

Berger, Roland et al.

Article

Zwischen Notfallmaßnahmen und Strukturreformen: Wie den Energiemarkt zukunftsfähig gestalten?

ifo Schnelldienst

Provided in Cooperation with:

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

Suggested Citation: Berger, Roland et al. (2022) : Zwischen Notfallmaßnahmen und Strukturreformen: Wie den Energiemarkt zukunftsfähig gestalten?, ifo Schnelldienst, ISSN 0018-974X, ifo Institut - Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung an der Universität München, München, Vol. 75, Iss. 12, pp. 03-24

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/272078>

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.

Zwischen Notfallmaßnahmen und Strukturreformen: Wie den Energiemarkt zukunftsfähig gestalten?

Deutschland und Europa befinden sich derzeit in einer Energiekrise, in der steigende Preise vor allem für Gas und Strom private Haushalte und Unternehmen erheblich belasten. Kurzfristig zielen die politischen Maßnahmen darauf ab, eine Gasmangellage zu vermeiden und die Verbraucher*innen zu entlasten. Dazu gehören unter anderem die Gas- und Strompreisbremsen. Mittel- und langfristig geht es darum, ein nachhaltiges europäisches Energiesystem zu etablieren. Wie können Versorgungssicherheit, Preisstabilität und Energiewende gewährleistet werden?

Roland Berger, Clemens Fuest, Hans-Werner Sinn, Christoph Theis und Peter-Alexander Wacker

Wohlstand in Gefahr: Für eine neue Strategie in der Energiepolitik*

Deutschland und Europa befinden sich derzeit in einer Energiekrise, die vor allem durch die Verknappung des Gasangebots in Folge des russischen Überfalls auf die Ukraine ausgelöst worden ist. Steigende Preise für Gas und Strom sowie in geringerem Umfang für Öl und Kohle belasten private Haushalte und Unternehmen erheblich. Kurzfristig geht es darum, den kommenden Winter und den voraussichtlich ebenfalls von großer Energieknappheit geprägten Winter 2023/2024 zu überstehen und eine Gasmangellage zu vermeiden. Für die mittel- bis langfristige Entwicklung des Wohlstands in Deutschland ist jenseits der aku-

ten Krise entscheidend, dass die Energieversorgung für private Haushalte und Unternehmen gesichert und Deutschland als Standort für Industrie mit hoher Wertschöpfung und gut bezahlten Arbeitsplätzen erhalten wird. Das muss mit den Klimaschutzziele, auf die Deutschland sich verpflichtet hat, in Einklang gebracht werden.

Die CO₂-Emissionen sollen bis 2030 gegenüber 1990 um 65% und bis 2045 um 100% sinken. Während Deutschland in den 31 Jahren, die seit dem Basisjahr vergangen sind, auch wegen des Untergangs der DDR-Industrie eine Senkung der Emissionen um 39% erreicht hat, soll in den verbliebenen 24 Jahren ein Rückgang um weitere 61% geschafft werden. Gleichzeitig wird die Stromproduktion auf ein Vielfa-

* Dieser Beitrag hat von Diskussionen beim Jahrestreffen der Gesellschaft zur Förderung der wirtschaftswissenschaftlichen Forschung (Freunde des ifo Instituts) e.V. am 22. Oktober 2022 profitiert.



Prof. Dr. h.c. Roland Berger

Honorary Chairman, Roland Berger GmbH, ist Vorsitzender der ifo-Freundesgesellschaft.



Prof. Dr. Dr. h.c. Clemens Fuest

ist Präsident des ifo Instituts und Professor für Volkswirtschaftslehre, Seminar für Nationalökonomie und Finanzwissenschaft, an der Ludwig-Maximilians-Universität München.



Prof. em. Dr. Dr. h.c. mult. Hans-Werner Sinn

ist Emeritus der Ludwig-Maximilians-Universität München und ehemaliger Präsident des ifo Instituts.

ches des heutigen Wertes steigen müssen, weil der Verkehr, die Heizung der Häuser und industrielle Prozesse elektrifiziert werden sollen. Allein die Versorgung der chemischen Industrie könnte nach Schätzungen so viel Strom benötigen, wie Deutschland heute insgesamt verbraucht. Das verdeutlicht die Dimension der geplanten Transformation.

Schon vor der aktuellen Krise bestand eine erhebliche Unsicherheit über die Zukunft der Energieversorgung in Deutschland, insbesondere über die Zukunft der Stromversorgung. Diese Unsicherheit hat durch die aktuelle Krise noch einmal zugenommen. Vor allem die energieintensiven Teile der deutschen Industrie werden nur dann in Deutschland bleiben, wenn sich Energiekosten und Versorgungssicherheit in Deutschland zumindest nicht schlechter entwickeln als an konkurrierenden Standorten, vor allem in den USA und China.

DAS ZUSAMMENSPIEL VERSCHIEDENER ENERGIEN IM ÜBERGANG

Es ist geplant, dass Kernkraftwerke und Kohlekraftwerke bald abgeschaltet werden und der Energieverbrauch zunehmend durch erneuerbare Energien und Gaskraftwerke gedeckt wird. Da die Leistung der Gaskraftwerke gut regelbar ist, eignen sich diese Kraftwerke besonders gut zur beständigen Kompensation der Volatilität der wetterabhängigen erneuerbaren Energien. Solange keine leistungsfähigen Speichertechnologien verfügbar sind und sich Talsperren und Biogasanlagen nicht hinreichend vermehren lassen, ist eine regelbare Energie das notwendige Komplement des Wind- und Sonnenstroms. Wegen gelegentlich auftretender Dunkelflauten muss die Kapazität der entsprechenden Anlagen ausreichen, die deutsche Stromnachfrage notfalls vollständig zu bedienen, zumal die Problematik auch im internationalen Stromverbund wegen der hohen Korrelation des Wetters in grundsätzlich ähnlicher Weise auftritt. Wenn wegen der geplanten Elektrifizierung fast aller Energieträger eine deutliche Steigerung der Stromproduktion gebraucht wird, dann ist eine entsprechende Steigerung der komplementären regelbaren Stromkapazität erforderlich.

Die benötigten regelbaren Energieträger können, wie bislang schon, die Atomkraft, die Kohle oder das Gas sein. Große Hoffnungen richten sich indes auch auf den Wasserstoff. Wasserstoff kommt nicht in natürlichen Reservoiren vor, sondern ist ein Energiespeicher, weil er mittels Elektrolyse aus Strom gewonnen wird und auf dem Wege über Brennstoffzellen oder Gaskraftwerke wieder zu Strom verwandelt werden kann. Die technischen und wirtschaftlichen Herausforderungen einer Wasserstoffwirtschaft sind jedoch erheblich. Bei der Schleife vom Strom über den Wasserstoff zurück zum Strom gehen etwa drei Viertel der verwendeten Energie verloren. Wasserstoff versprödet alle Materialien und impliziert ihren raschen Verschleiß. Außerdem verlangt der Wasserstoff zur kontinuierlichen Auslastung der Elektrolyseure einen bereits geglätteten Strom, setzt also etwas voraus, was er selbst erst noch schaffen soll. Dafür existieren technische Lösungen, aber sie sind aufwändig und haben Folgen für die Wirtschaftlichkeit. Im europäischen Stromverbund spielt der Wasserstoff keine Rolle, obwohl die Technologien seit Jahrzehnten bekannt sind. Das mag daran liegen, dass nur die sehr volatilen, den anderweitigen Verbrauch übersteigenden Angebotsspitzen des Wind- und Solarstroms für die Wasserstoffproduktion zur Verfügung stehen, denn es wäre widersinnig und unökologisch, mit grünem Strom Wasserstoff zu produzieren, wenn man diesen Strom auch unmittelbar zum Ersatz konventioneller Stromquellen verwenden könnte. Angesichts dieser Schwierigkeiten könnte es noch sehr lange dauern, bis eine funktionsfähige Wasserstoffwirtschaft aufgebaut ist.

Nach vorliegenden Szenarien wird der Stromverbrauch auch bei steigender Energieeffizienz in Deutschland schon kurzfristig, bis zum Jahr 2030, um rund 25% zunehmen.¹ Dafür wird es nötig sein, zusätzlich konventionelle regelbare Kraftwerke als Komplement des volatilen Stroms aus grünen Quellen vorzuhalten. Im Jahr 2021 kamen noch rund 40% der Stromversorgung aus Kernkraft und Kohle. Die letzten Kernkraftwerke sollen schon im April 2023 abgeschaltet werden, die Kohlekraftwerke bis zum Jahr 2030. Deutschland beantwortet einen massiv steigenden Strombedarf also mit der Abschaltung eines erheblichen Teils seiner Kraftwerke, ohne dass klar ist, ob und wie die Lücke gefüllt und der steigende Strombedarf bedient werden kann. Falls das so umgesetzt wird, muss der Bedarf an regelbaren Energien in den kommenden Jahren primär durch Gaskraftwerke gedeckt werden.

Der Koalitionsvertrag der Ampel kündigt den Ausbau von Gaskraftwerken und die Schaffung einer Wasserstoff-Elektrolysekapazi-



Dr. Christoph Theis

Sprecher der Geschäftsführung, P3 group GmbH, ist Mitglied des Kuratoriums der ifo-Freundesgesellschaft.



Dr. Peter-Alexander Wacker

Vorsitzender des Aufsichtsrats, Wacker Chemie AG, ist Vorsitzender des Verwaltungsrates des ifo Instituts und Mitglied des Kuratoriums der ifo-Freundesgesellschaft.

¹ Siehe etwa EWI (2022a, S. 11), Szenario mit hohem Elektrifizierungsgrad. Stromverbrauchsszenarien kommen je nach Prämissen über Preisentwicklung und den angenommenen Elektrifizierungsgrad zu sehr unterschiedlichen Ergebnissen. Eindeutig ist aber, dass der Stromverbrauch in Deutschland, wenn es zu der geplanten Elektrifizierung des Verkehrs, der Gebäudeheizungen und der Industrie kommt, mittel- und langfristig stark zunehmen wird.

tät von 10 GW bis zum Jahr 2030 an (Koalitionsvertrag 2021, S. 60). Belastbare öffentliche Planungen, diese Kapazitäten tatsächlich aufzubauen, fehlen jedoch genauso wie Rechnungen zu deren privater oder volkswirtschaftlicher Wirtschaftlichkeit. Für private Investoren sind Gaskraftwerke, die auf Wasserstoff umrüstbar sind, derzeit kein tragfähiges Geschäftsmodell.

Es kommt erschwerend hinzu, dass angesichts des Ukraine-Konflikts auf absehbare Zeit nur noch in weit geringerem Umfang Gas aus Russland nach Europa und Deutschland fließen wird. Gas wird sich voraussichtlich nicht nur für die kommenden zwei Jahre, sondern auch mittelfristig spürbar verteuern, weil als Alternative nur LNG-Importe verfügbar sind, die erst noch einen Umbau der Infrastruktur verlangen. Nach aktuellen Schätzungen könnte Gas in Europa dadurch langfristig etwa doppelt so teuer werden wie vor der Krise (Prognos 2022). Damit ist der bisherige Plan für den Übergang zu einem klimaneutralen Energiesystem in Frage gestellt.

WETTBEWERBSFÄHIGKEIT DEUTSCHLANDS ALS INDUSTRIESTANDORT BEDROHT

Für Deutschland wirft die Gasverknappung Probleme auf, die weit über die Folgen für die Stromproduktion hinausgehen. Für private Haushalte steigen die Heizkosten. Deutschland wird durch den Verlust des Zugangs zu Gasimporten aus Russland als Industriestandort an Wettbewerbsfähigkeit verlieren. Das betrifft weniger die Wettbewerbsfähigkeit gegenüber anderen Standorten in Europa, weil der Gasmarkt zumindest in Nordwesteuropa stark integriert ist. Schon bislang haben viele Länder in Europa und nicht nur Deutschland von den Gasimporten profitiert. Der Verlust an Wettbewerbsfähigkeit ergibt sich jedoch gegenüber den USA und Asien.

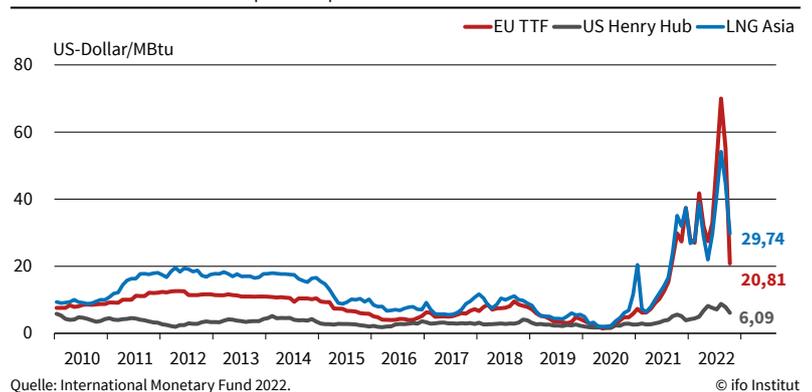
Vor der Krise, im Durchschnitt der Jahre 2015–2019, lag der Gaspreis in Asien rund 22% über dem europäischen Niveau, in den USA kostete Gas etwa halb so viel wie in Europa. Im Jahr 2021, als Russland begann, seine Gaslieferungen nach Europa zu drosseln, fiel der Preisnachteil Asiens auf 16%, in den USA betrug der Gaspreis nur ein Viertel des europäischen Niveaus (BP 2022). Im Jahr 2022 war der Preisunterschied zwischenzeitlich noch deutlich größer. Aktuelle Szenarienrechnungen, die davon ausgehen, dass bis 2030 die russischen Gasimporte nicht wieder aufgenommen werden, kommen zu dem Ergebnis, dass sich die europäischen Gaspreise beim Dreifachen der amerikanischen Preise einpendeln könnten (EWI 2022b, S. 35). In China dürfte der Preis durch vermehrte russische Lieferungen gegenüber dem europäischen Niveau noch weiter sinken. Europa verliert also massiv an preislicher Wettbewerbsfähigkeit gegenüber beiden Konkurrenten.

Ähnlich ist die Entwicklung beim Strompreis. In den Jahren 2015–2019 lag der durchschnittliche jähr-

Abb. 1

Erdgaspreise

Durchschnittliche monatliche Spotmarktpreise



liche Börsenstrompreis zwischen 28 und 43 Euro pro Megawattstunde, 2021 schon bei 93 Euro und 2022 noch deutlich höher.² Die aktuell extremen Preisausschläge vor dem Hintergrund des Ukraine-Krieges werden nicht bleiben. Aber da die weitere Entwicklung des Strompreises stark vom Gaspreis abhängig ist, werden auch hier Deutschland und Europa gegenüber Asien und den USA an Boden verlieren.

Man könnte einwenden, dass es nicht nur auf Energiepreise, sondern auch auf Energieeffizienz ankommt. Das trifft zu, aber in vielen industriellen Anwendungen haben Verbesserungen der Energieeffizienz Grenzen. Außerdem sind effizientere Technologien in der Regel nicht an den Standort Deutschland oder Europa gebunden. Energieeffizienz allein kann Abwanderungsrisiken nicht aus der Welt schaffen.

Gelegentlich wird auch gefordert, Nachteile bei den Energiepreisen mit Subventionen auszugleichen. Die Subventionierung des industriellen Öl- und Gasverbrauchs wäre sicherlich kontraproduktiv, weil es wirtschaftlich selbstschädigend ist, dauerhafte Standortnachteile durch Subventionen auszugleichen. Vor allem vor dem Hintergrund massiver Subventionen für Industrieansiedlungen in den USA und im Hinblick auf sicherheitspolitisch problematische Abhängigkeiten kann es sinnvoll sein, öffentliche Mittel vorübergehend einzusetzen, um strategisch wichtige Industrien in Deutschland zu halten. Subventionsprogramme bergen allerdings stets die Gefahr, bestehende, nicht nachhaltige Strukturen zu erhalten. Das gilt es zu vermeiden.

WAS IST ZU TUN? EINE VERÄNDERTE STRATEGIE IN DER ENERGIEPOLITIK

Das Ziel der deutschen Energiepolitik besteht darin, möglichst schnell zu einer Energieversorgung zu kommen, die allein auf erneuerbaren Energien, grünem Wasserstoff und synthetischen Energieträgern basiert. Den Ausbau der erneuerbaren Energien und

² Quelle: https://energy-charts.info/charts/price_average/chart.htm?l=de&c=DE&year=-1&interval=year&chartColumnSorting=default.

der Wasserstoffwirtschaft zu beschleunigen, hat dafür zentrale Bedeutung und steht zu Recht im Mittelpunkt der energiepolitischen Strategie. Wir unterstützen den zügigen Ausbau der erneuerbaren Energien ausdrücklich. Aber hier ist Realismus gefragt. Nach der heute abschätzbaren Technikentwicklung wird es lange, eventuell Jahrzehnte, dauern, bis derartige Energiesysteme voll funktionsfähig sind. Deshalb ist es erforderlich, die Zeit, die zum Aufbau eines vollständig dekarbonisierten Energiesystems benötigt wird, zu überbrücken.

Eine klimaneutrale Energieversorgung wäre schneller erreichbar, wenn man mit den noch betriebsbereiten Kernkraftwerken eine gewisse Grundlast bereitstellt, die primär Kohlekraftwerke ersetzt und dazu beitragen kann, die saisonalen Schwankungen bei der Produktion der erneuerbaren Energien zwischen Sommer und Winter auszugleichen. Für die ganz kurzfristigen Schwankungen innerhalb eines Tages oder einer Stunde werden künftig auch zunehmend Batteriespeicher, vornehmlich die der Elektrofahrzeuge, in Frage kommen. In dem Umfang, wie es tatsächlich gelingen sollte, mit dem volatilen grünen Strom Elektrolyseure in Europa oder an anderen Standorten wirtschaftlich zu betreiben, kann auch Wasserstoff zur kurzfristigen Stabilisierung eingesetzt werden. Für die kommenden Jahre müssen die kurzfristig auftretenden Schwankungen in der Stromproduktion mit erneuerbaren Energien aber noch primär mit Gaskraftwerken abgedeckt werden.

Gas wird nicht nur für die Stromproduktion noch lange wichtig sein. Auch für Heizungen von Wohnungen und in vielen industriellen Anwendungen wird es noch viele Jahre lang eine wichtige Rolle spielen und nur schrittweise ersetzt werden können. Hier fehlt bisher vor allem der Wille, in alternative Techniken wie etwa Wärmepumpen zu investieren.

Um den Wohlstand in Deutschland zu sichern, ist es von zentraler Bedeutung, eine realistische energiepolitische Strategie zu verfolgen, mit der die Ziele einer sicheren, bezahlbaren und umweltfreundlichen Energieversorgung erreicht werden können.

Die Energiepolitik der kommenden Jahre sollte folgende Punkte beinhalten:

1. Die Stromversorgung sollte breit aufgestellt werden

Angesichts der erheblichen Unsicherheit über die weitere Entwicklung ist es von zentraler Bedeutung, die Stromversorgung breit aufzustellen und nicht leichtfertig Optionen aus der Hand zu geben. Der Ausbau erneuerbarer Energien ist massiv zu beschleunigen, ebenso wie der Bau von wasserstofffähigen Gaskraftwerken. Kernkraftwerke sollten erst dann abgeschaltet werden, wenn erprobte und leistungsfähige Anlagen zur Stromerzeugung zur Verfügung stehen, die tatsächlich ohne den Einsatz einer komplementären CO₂-lastigen Regelenergie auskommen. Deutschland

sollte die Kooperation mit Partnerländern vertiefen, die bereit sind, mit ihrer Kernkraft zur Minderung der durch Dunkelflauten entstehenden Probleme beizutragen, wobei zu bedenken ist, dass dadurch neue Abhängigkeiten entstehen können.

2. Der Strommarkt sollte umfassend geöffnet und flexibilisiert werden

Derzeit verhindern starre Regulierungen und Wettbewerbsbeschränkungen die notwendige breite Einbindung von dezentralen Erzeugern, vor allem Industrieunternehmen und privaten Haushalten in das Energiesystem. Ein Beispiel für diese Einbindung ist die Nutzung bidirektionalen Ladens bei Elektrofahrzeugen. Bei einer bis 2030 erreichbaren Zahl von 1,4 Millionen entsprechend ausgerüsteten Elektroautos könnte deren Nutzung als Speicher zum Ausgleich von sehr kurzfristigen Schwankungen bei erneuerbaren Energien den Bau von zehn Gaskraftwerken überflüssig machen.³ Das Ziel sollte darin bestehen, im Energiesystem eine Plattformökonomie zu entwickeln. Hier besteht das Potenzial, die Stromkosten für Haushalte und Unternehmen nachhaltig zu senken.

3. Sicherung der Gasversorgung durch Ausbau eigener Förderung und neue Pipelines

Für die Bewahrung Deutschlands als Industriestandort ist es von zentraler Bedeutung, eine sichere und preislich wettbewerbsfähige Gasversorgung sicherzustellen. Ein Weg dahin wäre der Ausbau der heimischen Gasförderung in Deutschland und Europa durch Fracking. Hier haben technische Entwicklungen zu umweltfreundlicheren Verfahren geführt, die schnell einsatzbereit wären. Die bekannten Gasvorkommen in Deutschland könnten die russischen Gaslieferungen für 14 Jahre ersetzen. Heimisches Fracking hätte den großen Vorteil, dass die politischen Unwägbarkeiten, die mit der Abhängigkeit von Gasimporten etwa aus Katar einhergehen, nicht auftreten. Deshalb ist es wichtig, die Gasförderung durch Fracking in Deutschland zu ermöglichen. Darüber hinaus sollten Gaspipelines innerhalb der EU und zu wichtigen Gaslieferanten wie etwa Norwegen, Großbritannien und südlichen Anrainern des Mittelmeerraums zügig ausgebaut werden.

4. Die Planungs- und Genehmigungsverfahren sind erheblich zu beschleunigen

Ein großes Hindernis für den Umbau des Energiesystems liegt in den langwierigen Planungs- und Genehmigungsverfahren. Derzeit dauert die Planung und Genehmigung eines Windradprojekts vier bis fünf Jahre. Allein bei den Genehmigungsverfahren vergehen zwi-

³ Quelle: Berechnungen der Firma P3.

schen der ersten Einreichung der Unterlagen und der Genehmigung im Durchschnitt rund zwei Jahre, bei großen Unterschieden zwischen den verschiedenen Bundesländern (EEG Bund-Länder-Kooperationsausschuss). Lange Genehmigungsverfahren behindern auch das Ersetzen vorhandener Anlagen, die zur Erneuerung anstehen. Bei dieser Dauer ist es kaum möglich, bis 2030 die ambitionierten Ausbauziele für erneuerbare Energien zu erreichen. Planungsverfahren bei Ausbau von Strom- oder Gasnetzen sind ebenfalls viel zu lang. Das hat auch mit intensiver Bürgerbeteiligung zu tun, die zwar prinzipiell wünschenswert, deren Umfang aber abzuwägen ist gegenüber anderen Zielen, insbesondere dem Ziel, gesamtwirtschaftlich bedeutende Investitionsprojekte voranzubringen. Vor allem der Ausbau des Stromnetzes in Deutschland muss dringend beschleunigt werden, auch im Hinblick auf Elektromobilität. Hier ist eine Anpassung von Details der bestehenden Regelungen nicht hinreichend. Die Bundesregierung hat erste Maßnahmen zur Planungsbeschleunigung für den Ausbau erneuerbarer Energien ergriffen, aber weitere Schritte sind erforderlich. Benötigt wird eine grundlegende Neufassung der Genehmigungsverfahren mit dem Ziel einer erheblichen Beschleunigung. Auch das Fracking könnte nur dann eine rasche Entlastung bieten, wenn die Genehmigungs- und Prüfdauern stark reduziert würden.

5. Forschung und Entwicklung zu Energiesystemen und Energieeffizienz verstärken

Die Schaffung einer dekarbonisierten, bezahlbaren und sicheren Energieversorgung erfordert große Anstrengungen in Forschung und Entwicklung. Staatliche Förderung sollte hier Schwerpunkte in den Bereichen der erneuerbaren Energien, der Energieeffizienz, intelligenter Stromnetze und Speichertechnologien der Wasserstoffwirtschaft legen, aber andere Gebiete wie insbesondere die Fusionsforschung und die Forschung an anderen Reaktoren nicht vernachlässigen. Selbst wenn Deutschland bei der Entscheidung bleiben sollte, nicht zur Kernkraft zurückzukehren, können diese Technologien einen wichtigen Beitrag zur Eindämmung des weltweiten Klimawandels leisten und haben gute Exportchancen.

DIE ENERGIEVERKNAPPUNG UND ABWANDERUNG VON INDUSTRIEN EINFACH HINZUNEHMEN, IST NICHT DER RICHTIGE WEG

Der Warnung vor einer Deindustrialisierung durch Energieverknappung könnte man entgegenhalten, die Verluste seien durch den Aufbau anderer, weniger energieintensiver wirtschaftlicher Aktivitäten auszugleichen, und das erleichtere außerdem das Erreichen von Klimaschutzzielen. Es wird auch argumentiert, die Zahl der gasintensiv hergestellten Produkte in Deutschland sei überschaubar, ihr Anteil an den Industrieumsätzen begrenzt. Diese Argumente sind

nicht überzeugend. Der Aufbau weniger energieintensiver Wertschöpfung ist sicherlich möglich, erfordert aber Zeit und ist angesichts des ohnehin beschleunigten Strukturwandels in Schlüsselindustrien wie etwa der Automobilbranche höchst riskant. Die Zahl der gasintensiv hergestellten Produkte oder ihr Umsatzanteil allein sagen wenig über die wirtschaftliche Bedeutung von Gas für den heimischen Wohlstand. Die Verteuerung der Gasimporte würde den inländischen Wohlstand selbst dann senken, wenn die heimische Industrieproduktion nicht beeinträchtigt würde, weil die betreffenden Zwischenprodukte problemlos importiert werden könnten. Die Verlagerung energieintensiver Produktion an andere Standorte mit geringeren Klimaschutzstandards würde global zu steigenden CO₂-Emissionen führen. Energieintensive Industrien stehen in keinem prinzipiellen Konflikt mit Dekarbonisierungszielen, weil sie sich zunehmend auf CO₂-freie Energie stützen. Hinzu kommt, dass energieintensive Industrien wie etwa die chemische Industrie oder Teile der Metallindustrie grundlegende Bedeutung für fast alle Wertschöpfungsketten haben. Die Abwanderung dieser Industrien könnte angesichts wachsender geopolitischer Spannungen Versorgungsrisiken aufwerfen oder sogar andere Industrien mitziehen.

Derzeit ist die energiepolitische Debatte in Deutschland geprägt von einer irrationalen Konfrontation zwischen Befürwortern konventioneller und erneuerbarer Energien, die einer Überwindung der anstehenden Herausforderungen im Weg steht. Die Wahrung des Wohlstands in Deutschland erfordert Veränderungsbereitschaft und eine pragmatische Energiepolitik, die ideologische Grabenkämpfe hinter sich lässt.

LITERATUR

BP (2022), *BP Statistical Review of World Energy 2022*, bp.com, verfügbar unter: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2022-full-report.pdf>.

EEG Bund-Länder-Kooperationsausschuss (2022), *Bericht des Bund-Länder-Kooperationsausschusses zum Stand des Ausbaus der erneuerbaren Energien sowie zu Flächen, Planungen und Genehmigungen für die Windenergienutzung an Land – Berichtsjahr 2022*, verfügbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/E/EEG-Kooperationsausschuss/2022/bericht-bund-laender-kooperationsausschuss-2022.pdf?__blob=publicationFile&v=10.

EWI – Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (2022a), *Szenarien für die Preisentwicklung von Energieträgern*, Endbericht, Juli, im Auftrag des Akademienprojekts »Energiesysteme der Zukunft« (ESYS), EWI, Köln.

EWI – Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (2022b), *Entwicklungen der globalen Gasmärkte bis 2030*, Studie im Auftrag von Zukunft Gas e.V., EWI, Köln.

Koalitionsvertrag (2021), *Mehr Fortschritt wagen, Koalitionsvertrag 2021–2025 zwischen der Sozialdemokratischen Partei Deutschlands (SPD), Bündnis 90/Die Grünen und den Freien Demokraten (FDP)*, Berlin.

Prognos (2022), *Strompreisprognose*, Studie im Auftrag der vbw, verfügbar unter: https://www.vbw-bayern.de/Redaktion/Frei-zugaengliche-Medien/Abteilungen-GS/Wirtschaftspolitik/2022/Downloads/vbw_Strompreisprognose.pdf.

Justus Haucap, Mario Liebensteiner und Jonathan Meinhof

Ausgleichsmechanismen für die Energiekrise: Eine kritische Auseinandersetzung mit den wichtigsten Vorschlägen zur Entschärfung ihrer Preiswirkungen

Die Spannungen mit Russland im Vorfeld und besonders der Angriff auf die Ukraine am 24. Februar 2022 haben die Energiepreise drastisch ansteigen lassen. Dies betrifft insbesondere die Gaspreise und dadurch indirekt auch die Strompreise in Deutschland. Gas wird in nicht unerheblichem Umfang für die Stromerzeugung eingesetzt, und Gaskraftwerke sind regelmäßig die preissetzenden Spitzenlastkraftwerke an der Strombörse. Inzwischen sind die Gaspreise wieder deutlich gesunken und bewegen sich aktuell (Stand: 2. Dezember 2022) bei etwa 135 Euro/MWh für den kommenden Monat (Future M + 1). Der Preis für den Folgetag (Day-Ahead) lag an einzelnen Tagen im Oktober sogar schon wieder unter 30 Euro/MWh (Bundesnetzagentur 2022). Abbildung 1 zeigt die Entwicklung des deutschen Stromgroßhandelspreises parallel zum europäischen Gasgroßhandelspreis.

Durch die Krise ist in Deutschland und der gesamten Europäischen Union eine Debatte über das Strommarktdesign entbrannt. Insbesondere die sogenannte Merit Order und das Einheitspreissystem, bei dem an den europäischen Strombörsen alle zu einem bestimmten Zeitpunkt gehandelten Stromkontrakte zum identischen markträumenden Preis abgerechnet werden, stößt auf Unverständnis und Kritik. Dass etwa die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, Kernkraft, oder Braun- und Steinkohle von höheren Strompreisen profitiert, obgleich die Erzeugungskosten dieser Kraftwerke gar nicht oder zumindest nicht in diesem Umfang gestiegen sind, stößt in der Öffentlichkeit nicht selten auf Unverständnis.

Geplant ist nun einerseits eine teilweise nachträgliche Abschöpfung der sogenannten Zufallsgewinne, zum anderen eine Reduktion der Strompreise für Endverbraucher, also für private Haushalte, Gewerbe und Industrie. Im Folgenden sollen die geplan-

ten und diskutierten Maßnahmen zur Senkung der Strompreise kritisch beleuchtet werden. Dabei werden wir zunächst die diskutierten Maßnahmen zur direkten Senkung des Endkundenpreises für Strom – die sogenannte Strompreisbremse – erörtern und anschließend Maßnahmen auf dem Großhandelsmarkt für Strom diskutieren.

EFFEKTE EINER STROMPREISBREMSE

Die Bundesregierung hat angekündigt, die Stromnachfrager in Deutschland durch eine »Strompreisbremse« zu entlasten.¹ Diese Strompreisbremse soll ab Januar 2023 für private Verbraucher sowie kleine und mittlere Unternehmen gelten. Für private Verbraucher wird der Strompreis bei 40 Cent pro Kilowattstunde für den Basisbedarf von 80% des Vorjahresverbrauchs gedeckelt. Für Industriekunden liegt der Deckel bei 13 Cent für 70% des historischen Verbrauchs. Zusätzlich soll der Anstieg der Netzentgelte im deutschen Stromnetz gedämpft werden (Die Bundesregierung 2022b). Zudem besagt die Bundesregierung: »Um die Strompreisbremse für den Basisverbrauch (...) zu finanzieren, sollen Zufallsgewinne von Stromproduzenten zumindest teilweise abgeschöpft werden.«

Ähnliche Preisbremsen sind auch in anderen EU-Staaten beschlossen worden oder werden aktuell diskutiert. In Österreich etwa sollen private Verbraucherinnen und Verbraucher für die ersten 2 900 kWh lediglich 10 Cent/kWh zahlen und erst für darüber hinausgehende Mengen den Marktpreis. In den Niederlanden gilt für den Verbrauch bis 2 900 kWh ein Preis von 40 Cent/kWh, darüber hinaus der Marktpreis.

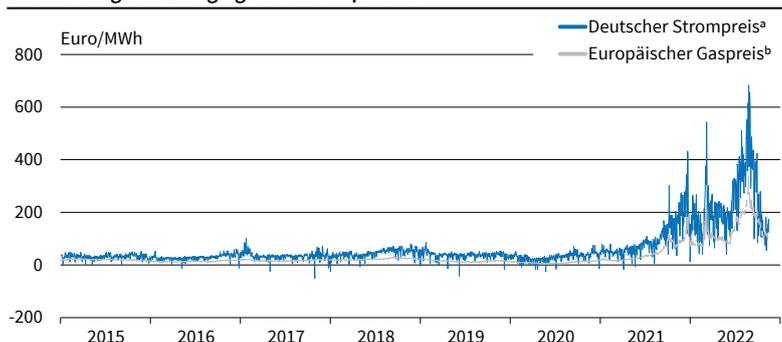
Für Stromnachfrager ist die Preisbremse sicher eine entlastende Maßnahme. Gleichwohl sind aus ökonomischer Perspektive mindestens vier Aspekte kritisch zu sehen. Erstens ist die Preisbremse nicht bedarfsgerecht. Von der Reduktion der Preise profitieren – ebenso wie bei der Preisbremse für Gas- und Fernwärme – auch Haushalte und Unternehmen, die auf Hilfe gar nicht angewiesen sind.

Zweitens drohen die Anreize zum Energiesparen verwässert zu werden. Theoretisch bleiben die Einsparanreize zwar unberührt, weil den Stromkunden pauschal ein »gesicherter Entlastungsbetrag« erstattet wird, der unabhängig vom tatsächlichen Stromverbrauch ist und für die verbrauchten Mengen nach wie

¹ Die Strompreisbremse wird beispielsweise in der Rede von Bundeskanzler Scholz anlässlich der Eröffnungsfest der Gewerkschaftstags der EVG am 16. Oktober 2022 in Berlin erwähnt (Die Bundesregierung 2022a).

Abb. 1

Entwicklung von Energiegroßhandelspreisen



^a Day-ahead spot, Tagesdurchschnittswerte.

^b Dutch TTF Natural Gas Future, daily closing price.

Quelle: ENTSO-E Transparency; The ICE (Intercontinental Exchange).

© ifo Institut

vor der vertraglich vereinbarte Preis gilt. Praktisch ist jedoch zu befürchten, dass sich zumindest die Nachfrage der Privathaushalte am Durchschnittspreis und nicht am marginalen Preis orientiert. Dass dies keine weltfremde Spekulation ist, belegt etwa eine Studie von Ito (2014). Der Studie zufolge orientieren sich private Haushalte zumindest in den USA bei mehrteiligen Tarifen eher am Durchschnittspreis als am marginalen Preis. Die richtige Kommunikation bei der Einführung von Preisbremsen ist also ganz entscheidend, damit Privathaushalte wirklich Energie sparen. Dass diese Kommunikation aktuell auch gelingt, darf bezweifelt werden. So ist etwa selbst auf den Websites des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) unter dem Stichwort »Strompreisbremse – Funktionsweise« wörtlich folgendes zu lesen: »Sie sparen durch die Strompreisbremse im Vergleich zu den extrem hohen Energiekosten, die durch hohe neue Vertragspreise entstehen. Dabei gilt: Es lohnt sich trotzdem, Strom einzusparen, weil nur ein Anteil des bisherigen Verbrauchs subventioniert wird. Für jede Kilowattstunde über diesen Anteil hinaus muss der hohe Preis aus dem Versorgungsvertrag gezahlt werden« (vgl. BMWK 2022). Diese Erklärung ist jedoch nicht richtig, da selbst die erste Kilowattstunde bereits zum aktuell vereinbarten, hohen Vertragspreis abgerechnet wird. Die staatliche Entlastung erfolgt als Fixum, das sich als Produkt ergibt aus (a) dem Betrag, mit dem Vertragspreis über 40 Cent pro kWh hinausgeht, und (b) 80% des historischen Verbrauchs (in kWh). Wenn selbst das BMWK die Funktionsweise der Strompreisbremse nicht richtig erklärt, ist nicht davon auszugehen, dass der Großteil der Verbraucherinnen und Verbraucher dies versteht.

Drittens drohen die Preisbremsen den Wettbewerb beim Stromvertrieb zu dämpfen. Durch die Strompreisbremse lohnt sich ein Wechsel des Stromanbieters weniger. Die Anbieter werden sich beim Preis für den Basisbedarf nach Abzug der staatlichen Erstattung faktisch nicht unterscheiden, so dass Preisunterschiede zwischen Anbietern nur für einen Verbrauch jenseits des Basisbedarfs relevant werden. Da der Wechsel des Stromanbieters doch mit einem gewissen Aufwand (vor allem Zeit) verbunden ist, zugleich aber durch einen Anbieterwechsel weniger Geld gespart werden kann, schwächt dies die Wechselanreize der Verbraucher. Das werden auch die Anbieter verstehen, so dass mit einem schwächeren Wettbewerb als bisher zu rechnen ist.

Viertens werden die Anreize reduziert, in neue Stromerzeugungsanlagen zu investieren, wenn vermeintliche Übergewinne besteuert oder anderweitig begrenzt werden. Noch vor Kurzem drehte sich die Diskussion über das adäquate Strommarktdesign vor allem darum, das sogenannte »Missing-Money«-Problem zu lösen (vgl. Hogan 2016; Aagaard und Kleit 2022, Kapitel 4). Unter »Missing Money« versteht man das theoretische Problem einer unzureichenden Kostendeckung für grundlastfähige Energieerzeugung,

etwa durch Kohle- oder Gasverstromung. So wurde argumentiert, dass das Strompreisniveau durch den preisdämpfenden Effekt eines immer höheren Anteils an erneuerbaren Energien ohne variable Stromproduktionskosten so stark abgesenkt würde, dass Kraftwerken das Geld fehle, um auch ihre fixen Kosten vollständig zu decken. Die somit unzureichenden Investitionsanreize für grundlastfähige Kraftwerke würden daher die Energieversorgungssicherheit bedrohen.

Durch die Explosion der Strompreise hat sich die Debatte um das »Missing-Money«-Problem innerhalb kürzester Zeit in eine Diskussion um die Abschöpfung von Übergewinnen umgekehrt. Dies birgt aber signifikante Probleme. Trotz aller Verwerfungen, die die Energiekrise verursacht, bietet sich nun erstmals die Chance, dass in ganz Europa die Anreize zum Zubau von erneuerbaren Energien ganz ohne finanzielle Zuschüsse zunehmen. Die Energiekrise könnte somit zu einer fundamentalen Systemtransformation der europäischen Strommärkte beitragen. Die freigesetzten Investitionsanreize für erneuerbare Energien werden nun allerdings allein dadurch geschwächt, dass eine politische Diskussion um eine Ex-post-Gewinnabschöpfung geführt wird (*Handelsblatt* 2022a; 2022b). Sollte die Gewinnabschöpfung der Kraftwerksbetreiber tatsächlich umgesetzt werden, würde dies die Investitionsanreize noch weiter senken und so die mögliche Ausweitung der Erzeugungskapazitäten bremsen. Zudem werden Investitionen in Energiespeicher sowie flexibler erneuerbarer Erzeugung weniger attraktiv, die gezielt Strom zu Spitzenpreisen einspeisen könnten und somit Gas unmittelbar verdrängen würden. Nicht ganz zu Unrecht befürchtet der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), dass die Strompreisbremse zugleich eine Investitionsbremse für neue Erzeugungskapazitäten werden kann (*Handelsblatt* 2022a). Somit kann man festhalten, dass die Abschöpfung von Gewinnen bei Kraftwerken zu signifikanten Verwerfungen führen können, adverse Effekte für grüne Technologien hervorbringen können und somit die (wenigen) Chancen auf Verbesserungen durch die Krise zerstört werden könnten.

Besser als die diversen Energiepreisbremsen zur Entlastung der Nachfrager wäre es gewesen, den einkommensschwächeren Haushalten direkte Transfers



Prof. Dr. Justus Haucap

ist Direktor des Düsseldorf Institute for Competition Economics (DICE) an der Heinrich-Heine-Universität Düsseldorf.



Prof. Dr. Mario Liebensteiner

ist Junioprofessor für Energiemärkte und Energiesystemanalyse an der Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg.

Foto: © Giulia Iannicelli für FAU



Jonathan Meinhof

ist wissenschaftlicher Mitarbeiter am Düsseldorf Institute for Competition Economics (DICE) an der Heinrich-Heine-Universität Düsseldorf.

zukommen zu lassen. Statt durch das Festlegen vermeintlich gerechter Preise die Umverteilung direkt im Markt selbst zu organisieren, wäre es vorzuzugswürdig, den Markt unberührt zu lassen und die Umverteilung anschließend durch das Steuer- und Transfersystem zu organisieren. So hätten etwa die Freibeträge bei der Einkommensteuer bis zu einer bestimmten Einkommensgrenze erhöht werden können, ebenso wie die Transfers für diejenigen Haushalte, die keine Steuern bezahlen und daher nicht von einer Senkung der Einkommensteuer (durch höhere Steuerfreibeträge) profitieren würden. Direktzahlungen wären also wesentlich einfacher progressiv gestaltbar und könnten somit dem »Gießkanneneffekt« vorbeugen, die direkte Markteingriffe mit sich bringen würden.

VERÄNDERUNGEN DES MARKTDESIGNS IM STROMGROSSHANDEL – ABSCHAFFUNG DER MERIT ORDER?

Parallel zur Einführung der Strompreisbremse für Endkunden gibt es diverse politische Überlegungen zur direkten Änderung des Marktdesigns im börslichen Stromgroßhandel. Der einheitliche Preis bildet sich dort nach der mittlerweile sogar in Talkshows diskutierten Merit Order. Die Einsatzreihenfolge der angebotenen Kapazität bildet sich nach den Geboten der einzelnen Kraftwerksbetreiber, wobei sich die Gebote in der Regel an den kurzfristigen Grenzkosten der Stromproduktion orientieren. Das Zusammentreffen von Angebot (Merit Order) und Stromnachfrage in einer bestimmten Stunde des Jahres ergibt den Strompreis. Alle bezuschlagten Kraftwerke erhalten also unabhängig von ihren Geboten bzw. Grenzkosten einen einheitlichen Preis bzw. Erlös.

Mit der (rückwirkenden) Abschöpfung von »Zufallsgewinnen« für inframarginale Kraftwerke² ab dem 1. November 2022 haben EU-Kommission und Deutsche Bundesregierung bereits eine Form eines direkten Eingriffs ins Marktdesign auf den Weg gebracht (Stratmann und Sigmund 2022). Während die EU-Kommission eine Abschöpfung der Einnahmen inframarginaler Kraftwerke oberhalb von 180 Euro/MWh vorsieht, wird die Preisgrenze für »Zufallsgewinne« in Deutschland technologiespezifisch und somit wohl tiefer angesetzt. Besteuert werden sodann 90% der so definierten Zufallsgewinne (Bünder und Hauser 2022). Mit den Einnahmen aus der Übergewinnabschöpfung sollen Preisreduktionen für Strom und Gas auf Endkundenebene finanziert werden. In einem sogenannten Non-Paper hat die Europäische Kommission (2022) außerdem im Oktober 2022 zwei weitere Maßnahmen zur Veränderung des börslichen Stromgroßhandels zur Diskussion gestellt, die im Folgenden eingeordnet werden.

² Dies sind u.a. erneuerbare Energien wie Wind- und Solarenergie, Braunkohle, Stromerzeugung aus Müllverbrennung sowie die Kernkraft. Gas- und Steinkohlekraftwerke sind als potenziell preissetzende, marginale Kraftwerke von diesem Preisdeckel nicht erfasst.

Temporäre EU-weite Einführung eines modifizierten iberischen Modells

Kurzfristig und als temporäre Maßnahme wird eine Subvention von Gas zur Stromerzeugung erwogen. Dieser Vorschlag folgt dem sogenannten iberischen Modell. Auf der iberischen Halbinsel wird seit Juni 2022 Gas, das zur Stromerzeugung genutzt wird, subventioniert, so dass der Einsatzpreis bei maximal 40 Euro/MWh liegt. Die Subvention der marginalen Kraftwerke ist prinzipiell eine verhältnismäßig günstige und geeignete Maßnahme, um den Strompreis im Großhandel zu senken. Für Europa erwägt die EU-Kommission in ihrem Non-Paper einen Gaspreis von 100–120 Euro pro MWh Gas, zuzüglich zur bereits beschlossenen Abschöpfung von »Zufallsgewinnen« ab 180 Euro/MWh für inframarginale Kraftwerke. Zudem soll die Merit Order nicht verändert werden, d.h., die Stromerzeugung durch Gaskraftwerke soll nicht günstiger werden als andere Arten der Stromerzeugung, etwa durch die Verstromung von Kohle. Dies dürfte bei einem Gaspreis von 100–120 Euro/MWh Gas jedoch auch nicht passieren, solange die Kohle- oder CO₂-Preise nicht dramatisch ansteigen.

Eine Konsequenz der Einführung eines solch modifizierten iberischen Modells hätte zumindest vier Nebenwirkungen, die es zu bedenken gilt. Erstens ist davon auszugehen, dass es zum Export von günstigem Strom in die Schweiz und nach Großbritannien kommen wird, ohne dass diese an den Kosten der Subvention beteiligt werden. Wenn Deutschland unilateral einen geringeren Wert als andere EU-Länder ansetzt, würde die Subvention auch in andere EU-Länder fließen. Zweitens stellt sich die Frage der Finanzierung innerhalb der EU. Bei einer Finanzierung aus EU-Haushaltsmitteln dürften besonders Deutschland, Österreich und Italien profitieren, weil in diesen drei Ländern bisher besonders viel Strom durch Gas erzeugt wird. Die anderen EU-Mitgliedstaaten wären tendenziell Nettozahler für diese Maßnahme. Drittens ist von einer Reduktion von Investitionsanreizen für neue inframarginale Kraftwerke (z.B. erneuerbare Erzeugungsanlagen) und vor allem auch Speicher auszugehen. Viertens würde eine künstliche Senkung des Stromgroßhandelspreises die Anreize für Energieeinsparungen drastisch senken. Hierfür gibt es bereits empirische Evidenz. Während der Gasverbrauch in Deutschland (bisher ohne Markteingriff) bereits um 30% im Vergleich zum Vorjahr gesunken ist, hat der Gasverbrauch auf der iberischen Halbinsel sogar zugenommen (Louven 2022).

Einführung von Differenzverträgen (»Contracts for Difference«)

Als mittel- und langfristige Maßnahme wird die Nutzung sogenannter Differenzverträge (Contracts for Difference oder CfDs) für Wind- und Solarenergie, Kernkraft und gegebenenfalls andere Kraftwerke wie etwa Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) erwogen. Dabei wird – beispielsweise im Rahmen einer Ausschreibung – ein

Zuschlagspreis für Strom aus diesen Anlagen vorab fixiert. Weicht der am Markt erzielte Verkaufspreis über einen bestimmten Zeitraum von diesem Zuschlagspreis ab, wird diese Abweichung durch eine positive bzw. negative Prämienzahlung ausgeglichen. Der Gesamterlös der kontrahierten Anlagen ist somit sehr stark in Höhe des Zuschlagspreises fixiert – in Niedrigpreissphasen werden Verkaufspreise bis auf das Level des Zuschlagspreises aufgestockt, in Hochpreissphasen werden Mehreinnahmen oberhalb des Zuschlagspreises in Form von negativen Prämien abgeschöpft.

Ein griechischer Vorschlag in Form eines Non-Papers zur Reform des Strommarktdesign schlägt in diesem Sinne vor, den Strommarkt in zwei Teile aufzuteilen: Einen für inframarginale Erzeugung (erneuerbare wie Wind- und Solarenergie, aber auch Kernkraft), in dem die Vergütung verpflichtend auf Differenzenverträge umgestellt wird, und eine »Rest-Merit-Order« ausschließlich für Spitzenlast (fossile Kraftwerke wie Gas und Steinkohle) mit einer Vergütung wie bisher nach Einheitspreisen (Rat der Europäischen Union 2022). Der Strompreis für Verbraucher ergäbe sich gewissermaßen aus einem gewichteten Durchschnitt zwischen dem Preis für nach Differenzenverträgen abgerechneten Kraftwerken und dem Preis für Kraftwerke, die weiterhin über den Einheitspreis im Rahmen der Merit Order vergütet werden. Grundsätzlich ist die Einführung von Differenzenverträgen auch innerhalb des aktuell bestehenden Systems möglich, ohne dass eine Aufteilung in zwei Teilmärkte notwendig wird.

Eine Vergütung inframarginaler Kraftwerke (wie Wind- und Solarenergie) über Differenzenverträge würde ihre Erlöse weniger stark von preissetzenden Spitzenlastkraftwerken (z.B. Gaskraftwerken) abhängig machen. Steigen die Börsenstrompreise z.B. in Folge steigender Gaspreise stark an, würde die Vergütung im Rahmen von Differenzenverträgen konstant bleiben, entsprechende Mehreinnahmen würden über negative Prämien zurückgegeben. Differenzenverträge würden in diesem Fall also preisdämpfend auf den Verbraucherpreis wirken. Sinken Börsenpreise dagegen unerwartet stark ab, sichern die im Rahmen von Differenzenverträgen positiven Prämienzahlungen Investitionen ab.

Andererseits stellen Differenzenverträge einen klaren Rückschritt im Hinblick auf die Marktintegration kontrahierter Anlagen (vorrangig erneuerbarer Energien) dar. Marktsignale in Form von Preisschwankungen würden keine oder nur schwache Anreize zu marktdienlichem Verhalten von Kraftwerken entfalten, da sie ohnehin durch Prämien ausgeglichen werden. Dispatch-Anreize werden dadurch verzerrt, und Strom würde immer in der maximal verfügbaren Menge eingespeist, auch wenn dies z.B. in Zeiten negativer Strompreise nicht wünschenswert ist.³ Gleichzeitig geht auch

der Einsatz marktdienlicherer Erzeugungstechnologien verloren (wie z.B. von Solaranlagen mit Ost-West- statt Südausrichtung, die insgesamt weniger Strom produzieren, aber Nachfrageschwankungen besser abbilden). Da Preissignale durch Prämien abgeschwächt werden (gedämpft in Hochpreissphasen, erhöht in Niedrigpreissphasen), wird auch der Anreiz zur Nachfrageflexibilität und Speicherung von Energie verringert und verfügbare Flexibilität im Gesamtsystem reduziert.

Differenzenverträge erfordern zusätzlich einen deutlich höheren Planungsaufwand durch die öffentliche Hand. Die geografische und technologische Ausdifferenzierung des Kraftwerkportfolios kann ohne marktliche Anreize nicht mehr marktgetrieben geschehen. Dies kann zu suboptimalen Allokationen führen. Zuletzt ergibt sich auch keine marktliche Einsatzreihenfolge mehr für den Fall, dass das Angebot aus Erzeugung aus Differenzenverträgen zeitweise die Gesamtnachfrage übersteigt (z.B. weil erneuerbare Energien mehr als 100% der Nachfrage decken können und keine »preissetzenden« Spitzenlastkraftwerke notwendig sind). Da kein marktlicher Anreiz zur Drosselung einzelner Kraftwerke besteht, muss die Einsatzreihenfolge exogen festgelegt werden. Insgesamt würde die Rücknahme der Marktintegration erneuerbarer Energien durch Differenzenverträge marktbasierter Anreize zerstören, was große Herausforderungen für den Aufbau eines kosteneffizienten Kraftwerkportfolios, reduzierte Flexibilitätsanreize und somit letztlich die Systemstabilität gefährden könnte. Daher stellt die Umstellung auf Differenzenverträge keine geeignete Alternative für ein langfristig ausgerichtetes Strommarktmodell dar.

FAZIT

Die Energiepreiskrise hat die Bürgerinnen und Bürger wie auch Unternehmen unerwartet und unverschuldet getroffen. Ohne staatliche Ausgleichsmechanismen drohen Deutschland und Europa schwere soziale Verwerfungen, Privatkonkurse, Unternehmensbankrotte und somit ein gravierender Wohlfahrtsverlust. Erschwerend kommen eine galoppierende Inflation, Nachfrageeinbrüche, wirtschaftliche Rezession und Unsicherheit hinzu. Es ist durchaus zu begrüßen, dass die Europäische Kommission und die deutsche Bundesregierung staatliche Entlastungspakte bereitstellen wollen. Es ist aber von höchster Wichtigkeit, die Vor- und Nachteile der konkreten Ausgestaltung der Maßnahmen zu diskutieren, um die (wenigen) Chancen durch die Krise zu nutzen und kosteneffizient zu entlasten. Die wichtigsten Chancen der Preisexplosion sind ein signifikanter Investitionsanreiz in erneuerbare Energien und der Anreiz zum Energiesparen, die man nicht durch exogene Eingriffe in den Großhandelsmarkt verpuffen lassen sollte. Ein hoher Energiepreis drückt eine Ressourcenknappheit aus und setzt die richtigen Anreize, aus der Krise zu gelangen. Eine nachträgliche Gewinnabschöpfung wie auch Preis-

³ Ein Anreiz zur Einspeisung von Strom bestünde in Phasen negativer Börsenpreise so lange, wie die erwartete Prämienzahlung den negativen Börsenstrompreis übersteigt. Dies muss in Differenzenverträgen nicht immer der Fall sein, wenn Prämien die durchschnittlich erzielbaren Marktpreise über einen längeren Zeitraum (z.B. einen Monat) ausgleichen.

deckel auf Großhandelsmärkten für Strom und Gas (und bereits die Diskussion darüber) würden Investitionsanreize verzerren und Marktmechanismen außer Kraft setzen. Dabei wäre es gerade in Krisenzeiten wichtig, auf Marktmechanismen zu vertrauen und diese zu nutzen, indem man die Energienachfrage senkt und in erneuerbare Energien und andere Stromerzeugungsanlagen investiert. Direkte Ausgleichszahlungen wären wesentlich besser geeignet, um soziale Härtefälle zu entlasten. Sie wären leicht progressiv gestaltbar und würden somit ein Gießkannenprinzip vermeiden, würden zudem weiterhin Anreize zum Energiesparen setzen und Investitionssignale aufrechterhalten. Zudem könnten zinslose Kredite Liquiditätseingänge von Firmen und privaten Haushalten vermeiden.

LITERATUR

Aagaard, T. und A. Kleit (2022), *Electricity Capacity Markets*, Cambridge University Press, Cambridge.

BMWK – Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2022), »Gas- und Strompreisbremse«, 25. November, verfügbar unter: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/strom-gaspreisbremse.html>.

Bünder H. und J. Hauser (2022), »Das Rätsel der Strompreisbremse«, *FAZ.NET*, 4. November, verfügbar unter: www.faz.net/aktuell/wirtschaft/wie-strompreisbremse-und-gewinnabschoepfung-aussehen-18438002.html.

Bundesnetzagentur (2022), »Gaspreise Großhandel in EUR/MWh«, verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Gasversorgung/aktuelle_gasversorgung/_svg/Gaspreise/Gaspreise.html.

Die Bundesregierung (2022a), »Rede von Bundeskanzler Scholz anlässlich der Eröffnungsfeier des Gewerkschaftstags der EVG am 16. Oktober

2022 in Berlin«, 16. Oktober, verfügbar unter: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/suche/rede-von-bundeskanzler-scholz-anlaesslich-der-eroeffnungsfeier-des-gewerkschaftstags-der-evg-am-16-oktober-2022-in-berlin-2134636>, aufgerufen am 12. November 2022.

Die Bundesregierung (2022b), »Basisversorgung z günstigeren Preisen«, verfügbar unter: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/entlastungen-im-ueberblick/strompreisbremse-2125002>,

Europäische Kommission (2022), »Non-Paper: Policy Options to Mitigate the Impact of Natural Gas Prices on Electricity Bills«, verfügbar unter: <https://www.euractiv.com/wp-content/uploads/sites/2/2022/10/Non-paper.pdf>.

Gugler, K., A. Haxhimusa und H. Liebensteiner (2021), »Effectiveness of Climate Policies: Carbon Pricing vs. Subsidizing Renewables«, *Journal of Environmental Economics and Management* 106, 102405.

Handelsblatt (2022a), »Energiewende in Gefahr – Übergewinnsteuer alarmiert die Strombranche«, Nr. 219, 11. November.

Handelsblatt (2022b), »Windkraft rutscht in die Krise«, Nr. 220, 12. November.

Hogan, M. (2016), *Hitting the Mark on Missing Money: How to Ensure Reliability at Least Cost to Consumers*, Regulatory Assistance Project, Brüssel.

Ito, K. (2014), »Do Consumers Respond to Marginal or Average Price? Evidence from Nonlinear Electricity Pricing«, *American Economic Review* 104(2), 537–563.

Louven, S. (2022), »Warum der iberische Gaspreisdeckel kein Vorbild für alle ist«, *Handelsblatt*, 24. September, verfügbar unter: www.handelsblatt.com/politik/international/energiekosten-warum-der-iberische-gaspreisdeckel-kein-vorbild-fuer-alle-ist/28696602.html.

Rat der Europäischen Union (2022), »Proposal for a Power Market Design in Order to Decouple Electricity Prices from Soaring Gas Prices – Non-Paper by Greece«, Dokument 11398/22 ENER 366, Brüssel.

Stratmann, K. und T. Sigmund (2022), »Wirtschaftsministerium konkretisiert Pläne für Gewinnabschöpfung bei Stromerzeugern – Branche alarmiert«, *Handelsblatt*, 9. November, verfügbar unter: www.handelsblatt.com/politik/deutschland/energieversorgungskrise-wirtschaftsministerium-konkretisiert-plaene-fuer-gewinnabschoepfung-bei-stromerzeugern-branche-alarmiert/28798366.html.

Andreas C. Goldthau und Nick Sitter

Hat das liberale EU-Energiemarktmodell ausgedient?*

Der Ukraine-Krieg, Höchstpreise bei Gas und Strom und ein strukturell angespannter Markt für Flüssiggas (LNG) fordern das liberale EU-Energiemarktmodell im Kern heraus. Zwei zentrale Elemente fallen dabei zusammen. Zum einen sind die Politik-Antworten auf die Energiekrise zutiefst interventionistisch und entwickeln Pfadabhängigkeiten. Damit stellt sich die Frage, ob das liberale Paradigma, das die Marktintegration über die letzten Jahrzehnte kennzeichnete, im zukünftigen Marktdesign weiterhin zentrale Bedeutung hat. Zum anderen »versicherheitlicht« die Krise die Energietransition. Statt Klimapolitik treibt nun das Ziel der nationalen Sicherheit Erneuerbare und Dekarbonisierung. Was sind die Optionen für die EU? Dieser Beitrag argumentiert, dass ein Weg zurück zum etablierten, »liberalen« Modell unwahrscheinlich ist. Stattdessen bleibt die Wahl zwischen Gradskalen von »mehr Staat« in der europäischen Energie-Governance. Beide sind jedoch mit wichtigen Güterabwägungen verbunden.

ENERGIESICHERHEIT DURCH MARKTINTEGRATION

Obwohl Energie oftmals als ein »Gut, wie jedes andere« behandelt wird, ist es von besonderer Natur. Zum einen sind Gas, Öl, Kohle und Elektronen ganz klar private Güter. Denn sie sind, wie Public-Policy-Studierende im ersten Semester lernen, rivalisierend und ausschließbar in ihrem Gebrauch. Zugleich allerdings haben sie Elemente eines öffentlichen Gutes. Die sichere Versorgung mit Energie zu bezahlbaren Preisen beispielweise ist Voraussetzung für das Funktionieren einer modernen Gesellschaft und einer industrialisierten Volkswirtschaft (Goldthau und Sitter 2022a).

In diesem Spannungsfeld traf die EU eine Wahl: Sie organisierte den Energiesektor basierend auf dem

* Dieser Beitrag basiert auf dem kürzlich publizierten, ausführlicheren Essay: Andreas Goldthau und Nick Sitter (2022b), »Whither the Liberal European Union Energy Model? The Public Policy Consequences of Russia's Weaponization of Energy«, *EconPol Forum* 23(6), 2022, 4–7.

liberalen Marktmodell. Mehrere umfassende »Energiepakete« transformierten den Gas- und Stromsektor über die letzten 25 Jahre von national organisierten Oligopolen hin zu einem paneuropäischen Markt. Bei der Infrastruktur stellten Wettbewerbsregeln den Zugang Dritter zu Pipelines und Netzen sicher. Netzbetreiber und Produzenten wurden getrennt, und ehemals vertikal integrierte Konzerne spezialisierten sich auf einzelne Segmente der Wertschöpfungskette. Auf einem sich integrierenden Gasmarkt traten externe Anbieter wie Russland, Norwegen und Anbieter von Flüssiggas zunehmend miteinander in Wettbewerb. Die EU-Kommission ging sogar so weit, Territorialklauseln aus Gasverträgen zu entfernen, um das Marktgeschehen zu befördern. Um den freien und grenzüberschreitenden Fluss von Gas und Strom möglich zu machen, unterstützte sie zudem die Planung und Umsetzung von sogenannten »Projekten von Gemeinsamen Interesse« (PCI). Die infrastrukturelle »Hardware« komplementierte damit die regulatorische »Software« (Goldthau und Sitter 2015).

Das Zusammenspiel von marktorientierter Regulierung und Infrastrukturförderung war durchaus erfolgreich, wenn auch nicht unumstritten. Bei Gas forcierten nicht wenige EU-Mitgliedstaaten Partikularinteressen und verzögerten oder verhinderten regionale Infrastrukturvorhaben, wie den BRUA-Interkonnektor, der Bulgarien, Rumänien, Ungarn und Österreich verbinden sollte. Die MidCat Pipeline zwischen Spanien und Frankreich ist ein weiteres Beispiel. Zudem widerstand die Kommission nicht immer der Versuchung strategischer Regulierung. Die russische Pipeline South Stream beispielsweise wurde mit Verweis auf fehlende Konformität mit dem EU-Regelwerk gekippt, während die – politisch genehmere – TAP-Pipeline Ausnahmen von letzterem erhielt. Insgesamt jedoch bleibt festzustellen: Das Modell hat geliefert: Die Großhandelspreise für Erdgas sanken, die ökonomische Rente ging zu einem immer größeren Teil von den externen Produzenten zu den europäischen Konsumenten. Preise konvergierten innerhalb des EU-Energiebinnenmarkts, was deutlich machte, dass der dominante Gasanbieter Russland nicht mehr ohne weiteres seine Kunden gegeneinander ausspielen konnte. Das liberale Marktdesign sorgte für Bezahlbarkeit, Wahlmöglichkeit und Versorgungssicherheit.

NEUER INTERVENTIONISMUS

Russlands Angriffskrieg gegen die Ukraine brachte nicht nur eine sich verschärfende Energiekrise mit sich. Angesichts von Preishöchstständen und dem Ausfall russischer Gaslieferungen – die ein Drittel des EU-Verbrauchs deckten – stand nun auch eine fundamentale Frage im Raum: War das liberale Marktmodell in der Lage, auch in Krisenzeiten Energiesicherheit zu »liefern«, also unter Bedingungen einer strukturell angespannten Angebotsseite Energie(-dienstleistungen) zu bezahlbaren Preisen sicherzustellen? Und: Bildete

das liberale Modell adäquat das Element des öffentlichen Gutes ab, oder war es zu fokussiert darauf, den Wettbewerb um ein privates Gut zu organisieren – möglicherweise auch unter Inkaufnahme (zu) hoher politischer und ökonomischer Kosten im Krisenfall?

Der liberalisierte EU-Gasmarkt tat zwar in der Tat das, wofür er eingerichtet wurde: Er übersetzte Knappheit in ein deutliches Preissignal. Am TTF, dem niederländischen Handelsplatz, wurden teils über 300 Euro/MWh erreicht. Dies jedoch wurde primär – und im Kern gerechtfertigt – als Krisensignal gewertet, nicht jedoch als Ausdruck eines funktionierenden Energiemarktmodells. Die EU und ihre Regierungen setzen klar auf Intervention – und auf mehr Staat. In ihrer State-of-the-Union-Ansprache äußerte Kommissionspräsidentin von der Leyen (2022) fundamentale Zweifel, ob das existierende Strommarktdesign den Bedürfnissen der Konsumenten noch gerecht wird. Europäische Energieminister warben in Katar, USA oder Norwegen um zusätzliche Gaslieferungen. Deutschland kontraktierte für 1,5 Mrd. Euro knappes Flüssiggas aus Steuergeldern und übertrug den Ankauf statt den traditionellen Gasimporteuren der Trading Hub Europe, einem Fernnetzbetreiber. Strauchelnde Energieunternehmen wurden verstaatlicht, im Gassektor (SEFE, UNIPER) wie im Strombereich (EdF). Die Kommission schuf mit der EU Energy Platform ein Vehikel für den gemeinsamen Gaseinkauf – letzten Endes der Nukleus eines Nachfragekartells. 15% des Speicherbedarfes müssen nun darüber gedeckt werden. Ein Gaspreisdeckel kappt überbordende Preise bei 275 Euro pro MWh. Die Liste ließe sich weiterführen.

Im Krisenmodus müssen Regierungen reagieren. Mit den getroffenen Maßnahmen gehen sie jedoch an den Kern des liberalen Modells: die Preisbildung und die private Organisation des Marktes.

VERSICHERHEITLICHUNG

Mit der Ukraine-Krise ging jedoch noch ein zweiter Effekt einher: die »Versicherheitlichung« von Erneuerbaren (Kuzemko et al. 2022). Wind und Solarenergie sind seit Russlands Angriffskrieg »Freiheitsenergien«, wie der deutsche Finanzminister Lindner es auf den Punkt brachte (RND 2022). Damit werden sie aus den Niederungen der Umwelt- und Klimapolitik empor



Prof. Dr. Andreas C. Goldthau

ist Direktor der Willy Brandt School of Public Policy und Franz Haniel-Profan für Public Policy an der Fakultät für Wirtschafts-, Rechts- und Sozialwissenschaften an der Universität Erfurt und Forschungsgruppenleiter am Institut für Transformative Nachhaltigkeitsforschung (IASS)



Prof. D. Nick Sitter

ist Professor für Public Policy an der Central European University und Professor für Politische Ökonomie an der CEU, Professor für politische Wirtschaft an der BI Norwegian Business School und wissenschaftlicher Research Associate am LSE-Zentrum für Analyse von Risiko und Regulierung.

gehoben zu einer Angelegenheit der nationalen Sicherheit. Und mit ihnen die schnelle Dekarbonisierung des Energiesystems und der Industrieproduktion, mit dem Ziel einer größeren Unabhängigkeit von fossilen Importen, nicht zuletzt aus Russland. Die Folge der Versicherheitlichung: Sie legitimiert außerordentliche staatliche Maßnahmen, um dieses Ziel zu befördern.

So können beispielsweise massiv Staatsgelder eingesetzt werden – in Deutschland allein bis 2026 200 Mrd. Euro für Klimaschutz, und damit zentral den Ausbau der erneuerbaren Energien (Reuters 2022b). Ähnliches gilt für die europäische Ebene. Der REPowerEU Plan der Kommission soll bis 2027 210 Mrd. Euro für Erneuerbare und industrielle Dekarbonisierung mobilisieren (S&P Global 2022). Zudem können schwierige Abwägungen klar entschieden werden. Wo beispielsweise Artenvielfalt und Offshore-Windfarmen im Konflikt stehen, hat das Ziel der Energieunabhängigkeit Vorrang. So soll laut Plänen von Belgien, der Niederlande, Dänemarks und Deutschlands 150 Gigawatt an Offshore-Windkapazität die Nordsee bis 2050 zu einem grünen Kraftwerk machen (Reuters 2022a).

Die Ukraine-Krise wird damit mittelfristig der europäischen Energiewende absehbar einen enormen Schub geben. Skalierte Investitionen in Erneuerbare und industrielle Dekarbonisierung können strukturell das Energiesystem und die industrielle Produktion verändern. Die Ironie: Dies geschieht nicht Dank progressiver Klimapolitik, sondern aufgrund von Putins Angriffskrieg.

POLITISCHE VERSUS WIRTSCHAFTLICHE KOSTEN

Was sind angesichts dieser Trends die Aussichten für das europäische Energiemarktmodell? Dies ist letzten Endes eine Frage der Prioritäten: Preis, Resilienz oder Sicherheit. Der Weg zurück zum liberalen Vorkrisenmodell hieße, den Fokus auf Marktmechanismen und bezahlbare Energiekosten zu legen. Auch nach der Finanzkrise von 2008 führen die Regierungen in Europa und weltweit ihre Staatsintervention sukzessive zurück. Allerdings wäre eine Rückkehr zum Status quo ante nur möglich, wenn Russland als Energielieferant zurück ins Spiel käme – ohne Regimewechsel in Moskau kaum eine tragbare Option. Zudem werden mit Blick auf die nationale Sicherheit EU-Regierungen nach der gegenwärtigen Krise nur schwer den eingeschlagenen Pfad einer stärkeren staatlichen Steuerung des Energiesektors verlassen.

Damit verbleiben zwei eher interventionistische Szenarien. Das erste bleibt dem liberalen Modell verbunden, favorisiert jedoch Resilienz. Dies bedeutet staatlich forcierte Investitionen in in vorzuhaltende LNG-Terminals sowie grenzüberschreitende und Transmissionsinfrastruktur, verbunden mit dezidierten Interventionen in allen verbrauchenden Sektoren, mit dem Ziel struktureller Nachfrageveränderung, weg von fossilen Energieträgern und hin zu Erneuerbaren. Der Markt als solcher bleibt erhalten, allerdings sieht

der Staat eine deutlich stärkere Rolle darin, Risiken zu minimieren. Die kurz- und mittelfristigen Kosten für Verbraucher und Industrie sind damit deutlich höher als beim Status quo ante, die wirtschaftlichen und politischen Kosten einer erneuten Krise jedoch deutlich geringer.

Im zweiten Szenario übernimmt der Staat eine zentrale Rolle in der Energiewirtschaft. Energiesicherheit ist die Priorität, und die Organisation des Marktgeschehens ordnet sich dessen Primat unter. Dafür favorisieren europäische Regierungen nationale Champions, die allein oder im Verbund sowohl die schnelle Dekarbonisierung als auch ein bezahlbares Angebot an importierten fossilen Energieträgern sicherstellen. Größe wird als Vorteil begriffen, um die Risiken eines volatilen globalen Marktes einzuhegen, der (weiterhin existierende) Wettbewerb, beispielsweise im Endverbraucherbereich, ist nicht mehr die treibende Kraft des Energie(-markt-)modells.

Mit dem Ukraine-Krieg hat das Nachdenken über die Zukunft des europäischen Energiemarktes begonnen. Das Ergebnis ist offen. Ob es letztendlich auf ein neo-colbertistisches Modell hinausläuft oder auf eines, das versucht, den Kern des bestehenden liberalen Modells in die Nachkrisen-Ära zu überführen, wird auch davon abhängen, welche Regierung in Europa ihre politischen Prioritäten durchsetzen kann. Eines scheint sicher: Das Modell, das den EU-Energiemarkt die letzten Jahrzehnte geleitet hat, ist an seine Grenzen gekommen – ebenso wie das liberale Paradigma, das ihm zugrunde liegt.

REFERENZEN

Goldthau, A. und N. Sitter (2015), *A Liberal Actor in a Realist World. The European Union Regulatory State and the Global Political Economy of Energy*, Oxford University Press, Oxford.

Goldthau, A. C. und N. Sitter (2022a), "Oil and Gas", in: J. C. W. Pevehouse und L. Seabrooke (Hrsg.), *The Oxford Handbook of International Political Economy*, Oxford University Press, Oxford, C32S1–C32N1.

Goldthau, A. C. und N. Sitter (2022b), "Whither the Liberal European Union Energy Model? The Public Policy Consequences of Russia's Weaponization of Energy", *EconPolForum* 23(6), 4–7.

Kuzemko, C., M. Blondeel, C. Dupont und M. C. Brisbois (2022), "Russia's War on Ukraine, European Energy Policy Responses & Implications for Sustainable Transformations", *Energy Research & Social Science* 93, 102842.

Reuters (2022a), "Four Countries Pledge tenfold Rise in EU Offshore Wind Power Capacity", verfügbar unter: <https://www.reuters.com/business/energy/four-eu-countries-increase-offshore-wind-power-capacity-tenfold-2022-05-17/>.

Reuters (2022b), "Germany to Spend \$220 Billion for Industrial Transformation by 2026", verfügbar unter: <https://www.reuters.com/business/sustainable-business/germany-has-earmarked-220-billion-industrial-transformation-by-2026-2022-03-06/>.

RND (2022), "Lindner: Erneuerbare Energien sind „Freiheitsenergien“ – Zustimmung von Lauterbach".

S&P Global (2022), "How the EU Aims to Transform its Energy Mix and Boost Investment in Renewables", verfügbar unter: <https://www.spglobal.com/esg/insights/how-the-eu-aims-to-transform-its-energy-mix-and-boost-investment-in-renewables>.

Von der Leyen, U. (2022), "2022 State of the Union Address by President von der Leyen", Brüssel.

Sandra Parthie

Europas Energiemarkt im Umbruch?

So, wie er derzeit ausgestaltet ist, funktioniert der europäische Elektrizitätsmarkt seit Jahrzehnten und hat bisher für eine sichere Energieversorgung aller Endabnehmer gesorgt. Etwaige Änderungen am und Überarbeitungen des Systems sollten sehr sorgfältig geprüft werden, um ungewollte Nebenwirkungen zu vermeiden. Angesichts der geopolitischen Entwicklungen und der Erfahrungen aus der gegenwärtigen Krise, der zu erwartenden Veränderung der künftigen Energielandschaft und des Erzeugungsmixes, nicht zuletzt aufgrund neuer Technologien, haben viele europäische Regierungen das Thema Energiemarktdesign jedoch prioritär auf die Agenda gesetzt und suchen nach einem neuen Gleichgewicht zwischen Versorgungssicherheit, angemessenen Kosten und Preisen und Klimaneutralität finden.

Die Energiemärkte der EU funktionieren über einen Grenzkostenmechanismus, der die Strompreise auf der Grundlage der Produktionskosten des letzten Kraftwerks, das zur Deckung der Nachfrage benötigt wird, festsetzt. Daher treiben die enorm gestiegenen Gaspreise die europäischen Energiepreise in die Höhe, unabhängig davon, wie der Energiemix konkret aussieht. Das heißt, die europäischen Volkswirtschaften profitieren nicht von den kostengünstigen erneuerbaren Energien wie Windkraftanlagen, die mit großen Gewinnspannen verkauft werden können. Das führt zu der aktuellen Diskussion darüber, wie sich Gas- und Strompreise entkoppeln lassen, damit das verstärkte Vorantreiben des Ausbaus der erneuerbaren Energien zu einer preiswerteren Energieversorgung führt.

URSACHEN DES HOHEN GASPREISES

Aktuell bemüht sich die EU-Kommission, Maßnahmen zu entwickeln, die kurzfristig die Preise deckeln, ohne dabei die Versorgungssicherheit oder den EU-Energiebinnenmarkt jetzt und in Zukunft zu gefährden. Der Fokus liegt dabei auf der »Dutch Title Transfer Facility (TTF)«, dem europäischen Energie-Benchmarkpreis. Wenn dessen LNG-Preis ein bestimmtes Niveau erreicht, auf dem internationalen Markt jedoch keine korrespondierende Preisspitze zu beobachten ist, soll ein temporärer Korrektionsmechanismus ausgelöst werden, so die Idee. Er soll verhindern, dass Aufträge für TTF-Derivate für den Folgemonat zu dem das vordefinierte Niveau übersteigenden Preis ausgeführt werden. Die Preisobergrenze könnte monatlich überprüft und gegebenenfalls angepasst oder wieder abgeschafft werden, wenn die Preisspitzen ausbleiben.

Es gibt jedoch durchaus Stimmen, die keine Notwendigkeit für Änderungen am Energiemarktdesign sehen, sondern maximal kurzfristige, temporäre Maß-

nahmen. Denn einige Ursachen für den hohen Gaspreis liegen nicht unbedingt in den Regelungen auf dem Energiemarkt begründet, sondern gehen auch auf Befürchtungen der EU zurück, dass beispielsweise ein europäischer Gaspreisdeckel dazu führt, dass Gas statt nach Europa an höhere Bieter in Asien geliefert wird. Deswegen zahlt man in der EU für LNG im Moment fast das Vierfache des Preises, für den das Gas noch bei der Betankung der Schiffe in den USA gehandelt wird. Während sich der französische Präsident Macron deshalb schon bei US-Präsident Biden beschwerte, liegt das Problem jedoch eigentlich an anderer Stelle: Die amerikanischen LNG-Produzenten verkaufen ihr Produkt zu 90% an europäische Energieversorger auf der Basis eines Systems fixer Preise. Das heißt, die US-Lieferanten erhalten ca. 33 Euro/MWh für ihr LNG. Auf der europäischen Seite des Atlantiks liegt der Benchmarkpreis allerdings bei 121 Euro/MWh. Die Differenz geht offenbar an die Zwischenhändler, die das liquide Gas in den europäischen Großhandelsmarkt liefern.

Auf europäischer Ebene tobt derzeit außerdem die Debatte darüber, ob eine Preisobergrenze speziell für Preisspitzen bei Gas eingeführt werden sollte, falls ja, in welcher Höhe und mit welchen Rahmenbedingungen.

Ein aktueller Vorschlag der EU-Kommission, die Obergrenze bei 275 Euro/MWh festzusetzen, wurde von den Mitgliedstaaten als deutlich zu hoch und damit unwirksam angesehen. Als realistischer wird ein Preis von 150 Euro/MWh gesehen. Die Regierungen sind sich weiterhin uneins; einige befürchten, dass die Versorgungssicherheit nicht mehr gewährleistet werden kann, wenn sich Gaslieferanten dann andere Märkte, z.B. in Asien, suchen. Auch das Argument eines Fehlanreizes beim Energiesparen durch einen zu niedrigen Preis wird angeführt. Andere Regierungen hingegen wollen den Bieterwettbewerb der europäischen Länder untereinander mit einer Preisobergrenze und einer gemeinsamen, europaweiten Beschaffungsmethodik eindämmen und so auch mehr Solidarität zwischen den EU-Staaten, nebst geringeren Verbraucherpreisen, erreichen. Auf einem Treffen der europäischen Energieminister- und ministerinnen konnte man sich dieser Tage jedoch lediglich auf eine Empfehlung für ein beschleunigtes Genehmigungsverfahren für den Ausbau erneuerbarer Energien sowie auf die Einrichtung eines neuen temporären Börsenmechanismus zum Management von Intraday-Volatilitäten bei Strom- und Gasderivaten einigen.



Sandra Parthie

leitet das Brüsseler Büro des Instituts der deutschen Wirtschaft.

MASSNAHMEN FÜR DIE ENERGIEPREISREDUZIERUNG

Die Einführung eines europäischen Preisdeckels oder auch einer gemeinsamen Beschaffung von Gas, wie sie von einigen EU-Mitgliedstaaten gefordert werden, könnten durchaus zu einer Entlastung der Haushalte und Unternehmen beitragen. Die Optionen reichen dabei von der Einführung einer Preisobergrenze – nach dem in Spanien und Portugal bereits angewandten Modell – bis zur Schaffung eines separaten, auktionenbasierten Marktes nur für erneuerbare Energien. Dabei ist zwischen kurzfristigen Maßnahmen, zum Abfedern der aktuellen Preisentwicklungen wegen des russischen Krieges in der Ukraine, und langfristigen Maßnahmen, vor dem Hintergrund einer nachhaltigen Veränderung des Energiemixes hin zu mehr erneuerbaren Energien, Wasserstoff und Speichertechnologien, zu unterscheiden.

Im Oktober 2022 schlug die EU-Kommission als konkrete Maßnahmen die gemeinsame Gasbeschaffung, einen Preisbegrenzungsmechanismus und eine transparente Infrastrukturnutzung sowie eine Verringerung der Nachfrage um 15% vor. All dies soll zu mehr Stabilität auf dem Markt und auch zu einer Reduzierung des Preisdrucks auf Unternehmen und Haushalte führen. Eine deutlich geringere Nachfrage ist, wenig überraschend, wohl das effektivste Mittel, um die Kostenbelastungen in den Griff zu bekommen. Doch ein genauerer Blick auf die angedachten EU-Maßnahmen, also eine Umstellung von Gas auf alternative Energiequellen und Kraftstoffe, die Schaffung von Anreizen für einen geringeren Verbrauch und die allgemeine Senkung des Heiz- und Klimatisierungsbedarfs, wirft eher Fragen auf; die Umstellung braucht Zeit, die hohen Preise haben in sich bereits eine Signalwirkung, auch ohne weitere Anreizsysteme. Und wie genau nun der Bedarf für Wärme gesenkt werden kann, bleibt ebenfalls offen. Immerhin lässt sich bereits konstatieren, dass sich der Gasverbrauch seit August 2022 deutlich reduziert hat. Ob sich das Niveau von ca. 15% auch bis März 2023 halten lässt und ob dann bereits die gewünschte Umstellung auf alternative Quellen greift, kann man zurzeit noch nicht abschätzen.

KURZFRISTIGE MASSNAHMEN

Eine Gaspreisobergrenze

Eine weitreichende Begrenzung der Großhandelspreise für Gas zur Senkung der Stromkosten scheint die naheliegendste Maßnahme zu sein, aber die technischen Details sind knifflig. Das Großhandelspreissignal ist für das Risikomanagement von wesentlicher Bedeutung. Änderungen müssen so ausgestaltet sein, dass sie möglichst keine Anreize für eine Nachfrageerhöhung setzen, Strom für ausländische Verbraucher nicht subventionieren oder Importmöglichkeiten beschneiden. Die Europäische Kommission hat eine vorübergehende, dynamische Obergrenze in Erwägung

gezogen, um die Preisvolatilität einzudämmen und die Energiekrise so zu entschärfen.

Das »iberische Modell«

Spanien und Portugal haben bereits den Schritt unternommen, den Preis für das zur Stromerzeugung verwendete Gas zu begrenzen. Die Gaserzeuger erhalten einen Teil ihrer entgangenen Einnahmen über einen Aufschlag auf die Verbraucherrechnungen zurück. Das sog. »iberische Modell« hat das Potenzial, die Großhandelspreise in ganz Europa senken. Doch wie bei einer umfassenderen Obergrenze könnte eine Preissenkung die Energieeffizienz beeinträchtigen und die Stromexporte erhöhen. Länder, die viel Gas zur Stromerzeugung verwenden, wie die Niederlande, könnten mit einem höheren Anteil an den Kosten konfrontiert werden. Außerdem besteht die Gefahr einer Marktverzerrung bei einigen Erzeugern, die enorme Gewinne erzielen, weil sie ihre Produktion bereits auf Termin verkauft haben und eine Erstattung erhalten.

Einnahmebegrenzungen

Erzeuger, deren Produktion auf anderen Energiequellen als Gas basiert, können sich wegen des aktuellen Marktdesigns hohe »Windfall-Profits« sichern. Eine Erlösobergrenze könnte diese Gewinne begrenzen und den Überschuss zum Ausgleich der Haushaltsrechnungen verwenden. Die EU hat sich darauf geeinigt, von Dezember bis Juni nächsten Jahres eine solche Obergrenze von 180 Euro pro Megawattstunde einzuführen. Die Maßnahme ist auf Kritik gestoßen, da sie potenzielle Gewinne aus effizienten, sauberen und billigen Technologien abzieht und damit ein negatives Signal für diejenigen aussendet, die längerfristige Investitionen in diesem Bereich planen.

Diese kurzfristigen Maßnahmen sollen erschweringliche Preise gewährleisten und die Kosten für die europäischen Bürger und Unternehmen senken, einschließlich direkter finanzieller Unterstützung für schutzbedürftige Verbraucher sowie für KMU und energieintensive Industrien. Sie haben jedoch ihren Preis – das deutsche 200-Mrd.-Euro-Paket beispielsweise wird durch Schulden finanziert. Dies wiederum kann die Inflation anheizen und sie auf einem höheren Niveau halten. Das beinhaltet die Gefahr einer Verringerung der Kaufkraft der Haushalte und der Investitionskapazitäten der Unternehmen. Außerdem sind die Unterstützungsmaßnahmen nur kurzfristige Lösungen. Unterstützungsmaßnahmen zur Abmilderung der Krise sollten jedoch zeitlich begrenzt und gezielt sein.

LÄNGERFRISTIGE MASSNAHMEN

Aufspaltung des Marktes

Europa könnte den Großhandelsmarkt in zwei Teile aufspalten, wobei das derzeitige Grenzpreissystem

für fossile Brennstoffe beibehalten und ein separater Markt für erneuerbare Energien geschaffen würden, auf dem die Preise zum Zeitpunkt der Versteigerung festgelegt würden.

Lokale Preisbildung

Längerfristig könnten anstelle eines landesweiten Großhandelspreises lokale Strompreise eingeführt werden, um die Kosten von Übertragungsengpässen zu berücksichtigen. Dies könnte jedoch das Investitionsrisiko erhöhen, da die Preise bei Veränderungen des lokalen Gleichgewichts zwischen Angebot und Nachfrage schwanken können.

Gebotsabhängig

Auktionen auf dem Day-Ahead-Strommarkt werden derzeit nach dem »Pay-as-Cleared«-Verfahren durchgeführt, bei dem jeder den Preis erhält, für den der teuerste Erzeuger Strom anbietet. Das könnte auf »Pay-as-Bid« umgestellt werden, wobei die Preise näher an den jeweiligen Produktionskosten der einzelnen Erzeuger liegen würden. Das bedeutet, dass ein Windpark auf demselben Markt verkaufen würde wie ein Gaskraftwerk, nur zu einem viel niedrigeren Preis.

Dieser Markteingriff könnte jedoch den spekulativen Handel verstärken und dazu führen, dass die Strompreise nicht oder nur begrenzt sinken.

EU-ENERGIEUNION

Über die Schaffung eines europäischen Energiebinnenmarktes oder gar einer EU-Energieunion wird seit langem diskutiert. Die EU-Verträge machen es den Befürwortern jedoch nicht leicht, hier Fortschritt zu erzielen. Denn Artikel 194 über die Funktionsweise der EU (TFEU) sieht eine geteilte Zuständigkeit zwischen den EU-Mitgliedstaaten und der EU für die Energiepolitik vor. Das heißt, jedes Mitgliedsland hat das Recht über die Sicherstellung seiner Versorgungssicherheit, seinen Energiemix und die Nutzung entsprechender Energiequellen selbst zu entscheiden. Auf europäischer Ebene liegt die Zuständigkeit dafür, das Funktionieren des Energiemarktes und die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, Energieeffizienz und Energieeinsparungen voranzutreiben sowie neue und erneuerbare Energieformen zu entwickeln. Außerdem soll die EU den interkonnektiven Ausbau der Energienetze voranbringen. Bei der konkreten Umsetzung und Ausübung dieser Zuständigkeiten haben sich in der Vergangenheit jedoch oftmals Zielkonflikte ergeben. Einige Mitgliedstaaten sahen und sehen ihre Energieversorgung am besten durch die Nutzung von fossilen Rohstoffen gesichert, während die europäische Ebene den Ausbau der Erneuerbaren vorangetrieben sehen wollte. Auch die grenzüberschreitende Interkonnektion der Energienetze wurde nicht von allen als prioritäres Ziel eingeschätzt.

Die durch den russischen Angriffskrieg auf die Ukraine ausgelösten Disruptionen in der Energieversorgung der EU allgemein und einiger Mitgliedstaaten im Besonderen geben der Debatte über eine besser abgestimmte europäische Energiepolitik besondere Dringlichkeit. Von mehr Solidarität untereinander, über gemeinsame Gasbeschaffung, eine deutliche Nachfragereduzierung bei Gas und Strom, bis hin zu Interventionen bei den Gaspreisen stehen Themen im Fokus, die, wie die Pflicht bilaterale Lieferverpflichtungen abzuschließen, bisher eher ein Dasein am Rande gefristet haben.

Solidarität, in der Lesart der EU-Kommission, bedeutet Standardregeln festzulegen, damit jeder Mitgliedstaat im Notfall für einen angemessenen Gegenwert Gas von anderen Mitgliedstaaten erhält. Die Solidaritätspflicht wird auf nicht angeschlossene Mitgliedstaaten mit LNG-Anlagen ausgeweitet, sofern das Gas in den Mitgliedstaat transportiert werden kann, in dem es benötigt wird.

Auch beim Ausbau der grenzüberschreitenden Strom- bzw. Energieinfrastruktur, von Übertragungsnetzen bis LNG- oder Wasserstoff-Pipelines, bestehen weiterhin sehr unterschiedliche nationale Interessen. Ein Interkonnektor zwischen Spanien und Frankreich, der spanische Windenergie nach Frankreich und darüber hinaus liefern könnte, kommt aufgrund französischer Bedenken zur Einnahmesituation beim staatlichen Energieversorger Engie nicht voran. Eine Gas-Pipeline von Spanien über die Pyrenäen könnte, via Frankreich ebenfalls recht nützlich sein für die europäische Energieversorgung. Das Projekt mit dem Namen MidCat wurde jedoch von französischer Seite eingefroren. Stattdessen wird nun eine Unterwasser-Pipeline von Barcelona nach Marseille, genannt BarMar, vorangetrieben. Auf diese Weise geht nicht nur wertvolle Zeit für das Erreichen einer echten EU-Energieunion verloren. Es zeigt auch das mangelnde Interesse, wirklich eine solche zu schaffen. Der EU-Energiemarkt bleibt fragmentiert. Dazu trägt auch der schleppende Ausbau der Stromnetze, sowohl auf nationaler Ebene wie auch grenzüberschreitend, bei. Die fehlenden Leitungskapazitäten führen immer wieder dazu, dass z. B. Windenergie aus Dänemark abgeregelt werden muss, weil die Leitungen es nicht schaffen, die Energie nach Deutschland zu transportieren. Die EU hat zwar Zielsetzungen verabschiedet, um den Ausbau voranzutreiben, doch die Umsetzung hängt auf nationaler Ebene fest und geht deutlich langsamer voran als möglich und wünschenswert.

Ob die gegenwärtigen Schwierigkeiten bei der Gewährleistung der Energieversorgungssicherheit wirklich zu mehr Solidarität zwischen den Mitgliedstaaten führen, bleibt deswegen mehr als ungewiss. Eine Änderung der EU-Verträge gar, die die Zuständigkeit für die Energiepolitik ausschließlich auf EU-Ebene ansiedeln würde, ist vollständig unrealistisch. Das nationale Interesse, die Energiepolitik selbst zu gestalten, behält die Oberhand, auch vor dem Hintergrund der aktuellen Energiepreiskrise.

Anke Weidlich und Mirko Schäfer

Mind the Gap – Abstände von Strom- zu Brennstoffpreisen und ihr Einfluss auf die Elektrifizierung von Wärme und Mobilität

Infolge der starken Preissteigerungen sowohl beim Erdgas als auch bei elektrischem Strom ist die Diskussion um eine Anpassung des Marktdesigns voll entbrannt. Tatsächlich haben die Strompreise im Jahr 2022 Rekordwerte erreicht. Dies lag zum Teil, aber nicht nur an den sehr hohen Erdgaspreisen, und führte zu einer Kritik an dem Merit-Order-Prinzip der Markträumung auf den Kurzfristmärkten des Stromgroßhandels. Viele aktuell formulierten Vorschläge für eine Anpassung des Marktdesigns gehen jedoch über den konkreten Aspekt der Preisfindung am Strommarkt hinaus und adressieren auch weitere Erfordernisse, die sich im Zuge steigender Anteile erneuerbarer Stromerzeugung und einer verstärkten europäischen Integration stellen.

Der Fokus der Marktdesign-Diskussion in Deutschland liegt meist auf Preisen und Mechanismen im Stromsystem. In der Gesamtsicht ist jedoch auch der vergleichende Blick über alle Endenergieträger auf Letztverbraucherseite hinweg wichtig, da deren Preisunterschiede maßgeblich die Entscheidungen für oder gegen bestimmte Technologien beeinflussen. Aus der Perspektive von Verbraucher*innen spielt beispielsweise bei der Wahl einer Heizungstechnologie der erwartete Preisunterschied zwischen Strom und Erdgas eine wichtige Rolle, und für potenzielle Fahrzeugkäufer*innen kann der Unterschied zwischen Strom- und Kraftstoffpreisen ein maßgeblicher Entscheidungsfaktor für oder gegen ein Elektroauto sein.

Die relativen Preisentwicklungen der verschiedenen Endenergieträger sind vor allem für die Elektrifizierung von derzeit fossil bereitgestellten Energieverbräuchen wichtig, und sie werden in der aktuellen Marktdesign-Diskussion zu wenig betrachtet. Im Folgenden soll daher der Blick auf diesen Aspekt gelenkt werden, wobei der Schwerpunkt auf Preisentwicklungen für Privathaushalte liegt. Es soll der Frage nachgegangen werden, ob die Entwicklungen der Preise für Strom, Erdgas, Heizöl, Benzin und Diesel (bis 2021) die Elektrifizierung der wichtigen Verbrauchsbereiche Wärme und Mobilität fördern oder hemmen.



Prof. Dr. Anke Weidlich

ist Professorin für Technologien der Energieverteilung am Institut für Nachhaltige Technische Systeme an der Albert-Ludwigs-Universität Freiburg.



Dr. Mirko Schäfer

ist wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Nachhaltige Technische Systeme an der Albert-Ludwigs-Universität Freiburg.

WÄRME UND MOBILITÄT SOLLEN ELEKTRISCH WERDEN

Ein Blick auf die verfügbaren Energieszenarien für die Erreichung von Klimaneutralität bis 2045 zeigt klar, dass der Elektrifizierung vieler Verbrauchsbereiche eine große Bedeutung zukommt. Im Bereich Wärmeversorgung von Gebäuden ermittelten alle als »Big 5« bezeichneten aktuellen großen Szenarienstudien¹ eine stark steigende Zahl zu installierender Wärmepumpen von bis zu 15 Mio. Stück bis 2045. Auch bei den Pkw-Antriebstechnologien kommen alle fünf Studien zu der übereinstimmenden Einschätzung, dass der überwiegende (oder sogar der gesamte) Pkw-Bestand 2045 batterie-elektrisch betrieben werden sollte. Nimmt man diese Ziele als Maßstab, dann dürfen bereits heute kaum noch neue Gas- und Ölheizungen oder konventionelle Pkw angeschafft werden. Entsprechend sollten auch die Energieträgerpreise schon heute dergestalt sein, dass sie die Anschaffungen in elektrische Technologien anreizen und fossile Alternativen benachteiligen.

Abbildung 1 zeigt die Entwicklungen der Strom-, Gas- und Heizölpreise für Haushaltskunden sowie durchschnittliche Verbraucherpreise für Kraftstoffe. Es zeigt sich hierbei, dass die Strompreise im betrachteten Zeitraum nicht nur deutlich höher waren als die Preise für Gas, Heizöl und Kraftstoffe, sondern vor allem, dass die Strompreise in den vergangenen 15 Jahren deutlich angestiegen sind, während die Gaspreise relativ stabil waren. Bei Heizöl und Kraftstoffen konnte eine größere Preisvolatilität beobachtet werden, dennoch blieben die Preise auch hier im mehrjährigen Mittel über die betrachteten Jahre auf einem nahezu gleichen Niveau. Die Preiswirkungen der aktuellen Krise waren im abgebildeten Zeitraum noch nicht sichtbar.

PREISUNTERSCHIEDE ZWISCHEN STROM UND FOSSILEN BRENNSTOFFEN FÖRDERN WÄRMEWENDE NICHT

Sind nun die Preisunterschiede zwischen Strom und Gas/Heizöl einerseits sowie zwischen Strom und Benzin/Diesel andererseits zu groß, um Anreize für eine Elektrifizierung

¹ (i) Klimaneutrales Deutschland 2045 im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende, (ii) Klimapfade 2.0 - Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft im Auftrag des Bundesverbands der Deutschen Industrie, (iii) Aufbruch Klimaneutralität im Auftrag der Deutschen Energie-Agentur, (iv) Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3 im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz und (v) Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 im Rahmen des Kopernikus-Projektes Ariadne.

der Wärmeversorgung und Mobilität zu bieten? Wie teuer darf Strom im Vergleich zu fossilen Brenn- und Kraftstoffen höchstens sein, um die Elektrifizierung nicht auszubremsen? Die Größenordnungen solcher akzeptablen Preisunterschiede lassen sich anhand einfacher Überschlagsrechnungen abschätzen. Für die Elektrifizierung der Wärme soll dazu der Vergleich zwischen einer Wärmepumpe mit der realistisch erreichbaren Jahresarbeitszahl 3 und einer Brennwerttherme herangezogen werden. Letztere kann Wirkungsgrade von etwa 100% bezogen auf den Heizwert erreichen. Wenn der Strompreis in diesem Fall das Dreifache des Gas- bzw. Heizölpreises beträgt, sind die reinen Energiekosten beider Optionen gleich hoch. In diesem Fall wäre dann trotzdem die fossile Option finanziell attraktiver, da die Anschaffungskosten eines gas- oder heizölbetriebenen Brennwertkessels deutlich niedriger sind als die einer Wärmepumpe.

Betrachtet man die Energiepreisentwicklung der letzten 15 Jahre (vgl. Abb. 2), so war das Verhältnis von Strompreisen zu Gaspreisen stets über diesem Faktor 3 und erreichte im Jahr 2020 sogar den Faktor 5 für normale Haushaltstarife (2 500–5 000 kWh/a Verbrauch). Angemessener ist hier jedoch der Vergleich mit speziellen Wärmepumpentarifen. Diese werden neben Nachtspeichertarifen im Monitoringbericht der Bundesnetzagentur gesondert als Heizstrom erfasst und sind deutlich günstiger als Haushaltsstromtarife. Jedoch war auch hierbei, wie in Abbildung 2 dargestellt, das Verhältnis von Strom- zu Gas- und Heizölpreisen seit 2015 stets über dem Faktor 3. In diesem Marktumfeld können nur solche Wärmepumpen überhaupt Energiekosten im Betrieb sparen, die höhere Jahresarbeitszahlen als 3 erreichen.

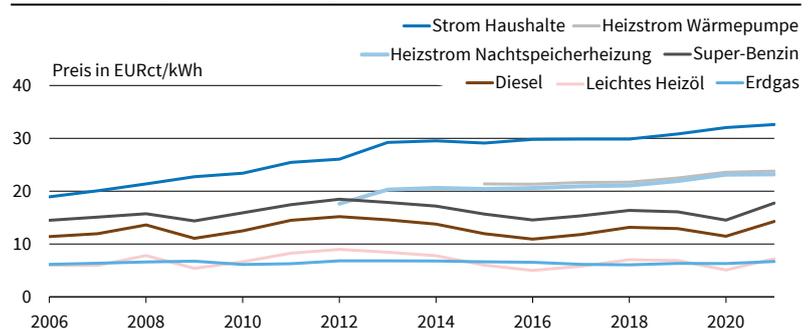
Bei der Mobilität lässt sich der Faktor von Strom- zu Kraftstoffpreisen, ab dem die Energiekosten im Betrieb gleich sind, anhand exemplarischer Fahrzeugmodelle² abschätzen. So verbraucht beispielsweise ein VW ID.3 15,4 kWh auf 100 km, während der etwa vergleichbare VW Golf 1.5 auf einen Verbrauch von 5,7 l Super-Benzin (50,7 kWh) und der VW Golf Variant 2.0 auf 4,7 l Diesel (46,1 kWh) je 100 km kommt. Die Energiekosten dieser Fahrzeuge wären somit bei einem 3,3-fach höheren Strompreis im Verhältnis zum Benzinpreis sowie bei rund dem dreifachen Strompreis im Verhältnis zum Dieselpreis gleich hoch. Hier zeichnet der Vergleich von Strom- zu Kraftstoffpreisen ein positiveres Bild, da der Preisabstand deutlich geringer ist, wie in Abbildung 3 dargestellt wird. Strom war im gesamten Betrachtungszeitraum deutlich weniger als dreimal so teuer pro Energieeinheit wie Kraftstoffe, beim Benzin sogar nur etwa doppelt so teuer.

Die durch ihre höhere Umwandlungseffizienz erzielbaren Einsparungen im Betrieb führen dazu, dass heutige Elektrofahrzeugmodelle auch in den Ge-

samtkosten oft schon günstiger sind als vergleichbare Modelle mit Verbrennungsmotor. Berücksichtigt man zudem, dass einige Stromanbieter für Elektrofahrzeugnutzer günstigere Tarife anbieten als für reine Haushaltskunden, dann sieht der Vergleich noch positiver aus. Im Bereich Mobilität bieten die Marktpreise somit aktuell trotz bisher steigendem Faktor von Strom- zu Kraftstoffpreisen ausreichende Anreize für den Umstieg auf die elektrische Option.

Abb. 1

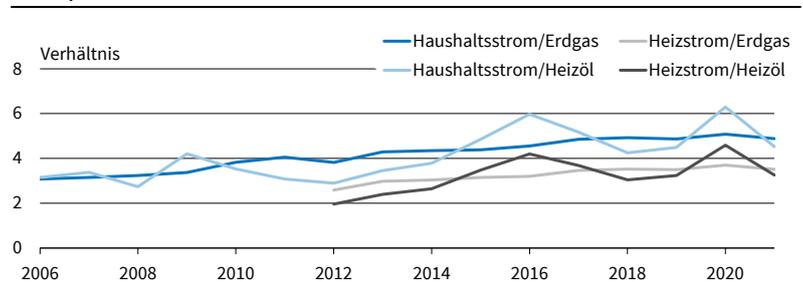
Preisentwicklungen für Energieträger^a



^a Preisentwicklungen: Strom: Abnahmemenge 3 500 kWh/a (2006–2015) bzw. 2 500–5 000 kWh/a (2016–2021), Heizstrom: Abnahmemenge 7 500 kWh/a, Erdgas; Abnahmemenge 23 269 kWh/a (2006–2015) bzw. 5 556–55 556 kWh (2016–2021), Preise jeweils Stand zum 1. April, sowie für Heizöl, Diesel und Benzin. Quelle: BNetzA (verschiedene Jahre), Statista (2022). © ifo Institut

Abb. 2

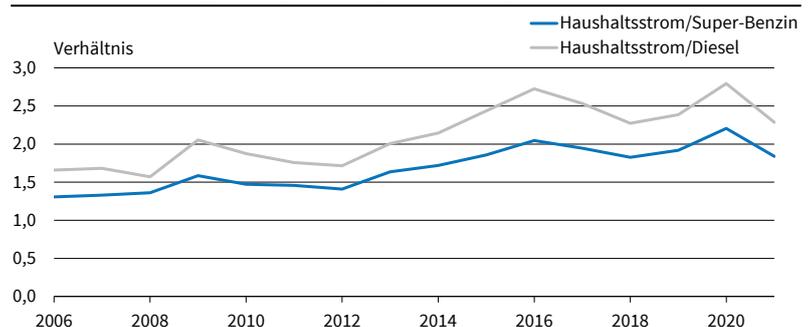
Verhältnis von Strompreisen (Haushalte sowie Heizstrom) zu Erdgas- und Heizölpreisen^a



^a Preisentwicklungen: Strom: Abnahmemenge 3 500 kWh/a (2006–2015) bzw. 2 500–5 000 kWh/a (2016–2021), Heizstrom: Abnahmemenge 7 500 kWh/a, Erdgas; Abnahmemenge 23 269 kWh/a (2006–2015) bzw. 5 556–55 556 kWh (2016–2021), Preise jeweils Stand zum 1. April, sowie für Heizöl, Diesel und Benzin. Heizstrompreis ab 2015 sind arithmetisches Mittel aus Tarif für Wärmepumpen und Nachtspeicherheizungen. Quelle: BNetzA (verschiedene Jahre), Statista (2022). © ifo Institut

Abb. 3

Verhältnis von Strompreisen (Haushalte) zu Kraftstoffpreisen^a



^a Preisentwicklungen: Strom: Abnahmemenge 3 500 kWh/a (2006–2015) bzw. 2 500–5 000 kWh/a (2016–2021), Heizstrom: Abnahmemenge 7 500 kWh/a, Erdgas; Abnahmemenge 23 269 kWh/a (2006–2015) bzw. 5 556–55 556 kWh (2016–2021), Preise jeweils Stand zum 1. April, sowie für Heizöl, Diesel und Benzin. Quelle: BNetzA (verschiedene Jahre), Statista (2022). © ifo Institut

² Daten der Berechnung: VW ID.3 Pro Performance (09/20–05/21), VW Golf 1.5 eTSI Life DSG (01/20–09/20) VW Golf Variant 2.0 TDI SCR R-Line DSG (ab 11/20), Verbrauchswerte nach ADAC, <https://www.adac.de/rund-ums-fahrzeug/autokatalog/>.

WÄRMEWENDE ANDERSWO IN EUROPA SCHON WEITER

Während die hier betrachteten relativen Preise von Strom im Vergleich zu Kraftstoffen also bereits förderlich für die Elektrifizierung der Mobilität sind, bietet das Verhältnis der Strom- zu Gas- und Heizölpreise keinen Anreiz zur Elektrifizierung der Wärme. Entsprechend niedrig sind die Absatzzahlen an Wärmepumpen in Deutschland im europäischen Vergleich. Während im Jahr 2021 in Norwegen knapp 50 Wärmepumpen auf 1 000 Haushalte installiert wurden, waren es in Deutschland mit 4,3 nicht einmal ein Zehntel dessen (Bürger et al. 2022).

In den Ländern, in denen viele Wärmepumpen abgesetzt werden, ist in der Regel auch das Verhältnis von Strom- zu Gaspreisen deutlich niedriger. In Schweden beispielsweise lag es 2021 bei 1,5³; dort haben Wärmepumpen heute einen Marktanteil von 90%, den höchsten in Europa. Das günstige Strom/Gas-Preisverhältnis ist vor allem auf die hohe CO₂-Besteuerung zurückzuführen, die Schweden bereits früh eingeführt hat und die Erdgas zu einem teuren Energieträger macht.

Als Vorbild für eine Entwicklung in Deutschland könnten die Niederlande dienen, deren Wärmeversorgung traditionell durch einen hohen Anteil an Gasheizungen gekennzeichnet war. Im Rahmen eines nationalen Klimaabkommens wurde dort 2019 eine CO₂-Abgabe eingeführt, mit deren Einnahmen Strompreise direkt entlastet wurden (Bürger et al. 2022). Dies führte dazu, dass 2021 das Verhältnis von Strom- zu Gaspreisen bei nur noch 1,3⁴ lag. Das Preisverhältnis zusammen mit weiteren Maßnahmen zur Zurückdrängung von Gasheizungen hatten zur Folge, dass der Markthochlauf von Wärmepumpen in den Niederlanden stark an Fahrt aufgenommen hat.

Der Vollständigkeit halber sei hier noch erwähnt, dass Wärmepumpen nicht die einzige Möglichkeit der klimafreundlichen Wärmeversorgung sind. Eine weitere wichtige Maßnahme ist der Ausbau von Nah- und Fernwärmenetzen, die aus verschiedenen Quellen gespeist werden können, darunter industrielle Abwärme und ebenso wiederum elektrisch erzeugte Wärme durch Großwärmepumpen mit günstigen Quellen für die Umgebungswärme. Insbesondere in Dänemark spielen Wärmenetze eine wichtige Rolle, und auch Schweden nutzt diese Option mit hohen Anteilen. In beiden Ländern werden mehr als die Hälfte aller Haushalte per Fernwärme beheizt.

MÖGLICHKEITEN ZUR VERBESSERUNG DES PREISUNTERSCHIEDS ZWISCHEN STROM UND GAS

Das Verhältnis von Strom- zu fossilen Brenn- und Kraftstoffpreisen lässt sich von zwei Richtungen aus ändern

³ Berechnung auf Basis von Eurostat <https://ec.europa.eu/eurostat/de/web/energy/data/database>.

⁴ Berechnung auf Basis von Eurostat <https://ec.europa.eu/eurostat/de/web/energy/data/database>.

– durch Senkung der Strom- oder Erhöhung der Brenn- und Kraftstoffpreise. Die Abschaffung der EEG-Umlage in diesem Jahr war daher zum Beispiel ein sinnvoller Schritt, um die Stromkosten zu entlasten. Da diese Maßnahme inmitten der Energiekrise wirksam wurde, die den Preisbestandteil der Beschaffung deutlich erhöhte, ist der Wegfall der EEG-Umlage jedoch aktuell kaum spürbar. Andererseits beginnen sich auch die Gaspreise für Haushaltskunden deutlich zu erhöhen, was in der aktuellen Intensität erst einmal Probleme der Bezahlbarkeit hervorbringt. Mittel- und langfristig lassen die Entwicklungen erwarten, dass Gaspreise nicht zum Vorkrisenniveau zurückkehren werden, sondern aufgrund höherer Anteile von kostspieligen Flüssigerdgasimporten teurer werden. Dies verbessert das Strom- zu Gaspreis-Verhältnis nur dann, wenn sich nicht auch die Strompreise in gleichem Maße erhöhen. Solange Gaskraftwerke häufig preissetzend sind, bewirken hohe Gaspreise auch weiterhin prinzipiell eine Erhöhung der Stromgroßhandelspreise. Langfristig wirkt vor allem der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien jedoch dämpfend auf diese Preise.

Strom ist aktuell vor allem durch die weiteren Preisbestandteile neben der Energiebeschaffung teuer. Eine wichtige Kostenkomponente sind die Netznutzungsentgelte (22%).⁵ Nicht zuletzt aufgrund von Ausbaubedarfen der Verteilnetze für die Ermöglichung von Elektromobilität und elektrischer Wärmebereitstellung (und aufgrund weiterer Ausbaubedarfe im Übertragungsnetz) ist davon auszugehen, dass die Netzentgelte auch in Zukunft hoch bleiben oder sogar steigen werden. Mit der Regelung für reduzierte Netzentgelte nach §14a gibt es jedoch die Möglichkeit, (steuerbare) Wärmepumpen günstiger zu stellen. Ebenso können Kommunen für Wärmepumpenstrom die Konzessionsabgabe reduzieren oder sogar vollständig erlassen. Beide Instrumente werden von jedem Netzbetreiber bzw. jeder Kommune unterschiedlich genutzt, was die Kostentransparenz deutlich reduziert und damit die Unsicherheit bei der Grundlage einer Entscheidung für oder gegen eine elektrische Wärmeversorgung erhöht. Hier sollte die Transparenz erhöht und deutschlandweit Entlastungen umgesetzt werden.

Bleiben noch Steuern als Kostenkomponenten. Die Stromsteuer wurde im Zuge der ökologischen Steuerreform 1999 eingeführt, um Energie zu verteuern und im gleichen Zuge Lohnnebenkosten zu senken. Ein einfacher Weg, um den damit intendierten Energiesparanreiz zu erhalten und dennoch ein günstiges Kostenverhältnis für die Förderung von Wärmepumpen zu ermöglichen, wäre die Absenkung der Stromsteuer nur für diese Anlagen auf den europäischen Mindestsatz (0,1 ct/kWh gegenüber der aktuellen Höhe von 2,05 ct/kWh). Eine ähnliche Regelung gab es bereits bei Einführung der Stromsteuer,

⁵ BDEW Strompreisanalyse Juli 2022 (also nach Wegfall der EEG-Umlage), <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/bdew-strompreisanalyse/>.

indem Nachtspeicherheizungen nur einen reduzierten Steuersatz von 50% der Stromsteuer zu zahlen hatten.

VERTRAUEN IN ELEKTRIFIZIERUNGSOPTIONEN FÖRDERN

Die aktuelle Energiekrise ist durch Diskussionen zu Kostenentlastungen bei vielen Energieträgern gleichzeitig geprägt. Die sehr starken Preissteigerungen machten hier ein zügiges Vorgehen für Entlastungen erforderlich. Gleichzeitig ist es wichtig, mittel- bis langfristig die Preiskomponenten der verschiedenen Energieträger übergreifend zu betrachten und auf ein günstiges, also niedriges Verhältnis von Strompreisen zu Preisen für Erdgas, Heizöl und Kraftstoffen hinzuwirken, damit die dringend erforderliche Elektrifizierung der Wärmeversorgung und Mobilität gefördert wird. Verbraucher*innen müssen darauf vertrauen dürfen, dass sie keine hohen Preisrisiken eingehen, wenn sie auf die jeweilige elektrische Option setzen. Die in der Vergangenheit stets gestiegenen Strompreise – bei im Mittel nahezu gleichbleibenden Gas-, Heizöl- und Kraftstoffpreisen – wirkten vor allem bei

der Wärmeversorgung der Installation von klimafreundlichen Heizungsanlagen entgegen. Auch in der Krise muss die Botschaft klarwerden, dass keine dauerhaften Entlastungen bei Erdgaspreisen angestrebt werden, dass die CO₂-Bepreisung der fossilen Brennstoffe fortgeführt wird und dass gleichzeitig mit Nachdruck auf die Stabilisierung der Strompreise sowie günstige Tarife für Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge hingewirkt wird. So können die Endverbraucherpreise wirksam die Wärmewende und den Umstieg auf die Elektromobilität fördern.

REFERENZEN

BNetzA – Bundesnetzagentur – und Bundeskartellamt (verschiedene Jahre), *Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB*, verfügbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Monitoringberichte/start.html>.

Bürger, V., S. Braungardt und M. Miara (2022), *Durchbruch für die Wärmepumpe. Praxisoptionen für eine effiziente Wärmewende im Gebäudebestand*, Studie im Auftrag von Agora Energiewende, verfügbar unter: https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2022/2022-04_DE_Scaling_up_heat_pumps/A-EW_273_Waermepumpen_WEB.pdf.

Statista (2022), »Verschiedene Statistiken in der Kategorie Mineralöl und Raffinierung«, verfügbar unter: <https://de.statista.com/statistik/kategorien/kategorie/7/themen/57/branche/mineraloel-raffinierung>.

Gert Brunekreeft und Marius Buchmann

Strommarktdesign der Zukunft – Lastintegration zunehmend im Fokus

Die aktuelle Debatte zur Weiterentwicklung des Strommarktdesigns vor dem Hintergrund der Energiekrise fokussiert sich auf drei zentrale Herausforderungen: Den Aufbau an erneuerbarer und gesicherter Leistung, die bessere Nutzung der Strominfrastruktur durch lokale Preissignale und die Erschließung des Flexibilisierungspotenzials von Lasten über marktbasierende Instrumente.

DIE ENERGIEKRISE ERHÖHT DEN BEDARF ZUR MARKTBASIERTE LASTFLEXIBILISIERUNG

Die marktbasierende Erschließung neuer Lastflexibilisierungspotenziale (z.B. Wärmepumpen) gewinnt zunehmend an Bedeutung. Zentrale Herausforderung ist hier, das ökonomische Potenzial einer Lastflexibilisierung in die bestehenden Märkte zu integrieren und neue Märkte zu diesem Zweck zu schaffen (z.B. für Systemdienstleistungen). So wird aktuell unter dem Schlagwort »Redispatch 3.0« diskutiert, wie Lasten in den bisher administrativen und erzeugerfokussierten Redispatch-Prozess integriert werden könnten. Gerade jetzt in der Energiekrise zeigt sich, dass kurative Systeme wie der Redispatch ebenfalls mit Kostensteigerungen konfrontiert sind und sich damit auch die

Netzentgelte signifikant erhöhen können. Hier kann insbesondere die Einbindung von Lasten ein Schritt darstellen, um diese Kosten zu reduzieren. Während weitgehend die Einschätzung geteilt wird, dass Lasten nur über markt-basierte Mechanismen effizient in die energiewirtschaftlichen Prozesse integriert werden können, gehen die Vorstellungen, wie genau dies geschehen soll, auseinander. Hier stehen verschiedene Instrumente zur Verfügung: von Flexibilitätsmärkten bis hin zu flexiblen Energietarifen und/oder Netzentgelten. Im Folgenden greifen wir zunächst dieses Thema, die Erschließung des Flexibilisierungspotenzials von Lasten im Kontext von Redispatch 3.0, auf. Anschließend gehen wir auf weitere zentrale Fragestellungen für das Marktdesign ein, die an sich nicht neu sind, aber vor dem Hintergrund der Energiekrise und der Rolle der Lastflexibilisierung weiter



Prof. Dr. Gert Brunekreeft

ist Professor an der Constructor University, ehemals Jacobs University, Bremer Energy Research.



Dr. Marius Buchmann

ist Geschäftsführer EERA consulting GmbH und WiMi Constructor University, ehemals Jacobs University.

an Bedeutung gewinnen. Der Bezug zur Lastflexibilität steht daher dabei bei allen Aspekten im Vordergrund.

STROMMARKTDESIGN DER ZUKUNFT – ZENTRALE HERAUSFORDERUNGEN UND DIE ROLLE VON LASTFLEXIBILITÄT

Um das oben angesprochene Potenzial zur Reduktion der Redispatch-Kosten durch Lastflexibilisierung zu heben, müssen entsprechende Anreize für die flexiblen Verbraucher geschaffen werden, z.B. in Form von sogenannten lokalen Flexibilitätsmärkten, auch marktbasierter Redispatch genannt.

Lastintegration in den Redispatch – IncDec Anreize noch besser verstehen

Diese zusätzlichen Märkte können eingesetzt werden, wenn Engpässe durch den überregionalen Stromhandel zustande kommen, bei dem Netzrestriktionen nicht berücksichtigt werden. Im Anschluss kann der betroffene Netzbetreiber die Engpässe beheben, indem er auf einem lokalen Flexibilitätsmarkt die entsprechend benötigte Flexibilität z.B. von der Lastseite beschafft. Die Anbieter werden für ihre Flexibilität vergütet, d.h. für das Abweichen von dem zuvor geplanten Verbrauch bzw. der geplanten Erzeugung.

Wenn Strom zunächst überregional und anschließend lokal gehandelt wird, kann sich jedoch ein Anreiz für die Marktakteure ergeben, strategisch zu bieten. Im gegebenen Fall versteht man darunter, dass die Marktakteure antizipieren, dass ein Engpass in ihrer Region auftritt, und die Gewinnchancen auf dem dann eröffneten lokalen Markt in ihrer Gebotsstrategie auf dem überregionalen Markt berücksichtigen. Ihre Gebote auf dem überregionalen Markt hängen also davon ab, ob sie einen Engpass erwarten oder nicht. In der allgemeinen Diskussion wird dieses strategische Verhalten als IncDec gaming bezeichnet (Neon und Consentec 2019).

Die befürchteten Kostensteigerungen durch IncDec gaming haben die letzte Bundesregierung dazu bewegt, einen marktbasierteren Redispatch in Deutschland nicht einzuführen (BMW 2019). Aus unserer Sicht gibt es noch verschiedene offene Punkte in der Debatte, die geklärt werden sollten, bevor marktbasierter Mechanismen insbesondere für die Lastintegration in die Systemdienstleistungsmärkte grundsätzlich ausgeschlossen werden:

1. Obwohl marktbasierter Redispatch in verschiedenen Ländern bereits länger eingesetzt wird, sind die empirischen Nachweise von IncDec gaming auf Einzelfälle beschränkt (Palovic et al 2022). Daher sollte die empirische Grundlage noch besser analysiert werden, um genauer zu verstehen, ob die theoretischen Annahmen zu IncDec auch in der Praxis Bestand haben.
2. Die spezifischen Anreize für IncDec gaming sollten eingehender untersucht werden, als dies bislang

erfolgt ist. Insbesondere der Einfluss der Wettbewerbssituation in den lokalen Märkten auf die Anreize ist ein relevanter Aspekt, der bisher noch nicht umfassend analysiert wurde und weitere Erkenntnisse dazu zu neuen Schlussfolgerungen führen können (vgl. Pechan et al. 2023; Palovic et al. 2022).

3. Dort wo IncDec-Anreize begründbar vermutet werden, können mögliche Gegenmaßnahmen Abhilfe schaffen. So wurden etwa im Fall des identifizierten IncDec-Verhaltens in UK basierend auf der aktuellen REMIT-Regulierung Gegenmaßnahmen ergriffen. Darüber hinaus sollten alternative Gegenmaßnahmen, wie etwa gezieltes Monitoring (vgl. Höckner et al. 2019) oder andere Maßnahmen (vgl. dazu Brunekreeft et al. 2020c) auf ihre Wirksamkeit weiter untersucht und weiterentwickelt werden, um bestehende IncDec-Anreize einzugrenzen.
4. Wie aktuell etwa von TenneT, TransnetBW & E-Bridge (2022) mit dem hybriden Redispatch-Modell vorgeschlagen, sollten alternative Redispatch-Systeme weiter untersucht werden, die eine Einbindung von Lasten über einen marktbasierteren Ansatz grundsätzlich ermöglichen, aber bei Aufdeckung von IncDec auf administrative Entschädigungen für Flexibilität zurückfallen. Ähnliche Ansätze werden aktuell etwa auch in den Niederlanden angewandt.

Die Lastintegration in den Redispatch stellt nur eine der aktuellen zentralen Baustellen im Energiemarktdesign dar. Im Folgenden greifen wir die weiteren Handlungsfelder auf und skizzieren hier insbesondere den Bezug zur Lastflexibilität als zentrales neues Element in der Marktdesigndebatte.

Förderung erneuerbarer Energien – Lastflexibilisierung zur Kompensation geringer Marktintegration?

Ein zentrales Handlungsfeld auf dem Weg zur Klimaneutralität, nicht erst seit der Energiekrise, ist die Verstärkung der Investitionsanreize in erneuerbare Erzeugungskapazität. Der Aufbau der erneuerbaren Energien und ihre Dargebotsabhängigkeit ist dabei der Kerntreiber für die Lastflexibilisierung. Allerdings gilt, dass der existierende Strommarkt (in Kombination mit dem EU ETS) für das gesetzte Ambitionsniveau der Klimaneutralität bis 2045 keine ausreichenden Investitionssignale in erneuerbare Energien setzt. Diese werden daher durch Förderprogramme, wie aktuell der einseitigen Marktprämie, ergänzt. Fraglich ist, wie zum einen die Investitionssicherheit für erneuerbare Stromkapazitäten erhöht und gleichzeitig sicherstellt werden kann, dass sich die Produktion an der Nachfrage, d.h. an Preisschwankungen am Markt, orientiert. Durch die aktuellen Überlegungen zur Abschöpfung von inframarginalen Renten der Erzeuger in der

Energiekrise rücken Contracts-for-Difference (CfDs) wieder in den Fokus der Debatte. Grundsätzlich können CfDs die Investitionssicherheit erhöhen und damit stärkere Investitionssignale setzen. Aber mit CfDs gehen auch wichtige Marktsignale verloren, so dass eine Marktintegration der Erneuerbaren erschwert wird. In Bezug auf die Lastflexibilität bedeutet dies, dass diese noch weiter erhöht werden muss, je geringer die Erneuerbaren selbst auf Marktsignale reagieren. Sollte also im Kontext der Energiekrise und deren Bewältigung die Marktintegration der Erneuerbaren eingegrenzt werden, gilt es den Anteil der Lasten, die auf Marktsignale reagieren können, noch schneller zu steigern, um Kosten zu reduzieren.

Kapazitätsmechanismen – Notwendigkeit hängt auch von Lastflexibilisierung ab

Investitionssignale sind ebenfalls notwendig, um ausreichend gesicherte Leistung vorzuhalten und somit kritischen Situationen mit Erzeugungsknappheit vorzubeugen. Aktuell wird insbesondere im Hinblick auf H2-ready Gaskraftwerke diskutiert, ob die Investitionssignale in gesicherte Kapazität durch den Energy-Only-Markt ausreichend sind oder ob zusätzliche Kapazitätsmechanismen, sei es über Kapazitätzahlungen oder einen Kapazitätmarkt (zentral oder dezentral), eingeführt werden müssen, um die notwendige gesicherte Leistung aufzubauen. Diese Debatte ist ebenfalls im Prinzip nicht neu, sondern wurde bereits unter der Überschrift des Missing-Money-Problems (vgl. Joskow 2008) diskutiert. Sie erlangt aber neue Relevanz vor dem Hintergrund der aktuellen energiepolitischen Entwicklungen und dem Aspekt der Lastflexibilität. Denn aus theoretischer Sicht sollte das Problem eingegrenzt sein, solange keine Preisobergrenzen eingesetzt werden und die Nachfrage hinreichend elastisch ist. Damit rückt auch in Bezug auf die Investitionsanreize die Nachfrageflexibilisierung in den Fokus der Marktdesigndebatte, da diese auch entscheidend dafür ist, ob zusätzliche Mechanismen zur Absicherung der Erzeugungskapazität notwendig werden oder nicht. Dabei gilt, dass je mehr lastseitige Flexibilität in die bestehenden Märkte integriert wird, desto geringer wird der Bedarf, zusätzliche Kapazitätsmechanismen zu entwickeln.

Umgang mit Netzknappheit – Ansätze der lokalen Energiebepreisung

Lastflexibilität kann darüber hinaus eingesetzt werden, um die bestehende Netzinfrastruktur effizienter auszulasten. Dazu bedarf es jedoch entsprechender lokaler Preissignale, die die verfügbare Netzkapazität transparent machen. Zentrales und bekanntes Problem ist hier, dass es an entsprechenden Preissignalen fehlt. Da aber die Stromnetzkapazitäten insbesondere auf Übertragungsnetzebenen auf absehbare Zeit nicht

ausreichen, um die hohen Erzeugungskapazitäten von Nord- nach Süddeutschland zu transportieren, werden lokale Preissignale, die die Verfügbarkeit der Netzinfrastruktur einpreisen, immer wichtiger. Um dies zu erreichen, werden verschiedene Systeme diskutiert: Von der Einführung nodaler Preise, über Gebotszonenplits, Flexibilitätsmärkte (siehe oben) und eine Flexibilisierung der Netzentgelte. In allen Ansätzen kann insbesondere die Einbindung von flexiblen Lasten ein Schritt darstellen, um die Kosten zu reduzieren. Während sich die europäische Debatte aktuell eher auf einen Gebotszonenplit und die Einführung von Flexibilitätsmärkten fokussiert, rückt in Deutschland zunehmend die Netzentgeltsystematik in den politischen Fokus.

Output-orientierte Regulierung für die Netzbetreiber – Lastflexibilität nutzbar machen

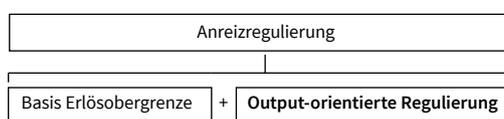
Die Lastflexibilisierung stellt auch neue Anforderungen an die Regulierung der Netzbetreiber, zum Beispiel um etwa die Entwicklung und Nutzung neuer Märkte für Systemdienstleistungen wie den Redispatch 3.0 effizient anzureizen. Ein Ansatz, diese Anreize zur Nutzung von Lastflexibilisierung für die Netzbetreiber zu setzen, wird im Rahmen der output-orientierten Regulierung (OOR) diskutiert (vgl. Brunekreeft et al. 2020a; 2020b).

Output-orientierte Regulierung ergänzt die im Kern fortbestehende Anreizregulierung durch Erlöselemente, die an das Erreichen spezifischer Leistungsziele (Outputs z.B. im Sinne eines Redispatch-3.0-Marktes) gekoppelt sind und den gesellschaftlichen Nutzen der Outputs angemessen widerspiegeln sollen. Die bestehende Regulierung wird somit nicht ersetzt, sondern selektiv um einzelne OOR-Elemente ergänzt, die im Rahmen einer ansonsten vorwiegend auf Kosteneffizienz ausgerichteten Anreizregulierung nicht im gesellschaftlich erwünschten Maße gefördert werden. Brunekreeft et al. (2020a) erörtern mögliche praxisrelevante Anwendungsbereiche output-orientierter Regulierung für Stromnetzbetreiber. Abbildung 1 fasst die Idee zusammen.

SEKTORÜBERGREIFENDE KOORDINATION: WHOLE-SYSTEM-APPROACH

Lastflexibilisierung betrifft nicht nur die Strominfrastruktur, sondern kann auch Auswirkungen auf die anderen Infrastrukturen (insbesondere Gas, Wärme

Abb. 1
Einordnung der Begriffe

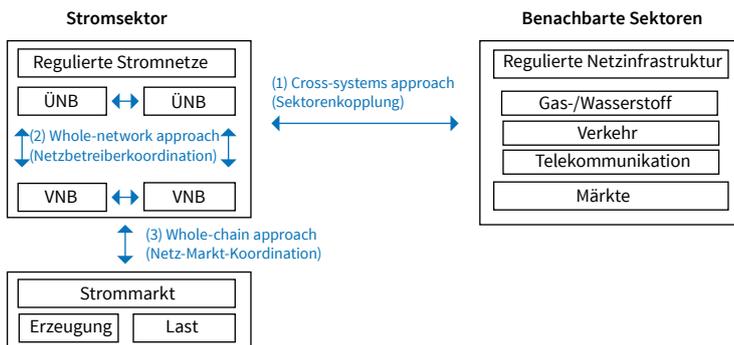


Quelle: Darstellung der Autoren.

© ifo Institut

Abb. 2

Drei Ebenen einer Gesamtsystemoptimierung (whole system approach)



Quelle: Darstellung der Autoren basierend auf CEER (2020).

© ifo Institut

und Verkehr) haben. In letzter Zeit rückt daher die infrastrukturübergreifende Gesamtsystemoptimierung in den Fokus der europäischen Regulierung. Der Rat der europäischen Regulierungsbehörden CEER (2018, S. 29) hat den Begriff »whole system approach« (WSA) geprägt und wie folgt definiert: »The WSA requires the [network operators] to look at net benefits on a wider basis than their own grid.« Die regulatorische Herausforderung liegt dabei, wie CEER (2018, S. 29) anmerkt, darin, dass, »in some situations, externalities not fully priced in, must be considered by regulators«. Das Kernproblem im Hintergrund ist die Fragmentierung des Gesamtsystems. Im Energiebereich im weiteren Sinne werden folgende Treiber für eine weitreichende Fragmentierung unterschieden. 1. Die Liberalisierung, die damit einhergehende Entflechtung und die steigende Bedeutung unterschiedlichster Marktparteien. 2. Die Energiewende, die resultierende Dezentralisierung der Energieversorgung und auch hier das Entstehen neuer Marktparteien. 3. Die Sektorenkopplung; zwar verstärkt diese Entwicklung die Fragmentierung nicht, aber offenbart, dass sich sämtliche Sektoren historisch weitgehend unabhängig voneinander entwickelt haben (vgl. Brunekreeft et al 2016).

Wie in Abbildung 2 dargestellt, differenziert der Whole-System-Approach drei Ebenen der Gesamtsystemoptimierung: 1. »cross-systems approach«, 2. »whole-network approach« und 3. »whole-chain-approach«.

Lösungsansätze, die derzeit allesamt noch ausgearbeitet werden müssen, weil die Thematik sehr neu ist, finden sich etwa in: 1. Anpassung der Anreizregulierung mit output-orientierten Regulierungselementen (siehe oben), 2. Cost-benefit-sharing-Modelle, 3. Anpassung der Marktgestaltung (z.B. innovative Preissetzungsmechanismen zur Lastintegration) und 4. innovative Governance-Strukturen.

AUSBLICK

Die derzeitige Diskussion um ein geeignetes Strommarktdesign fokussiert sich unter anderem aktuell auf die effiziente Einbindung flexibler Lasten in verschiedene Marktsegmente, z.B. den Redispatch. Zum

Teil sind damit alte Themen in neuem Gewand berührt (z.B. Kapazitätsmechanismen und die Debatte um zonales pricing), und zum Teil entstehen neue Themen (z.B. die Thematik um IncDec-Anreize bei lokalen Flexibilitätsmärkten).

Unseres Erachtens bietet die aktuelle Debatte zum Redispatch 3.0 und der damit verbundenen Lastintegration über marktbasierende Mechanismen einen ersten wichtigen Schritt hin zu einem zukunftsfähigem Marktdesign. Insbesondere die Frage, wie strategisches Verhalten verschiedener Akteure (Inc-Dec gaming, Marktmacht) effektiv adressiert werden kann, sollte zeitnah behandelt werden. Dabei gilt es, verschiedene Umsetzungsoptionen gegeneinander abzuwägen, von langfristigen bilateralen Verträgen, wie sie bereits etwa in den Niederlanden genutzt werden, bis hin zu plattformbasierten Ansätzen zur kurzfristigen Beschaffung und die Kombination dieser beiden Ansätze.

LITERATUR

- BMW – Bundeswirtschaftsministerium (2019), *Aktionsplan Gebotszone, Gemäß Art. 15 Verordnung (EU) 2019/943 Bundesrepublik Deutschland*, Berlin.
- Brunekreeft, G., M. Buchmann und R. Meyer (2016), »The Rise of Third Parties and the Fall of Incumbents: The Case of Germany«, *Energy Journal* 37, Special Issue, 243–262.
- Brunekreeft, G., J. Kuszniir und R. Meyer (2020a), »Output-orientierte Regulierung – ein Überblick«, *Bremen Energy Working Papers* No. 35, Jacobs University Bremen.
- Brunekreeft, G., J. Kuszniir und R. Meyer (2020b), »The Emergence of Output-Oriented Network Regulation«, *Oxford Energy Forum* 124, 34–38.
- Brunekreeft, G., A. Pechan, M. Palovic, R. Meyer, C. Brandstätt und M. Buchmann (2020c), *Risiken durch strategisches Verhalten von Lasten auf Flexibilitäts- und anderen Energiemärkten*, Gutachten im Auftrag der Deutschen Energie Agentur (dena), Bremen.
- CEER – Council of European Energy Regulators (2018), »Incentives Schemes for Regulating Distribution System Operators, including for innovation«, A CEER Conclusions Paper. Ref: C17-DS-37-05. Council of European Energy Regulators (CEER), Brüssel.
- CEER – Council of European Energy Regulators (2020), »CEER Paper on Whole System Approaches«, Distribution Systems Working Group, Positionspapier Ref: C19-DS-58-03, Council of European Energy Regulators (CEER), Brüssel.
- Höckner, J., S. Voswinkel, C. Weber, N. Kramer, M. Rinck, S. Börries und A. Herrmann (2019), »Der enera-Flexibilitätsmarkt als Zukunftsmodell für das Netzengpassmanagement«, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 69, 14–18.
- Joskow, P.L. (2008), »Capacity Payments in Imperfect Electricity Markets: Need and Design«, *Utilities Policy* 16(3), 159–170.
- Neon & consentec (2019), *Kosten- oder Marktbasierend? Zukünftige Redispatch-Beschaffung in Deutschland*, Studie im Auftrag des BMWi. Berlin.
- Palovic, M., C. Brandstätt, G. Brunekreeft und M. Buchmann (2022), »Strategic Behavior in Market-Based Redispatch: International Experience«, *The Electricity Journal* 35(3), 107095.
- Pechan, A., C. Brandstätt, G. Brunekreeft, M. Buchmann und M. Palovic (2023), »A Critical Analysis of Incentive for Inc Dec Gaming in Local Flexibility Markets«, erscheint als mimeo, Jacobs University Bremen.
- TenneT, TransnetBW & E-Bridge (2022), *Redispatch 3.0: Regulatorischer Rahmen, Markt- und Produktdesign*, Stuttgart.