(12), 57–63.
- Mier, M., K. Siala, K. Govorukha und P. Mayer (2020), »Costs and Benefits of Political and Physical Collaboration in the European Power Market«, ifo Working Paper Nr. 343.
- Mier, M., K. Siala, K. Govorukha und P. Mayer (2022), »Collaboration, Decarbonization, and Distributional Effects«, ifo Working Paper No. 368.
- Sensfuß, F., M. Ragwitz und M. Genoese (2008), »The Merit-Order Effect: A Detailed Analysis of the Price Effect of Renewable Electricity Generation on Spot Market Prices in Germany«, *Energy Policy* 36(8), 3086–3094.
- Siala, K., M. Mier, L. Schmidt, L. Torralba-Díaz, S. Sheykhha und G. Savvidis (2022), »Which Model Features Matter? An Experimental Approach to Evaluate Power Market Modeling Choices«, *Energy* 245, 123301.
- Steiner, P. O. (1957), »Peak loads and Efficient Pricing«, *The Quarterly Journal of Economics* 71(4), 585–610.

¹⁴ Die hohen Renten (Gewinne) erklären sich durch eine natürlich Knappheit der Ressource Wasser bzw. eine Knappheit der erlaubten Nutzung von Wasserkraft. Europa ist schon recht nah an der Maximalnutzung von Flüssen via Stauseen und Staustufen.

¹⁵ Dieses letzte Ergebnis ist das gleiche für beide Krisenszenarien mit und ohne Laufzeitverlängerung.