ECONSTOR
Make Your Publications Visible.

A Service of

ZBW Leibniz-Informationszentrum Wirtschaft
Leibniz Information Centre for Economics

Neuhoff, Karsten; Mindrup, Klaus

Research Report

Erneuerbare Energien und Flexibilität: Optionen für reduzierte und verlässliche Stromkosten

DIW Berlin: Politikberatung kompakt, No. 197

Provided in Cooperation with:
German Institute for Economic Research (DIW Berlin)

Suggested Citation: Neuhoff, Karsten; Mindrup, Klaus (2023) : Erneuerbare Energien und Flexibilität: Optionen für reduzierte und verlässliche Stromkosten, DIW Berlin: Politikberatung kompakt, No. 197, ISBN 978-3-946417-88-0, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), Berlin

This Version is available at:
https://hdl.handle.net/10419/283271

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.

WWW.ECONSTOR.EU

Mitglied der Leibniz-Gemeinschaft

DIW BERLIN

197

Politikberatung kompakt

Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung 2023

Erneuerbare Energien und Flexibilität – Optionen für reduzierte und verlässliche Stromkosten

Karsten Neuhoff und Klaus Mindrup

IMPRESSUM

DIW Berlin, 2023

DIW Berlin
Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung
Mohrenstraße 58
10117 Berlin
Tel. +49 (30) 897 89-0
Fax +49 (30) 897 89-200
www.diw.de

ISBN 978-3-946417-88-0
ISSN 1614-6921

Alle Rechte vorbehalten.
Abdruck oder vergleichbare
Verwendung von Arbeiten
des DIW Berlin ist auch in
Auszügen nur mit vorheriger
schriftlicher Genehmigung
gestattet.

DIW Berlin: Politikberatung kompakt 197

Karsten Neuhoff*
Klaus Mindrup**

Erneuerbare Energien und Flexibilität - Optionen für reduzierte und verlässliche Stromkosten

Berlin, 21. November 2023

* DIW Berlin, Leiter Abteilung Klimapolitik. KNeuhoff@diw.de und Technische Universität Berlin, Fachbereich Energie und Klimapolitik.
** Vorsitzender Energiedialog 2050 e.V., Mitglied im Rat für Bürgerenergie, MdB von 2013-2021, info@klaus-mindrup.de

Inhaltsverzeichnis

1 Zusammenfassung 1

2 Die Ausgangslage 3

2.1 Mittels des EE Pools Finanzierungskosten senken 6

2.2 Kostengünstigste EE Projekte für den EE Pool gewinnen 6

2.3 Flexibilität reduziert Risiken – mit EE Pool profitieren Investoren davon 8

2.4 Mit EE Pool systemfreundlichen Wind- und PV-Ausbau sicherstellen 9

2.5 Mit EE Pool Investitionen in Wertschöpfungskette stärken 10

3 Contracts for Industry – die Vorteile eines EE Pool kurzfristig nutzen 11

4 Mit lokalen Preisanreizen Flexibilitätspotentiale nutzen 13

5 Mit Versorgungssicherheitsreserve Flexibilitätskosten absichern 15

5.1 Absicherung mit regulatorisch definierten Kapazitätszahlungen hemmt Flexibilität 15

5.2 Kraftwerksreserve als Absicherung nutzen 16

5.3 Bezahlbaren Auslösepreis für Versorgungssicherheitsreserve definieren 16

5.4 Mit Versorgungssicherheitsreserve Erschließung von Flexibilitätspotentialen ermöglichen 17

6 Ausbauziele für Koordination der Maßnahmen nutzen 18

6.1 Beseitigung von Flexibilitätshemmnissen bei Netzentgelten 18

6.2 Ausbau der (aufnehmenden) Netzinfrastruktur zur Erschließung von Flexibilität und erneuerbaren Energien 18

6.3 Finanzierungskosten bei Netzen möglichst geringhalten 19

Literatur 20

1 Zusammenfassung

Spätestens seit der Energiekrise, die der Ukrainekrieg ausgelöst hat, wird eine grundlegende Reform unserer Strommärkte diskutiert, um Stromkosten und Kostenrisiken für Stromkundinnen und -kunden zu reduzieren und so Haushalte und Unternehmen zu entlasten. Das kann erreicht werden, indem Investitionsrisiken und damit Finanzierungskosten reduziert, hohe Knappheitsrenten bei Neuanlagen vermieden, und das umfassende Portfolio von Flexibilität erschlossen und effizient genutzt wird. So entsteht eine verlässliche Perspektive für Investitionen in Transformationstechnologien und deren Förderbedarf wird reduziert.

Doch aktuell blockieren sich unterschiedliche Konzepte zur Umsetzung dieses Weges gegenseitig. Nirgends wird das so deutlich wie beim Streit, ob der weitere Ausbau von Erneuerbaren Energien über Contracts for Difference (CfDs) oder Power Purchase Agreements (PPAs) realisiert werden soll. Mit der gerade gefundenen Einigung auf europäischer Ebene zur direkten Weitergabe der Vorteile der CfD-Verträge an Stromkundinnen und -kunden ist ein Durchbruch erzielt worden, der auch neue Wege ermöglicht, die den aktuellen Streit überwinden helfen.

Zentral dabei sind Rahmenbedingungen für einen verlässlichen Strommarkt, damit die Risiken beim Ausbau Erneuerbarer Energien wie auch beim Ausbau und bei der Nutzung von Flexibilitäten abgesenkt werden und die so entstehenden Kostenvorteile und die Absicherung von Strompreisen vollständig bei Stromkundinnen und -kunden ankommen. Die effektive Nutzung von dezentralen Flexibilitäten erlaubt zudem den Abbau von Systemkosten eines zentralistischen Marktes. Zugleich können so auch Kostenrisiken für den öffentlichen Haushalt vermieden werden, die ansonsten durch die weitere Förderung von Neunanlagen mit der gleitenden Marktprämie entstehen. Dafür sind drei Komponenten notwendig:

1. Mit dem Aufbau eines Erneuerbare-Energien Pools (EE Pool) können in einem anreizkompatiblen System die Finanzierungskosten, der administrative Aufwand und damit auch die Kosten für private und öffentliche Akteure minimiert werden. Dieser EE Pool kann bis spätestens 2028 ein Gesamtvolumen von 100 TWh/a umfassen. Diese Mengen werden durch kurzfristig auf den Weg zu bringende Ausschreibungen für den Zubau neuer Erneuerbarer Energien (PV, On-shore Wind und Off-shore Wind) erreicht werden. Sie werden speziell für den EE Pool reserviert. So kann eine entsprechende Stromnachfrage zu Preisen von rund 5 ct je kWh abgesichert werden (basierend auf Prognose World Energy

Outlook 2023 der IEA). Dies geschieht durch finanzielle Absicherungsverträge (CfDs) oder physische Lieferverträge des Pools mit den Projekten (PPAs). Anders als bei manchen Vorschlägen wird allerdings nicht der einzelne Vertrag staatlicherseits abgesichert, sondern der EE Pool in seiner Gesamtheit. Durch die gepoolte Weitergabe an Stromkundinnen und -kunden nivellieren sich damit die meisten Risiken und eine Förderung ist nicht notwendig.

2. Alle Akteure sollen die Möglichkeit haben, durch Erschließung von Flexibilitäten Unsicherheiten und Energiekosten zu reduzieren. Dies erfordert, einerseits die Kosten des Redispatch gering zu halten und andererseits Missbrauchsmöglichkeiten (Spekulation gegen den Strommarkt) zu verhindern. Dafür ist die Einführung „lokaler" Preise notwendig, damit sich alle Erzeuger und Flexibilitätsoptionen netzdienlich verhalten können und entsprechende Erlöse erhalten. Sowohl Investitionen in erneuerbare Energien als auch Stromkundinnen und -kunden können dabei im Rahmen des EE Pools vor Preisrisiken abgesichert werden.

3. Die verbleibenden Risiken für hohe Stromkosten in Zeiten sehr hoher Energiepreise durch eine Versorgungssicherheitsreserve begrenzen. Die Reservekraftwerke werden oberhalb eines Auslösepreises in der Höhe von etwa 50 ct je kWh in den Markt geführt bzw. darunter aus dem Markt genommen.

Das Ziel ist es, preisgünstige, Erneuerbare und klimafreundliche Energie für alle und ohne weiteren öffentlichen Förderbedarf zu sichern. Dazu stellen wir hiermit eine Ideenskizze zur Diskussion, um sie gemeinsam zu vertiefen, in Szenarien zu übersetzen, und weiter zu konkretisieren, damit eine umfassende Strommarktreform in Deutschland gelingen kann.

2 Die Ausgangslage

Eine ökonomisch und ökologisch nachhaltige Energie- und damit vor allem Stromversorgung muss in allererster Linie auf Erneuerbaren Energien aufbauen. Diese Tatsache spiegelt sich in der Entscheidung von EU-Parlament, Mitgliedstaaten und Kommission wider, das Ausbauziel für Erneuerbare Energie für 2030 von 20,4% auf 42,5% zu erhöhen. Da ein Großteil dessen mit Wind- und Solarenergie als Strom erzeugt und durch Elektrifizierung sowie Sektorkopplung fossile Energieträger in allen Sektoren ersetzen wird, hat die Bundesregierung sich ein damit konsistentes Ausbauziel von 80% Erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung in Deutschland bis 2030 gesetzt.

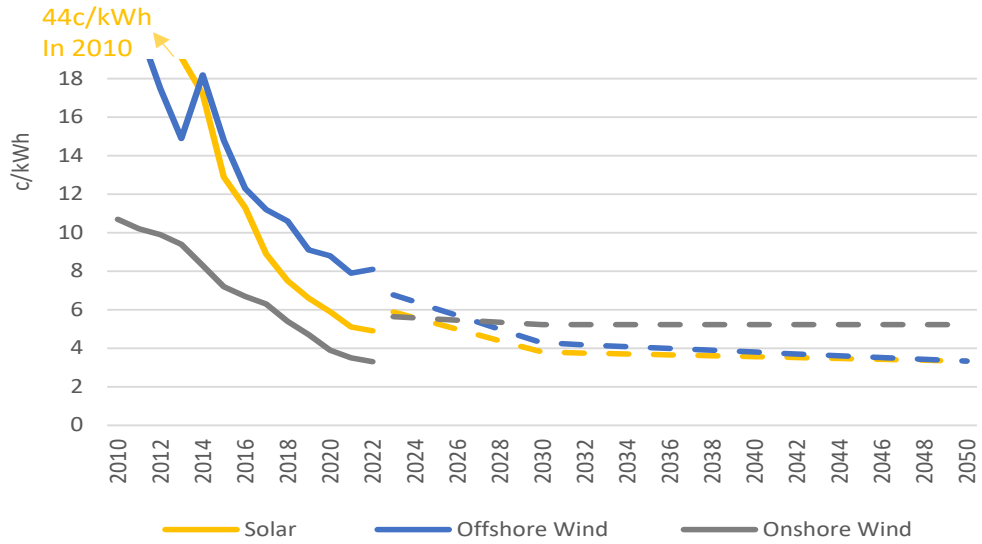
Wind- und Solarenergie werden somit in den kommenden Jahren Grundlage unserer Energieversorgung - dies ist der wichtigste Baustein auf dem Weg zur Klimaneutralität. Zugleich kann dieser Weg eine geringere Abhängigkeit von Energieimporten von Deutschland und Europa erreichen. Das stärkt Deutschlands Resilienz und unterstützt wichtige außen- und sicherheitspolitische Ziele der Bundesregierung. Durch die größere Kostenstabilität der heimischen Erneuerbaren Energien ergeben sich zudem neue Spielräume dafür, die Energiekosten für StromkundInnen zu senken.

Das aktuelle Strommarktdesign wird diesen Anforderungen nicht gerecht. Es wurde vor drei Jahrzehnten für ein Stromsystem errichtet, das sich grundlegend vom heutigen Zielsystem unterscheidet. Es war nicht klimaneutral und musste auch nicht klimaneutral werden. Die Erzeugungsbasis bestand bereits und war nicht selten nahezu abgeschrieben (was den Energy Only Markt [EoM] ermöglichte) und war überdies regelbar. All das gilt nicht mehr.

In der Vergangenheit war es ausreichend, die Industrie durch Ausnahmen von Abgaben, Umlagen und Steuern mit einem Strompreis auszustatten, der ihr geholfen hat, im internationalen Wettbewerb zu bestehen. Der Ukrainekrieg hat die Schwachstellen dieses aktuellen Systems auf der Basis des Einsatzes fossiler Energien deutlich gemacht. So billig und vermeintlich sicher, wie es war, werden die fossilen Energien nicht mehr werden.

Wind und PV sind mit Abstand die günstigsten Erzeugungstechnologien. Jedoch erfordert der geplante Aufwuchs von Wind und PV auf 360 GW bis 2030 Rekordinvestitionen in sehr kurzer Zeit. Dies kann von den Akteuren nicht ohne langfristige regulatorische Stabilität kostengünstig finanziert und damit realisiert werden. Daher ist eine Investitionsabsicherung nötig, die die niedrigen EE-Anlagenpreise risikomindernd flankiert und über die so mögliche Skalierung die Preise weiter senkt.

Abbildung 1 Entwicklung der Stromerzeugungskosten mit EE



Annahme: Bis 2022 internationaler Durchschnitt basierend auf IRENA (2023). Ab 2023 Europäischer Durchschnitt, basierend auf World Energy Outlook Projektionen, Zwischenjahre interpoliert (IEA, 2023). In 2022 Preisen, Wechselkurs €/$ = 0,95.

Die stark gesunkenen Kosten Erneuerbarer Energien müssen bei der Industrie, dem Mittelstand und allen Verbraucherinnen und Verbrauchern in unserem Land ankommen. Das ist keine Frage der Verfügbarkeit von Technologien mehr, es ist eine Frage eines geeigneten Strommarktdesigns zur Erschließung dieser Technologien und zur breiten Beteiligung der Menschen. (Battle, Schittekatte and Knittel, 2022, Fabra, 2022, Polo et al, 2023, von der Fehr et al., 2022, Zachmann and Heusaff, 2023)

Tabelle 2 Stromerzeugungskosten mit EE im Vergleich

Cent/kwh (2022)	Land	Jahr	Solar	On-shore Wind	Off-shore wind
International Renwable Energy Agency (IRENA 2023)	D	2021	6,0	5,1	
	D	2022	7,6	5,2	7,4
	Global	2022	4,7	3,1	7,7
Internationale Energieagentur, World Energy Outlook (IEA 2023)	EU	2022	6,2	5,7	7,1
	EU	2030	3,8	5,2	4,3

Annahme: Wechselkurs Euro/$ = 0,95.

Der Zwilling der Erneuerbaren Energie ist die Flexibilität, nur gemeinsam können sie eine kostengünstige Energieversorgung ermöglichen. Sektorkopplung bietet dafür eine große Chance – denn beim Umstieg von fossilen Energieträgern auf Erneuerbaren Strom in den Bereichen Mobilität, Gebäudewärme und Grundstoffindustrie können zugleich auch große Flexibilitätspotentiale erschlossen werden. Beispielhaft sind hier Speicher für Wärme oder Kälte und Speicherung durch industrielle Zwischenprodukte, aber auch die netzdienliche Integration von Batterien für Elektromobilität und Elektrolyseuren

zu nennen. Zusätzliche Flexibilität ergibt sich, wenn ergänzend zum Strom Energieträger wie H2 oder Biogas im Dual-Fuel Betrieb genutzt werden.

Das bestehende Marktdesign aus der „alten fossilen Welt“ findet für die soziale Energiewende heute keine Antworten. Ein für alle bezahlbarer Umstieg auf erneuerbare Energien kann nur gelingen, wenn auch alle sich daran beteiligen, Effizienz und Flexibilitätspotentiale zu erschließen. Dazu benötigen Stromkundinnen und -kunden bereits zum Investitionszeitpunkt starke Anreize und Unterstützung, so dass insgesamt ausreichend Flexibilität auch für Akteure mit weniger flexibler Nachfrage erschlossen wird. Nachfolgend werden daher Lösungsvorschläge vorgestellt, die auf der aktuellen EU-Strommarktreform aufbauen und europaweit anschlussfähig sind (Neuhoff, Richstein and Kröger, 2023). Das ist für Deutschland wichtig, da es auf den gemeinsamen europäischen Strommarkt angewiesen ist, um die europaweit vorhandene Flexibilität gemeinsam zu nutzen und um den wachsenden Strombedarf Europas in Kooperation mit Nachbarländern zu decken.

Für einen „Erneuerbaren Energien Pool“ (EE Pool) sind grundsätzlich zwei unterschiedliche Strukturen vorstellbar. In beiden Varianten führt eine Verwalterin des Pools, beispielsweise die Übertragungsnetzbetreiber, wettbewerblichen Ausschreibungen für neue Wind- und Solarprojekte durch. Die kostengünstigsten Projekte erhalten dann entweder

(i) finanzielle Verträge über die Differenz zwischen ihrem Gebotspreis und dem jeweiligen stündlichen Spotpreis für ihre Produktion (CfD), oder
(ii) physische Verträge über die Abnahme des produzierten Stromes zum Gebotspreis (PPA).

Die Verträge werden alle gepoolt und zum durchschnittlichen Gebotspreise entweder in finanzieller Form oder als physische Stromlieferungen an Stromkundinnen und -kunden weitergegeben (Grubb e.a. 2022, Neuhoff e.a. 2023).

Der EE Pool ergänzt somit Möglichkeiten für Vor-Ort-Erzeugung, sei es in Form von Erneuerbarer Eigenerzeugung für Einfamilienhäusern, für Gewerbe bzw. Industrie oder sei es in Form von Mieterstromprojekten. Ergänzend sind in den Verteilnetzen die rechtlichen Grundlagen für lokale und regionale Modelle zur gemeinsamen Erzeugung und Nutzung Erneuerbarer Energien (Energiegemeinschaften aufbauend auf den Erfolgen von Quartierskonzepten in der Wärmeversorgung), Energy Sharing mit AnwohnerInnen in der Nähe von Wind- und Solarparks, Speicherung und Sektorenkopplung zu schaffen.

2.1 Mittels des EE Pools Finanzierungskosten senken

Ein EE-Pool kann durch Risikominderung die Finanzierungskosten von Erneuerbaren-Investitionen sowohl auf Seite der Erzeugerinnen und Erzeuger als auch Stromkundinnen und -kunden reduzieren.

Für Stromerzeugerinnen und -erzeuger reduzieren sich die Finanzierungskosten durch den Vertrag mit dem Pool (Gohdes, Simshauser and Wilson, 2022), auch gegenüber alternativen bilateralen Verträgen mit einzelnen Unternehmen. Dafür wird der Pool staatlich abgesichert. Zugleich muss sichergestellt werden, dass Stromkundinnen und -kunden diese Garantie für den EE Pool nicht missbrauchen, indem sie in Zeiten geringer Strompreise den Pool verlassen und kurzzeitig einen geringeren Strompreis nutzen. Darum sollte eine Mindestkündigungsfrist von z.B. fünf Jahren vorgeschrieben werden. Mit der Kündigungsoption werden einerseits Bilanzierungsrisiken von Unternehmen adressiert und zugleich ermöglicht die lange Kündigungsfrist, dass alternative Stromabnehmerinnen und -abnehmer für den EE Pool gefunden werden können.

Für Stromkundinnen und -kunden reduziert der EE Pool die Finanzierungsrisiken, die andernfalls bei bilateralen Langfristverträgen mit einzelnen Erneuerbaren Energien Projekten anfallen (Standard & Poor's, 2017). Statt eines spezifischen Preises und individueller Verträge mit einem oder wenigen einzelnen Projekten haben Stromkundinnen und -kunden einen langfristig gesicherten Poolpreis mit einem Portfolio unterschiedlicher Erneuerbarer Energien Projekte. Das reduziert das Risiko, dass direkte Wettbewerber langfristige Verträge zu besseren Konditionen abgeschlossen haben. Damit vermeiden Unternehmen ein Risiko, das sowohl von Ratingagenturen als auch in den Unternehmen selbst besonders hoch bewertet wird.

Insgesamt können so durch eine Reduktion der Finanzierungsrisiken Kosten von bis zu 30% der Erzeugungskosten eingespart werden (May and Neuhoff 2021, Kröger e.a. 2022b).

2.2 Kostengünstigste EE Projekte für den EE Pool gewinnen

Entwickler von Wind- und Solarprojekten werden immer abwägen, ob sie sich bei einer Ausschreibung im EE Pool beteiligen oder ihr Projekte mit bilateralen Verträgen absichern. Einige Faktoren tragen bereits dazu bei, dass sich auch die kostengünstigsten Projekte im EE Pool beteiligen:
Erstens werden rund 90% der PPA nur für 5 Jahre unterschrieben und nutzen somit für die Finanzierung über 5 Jahre hinaus die Absicherung durch die Rückfalloption in die gleitende Marktprämie. Wichtig

ist also die einseitige Absicherung von erneuerbaren Energie-Projekten gegen geringe Strompreise unter gleichzeitigem Behalt der Windfall Profite bei hohen Strompreisen für neue Projekte abzuschaffen. Zweitens ist die Kapazität von Stromkundinnen und -kunden, bilaterale Verträge mit EE-Projekten zu unterzeichnen, begrenzt (Abb2 in http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.4391536).
Drittens schwankt das Interesse von Stromkundinnen und -kunden langfristige PPAs zu unterzeichnen mit Markterwartungen, – sprich ProjektentwicklerInnen (so sie Wachstum etc. wünschen) werden im Zweifelsfall lieber in Ausschreibungen des EE Pool teilnehmen.
Viertens besteht ein Finanzierungskosten-Gap bei LCOE von kumuliert 30% auf Projekt- und StromkundInnenseite – nach ersten Abschätzungen – führt dies zumindest an mittleren und schlechten Standorten zu einem Vorteil von CfD Tender für ProjektentwicklerInnen.
Fünftens werden im Markt starke Anstiege und damit verbundene große Unsicherheiten über den Umfang von Stunden mit negativen Strompreisen erwartet. Dies erschwert die Finanzierung neuer EE-Projekte deutlich, da die gesicherte Refinanzierung in Frage steht. Die große regulatorische Unsicherheit, wie gut Strommarkt, Netz, und Rahmen für diverse Flex-Optionen weiterentwickelt werden, um dagegen zu halten, könnte in Kürze die erneuerbaren Ausbauziele in Deutschland gefährden. Diese Analyse teilt der BEE in seiner Studie „Klimaneutrales Stromsystem“ (Böttger e.a. 2022). Denn große Unsicherheiten bremsen Investitionen, sie könnten im EE Pool für Investoren und Banken vermieden werden.

Allerdings besteht bezüglich zweier Aspekte Handlungsbedarf:
Erstens haben Landeigentümer mehr Geduld und warten im Zweifelsfall auf sehr lukrative Angebote (wie sie aktuell angekündigt werden) und stellen deswegen das Land nicht zu Preisen zur Verfügung, die sich bei wettbewerblichen Ausschreibungen hinterlegt mit dem Referenzertragsmodell einstellen würden. Es sollte deswegen klar kommuniziert werden, dass Deutschlands Energiestrategie so gestaltet wird, dass extrem hohe Renditen vermieden werden, die sich durchs Ausspielen regulatorischer Rahmenbedingungen ergeben könnten. Verlässliche, risikomindernde Regulierungen müssen sich auch in den Pachtrenditen widerspiegeln. Ein sinnvolles ergänzendes Mittel könnte die Ausweisung von mehr Vorrang-Flächen als benötigt sein, um das Angebot zu erweitern und so die Knappheitsrenditen zu beschränken.
Zweitens ist es an sehr guten Windstandorten attraktiver, bilaterale Verträge zu unterzeichnen als in einem EE Pool durch das Referenzertragsmodell in der Ausschreibung geringere effektive Preise zu erhalten. Hier ist es wichtig klarzustellen, dass bei möglichen Zonal Splitting/Einführung lokale Preise für neue EE-Projekte außerhalb des EE Pool keine Absicherung gegenüber den lokalen Preisrisiken vorgesehen wird (Kunz e.a. 2017). Es sollte auch eine Weiterentwicklung von Netzzugangsgebühren hin

zu „tiefen“ Gebühren erwogen werde, um Kosten an attraktiven Standorten mit vielem Zubau auch Verursachergerecht den Akteuren zuzuordnen, die die großen Ressourcenrenten bekommen.
(Kröger e.a. 2022a)

2.3 Flexibilität reduziert Risiken – mit EE Pool profitieren Investoren davon

Wind- und Solarenergie können nur dann eine nachhaltig bezahlbare und sichere Energieversorgung sicherstellen, wenn sie auf den beiden Säulen Flexibilität und Effizienz aufbauen. Bislang wurde nur der angebotsseitige Teil der Flexibilitätspotentiale betrachtet; dabei liegt bei den Stromnutzern ein hohes, noch erschließbares Potenzial (Golmohamadi 2022, Göke e.a. 2023). Es ist also naheliegend, Stromkundinnen und -kunden nicht länger auf klassische Rundum-Sorglos-Pakete zu beschränken, dessen Basisprodukt - Grundlast – immer mehr obsolet und zu teuer wird.

Bisher kann in Terminmärkten nur ein Grundlastprofil sowie ein Profil für die Arbeitsstunden an Werktagen abgesichert (Peak) werden. Wenn Stromkundinnen und -kunden Flexibilitätspotentiale erschließen, und mit diesen auf sehr hohe oder geringe Strompreise reagieren, dann weichen sie damit in vielen Fällen von diesen abgesicherten Profilen ab. Dabei können sie Stromkosten einsparen, allerdings sind die Einsparungen unsicher und schwer vorherzusagen, vereinfacht gesagt ein Lotto-Spiel. In ihren Kernkompetenzen, Investition in neue Geschäftsfelder, Technologien und Märkte, gehen Industrieunternehmen nach sorgfältiger Abwägung strategische Risiken ein. Nicht jedoch, wenn es sich “nur” um einen Inputfaktor für den Produktionsprozess handelt. Für solche Inputfaktoren gilt das primäre Ziel eines Unternehmens, Kosten und Risiken zu minimieren. Das führt dazu, dass Terminmärkte, in denen nur Grund- und Peakverträge gehandelt werden, sinnvolle Investitionen verhindern. Dabei sind genau diese Investitionen erforderlich, um Flexibilitäten sowohl in Managementprozesse, Steuerungstechnologien oder auch in Speicher für Wärme, Kälte, Strom und Zwischenprodukte zu erschließen (Richstein und Hosseinioun 2020, Klaucke e.a. 2023).

Im EE Pool werden Stromkundinnen und -kunden für den Strombezug statt mit einem Grundlastprofil mit dem gepoolten Wind- und Solar-Erzeugungsprofil abgesichert. Für Abweichungen sind sie dem Spotpreis ausgesetzt. Sie können diese Spotpreisrisiken durch Investitionen in eigene Flexibilität oder durch vertragliche Flexibilitätsprodukte absichern (Renewable Energy Hub 2020, Billimoria & Simshauser, 2023). Damit stellen Investitionen in Flexibilität nicht mehr länger eine Lotterie auf mögliche zusätzliche Mehrerlöse dar, sondern werden zu einem attraktiven Versicherungsvertrag zur Reduktion von Preisrisiken für das Unternehmen und das gesamte Stromsystem. Im Ergebnis werden Flexibilitätsinvestitionen die notwendige Priorität in Unternehmen und in der Politik zugewiesen bekommen.

Natürlich können die wenigsten Stromkundinnen und -kunden allein oder in Zusammenarbeit mit Aggregatoren/Vertrieben, ausreichende Flexibilitätspotentiale erschließen, um ihre Nachfrage vollständig an die Erzeugung Erneuerbarer Energie anzupassen. Ein großer Teil der Flexibilität wird also auch durch

(i) den Europäischen Stromverbund,
(ii) die Nachfrage besonders flexibler Nutzer wie e-Mobilität, Wärmenetze mit Wärmespeichern und Elektrolyseure (Nutzen statt Abregeln)
(iii) diverse Stromspeicher sowie
(iv) Reservekraftwerke (insbesondere stromgeführte KWK) erbracht werden.

Diese Potentiale kostengünstig zu erschließen und einzusetzen wird zur zentralen Aufgabe des Strommarktes. Der Flexibilitätswettbewerb sollte dabei zu einer kosteneffizienten Lösung beitragen.

2.4 Mit EE Pool systemfreundlichen Wind- und PV-Ausbau sicherstellen

Eine teilweise Ost-West-Ausrichtung von PV-Anlagen und eine partielle Schwachwindauslegung von Windturbinen werden mit einem wachsenden Anteil Erneuerbarer Energien immer wichtiger, damit die Stromerzeugung von Wind- und PV-Anlagen systemfreundlich, also kompatibel mit den Netz- und Flexibilitätskapazitäten des Systems erfolgt. Bisher sollen die zukünftigen Strompreise die Anreize für eine systemfreundliche Auslegung von Anlagen erzeugen. Eine systemfreundliche Anlage erzeugt Strom in Stunden, in denen diese Anlage höhere Preise erzielen kann. Allerdings liegt der Großteil dieser Zusatzerlöse in den 2030er Jahren, wenn die EE-Anteile noch höher sind, und hängt von unsicheren Entwicklungen bei Netzausbau und Flexibilisierung ab. Diese Unsicherheit führt bei privaten Investitionen zu hohen Diskontierungssätzen und kann deswegen in den Entscheidungsprozessen für die Auslegung von Anlagen nur begrenzt berücksichtigt werden (May 2017). Bei einem EE Pool können stattdessen bereits im Ausschreibungsdesign für CfDs oder PPAs wirksame Anreize für systemfreundliche Auslegung von Anlagen verankert werden. So kann ein EE Pool von Beginn an die vollen Anreize für eine systemfreundliche Auslegung von Anlagen sicherstellen.

Die systemfreundliche Auslegung von Anlagen und die – im Weiteren diskutierte - breite Erschließung von Flexibilitätspotentialen minimieren die Anzahl der Stunden mit Nullpreis oder negativen Preisen. Die dann verbleibenden Stunden mit negativen Preisen liegen größtenteils außerhalb der Kontrolle individueller Projekte. Entsprechende Risiken sollten daher auch nicht mehr den einzelnen Projekten zugeordnet werden. Es entsteht kein produktiver Anreiz, sondern nur ein höheres Finanzierungsrisiko und somit Kosten für Stromkundinnen und -kunden. Es ist somit im Interesse aller Stromkundinnen

und -kunden des EE Pool, dass diese Risiken von negativen Preisen nicht einzelnen Projekten zugeordnet werden. Stattdessen können CfDs oder PPAs mit den Erneuerbaren Energien Projekten so ausgestaltet werden, dass die Zahlungen sich an der Fähigkeit zu produzieren (capability based) orientieren. So werden sowohl Finanzierungsrisiken minimiert also auch Anreize für einen effizienten Betrieb sichergestellt.

Ein EE Pool kann weiterhin sicherstellen, dass die geringeren Erzeugungskosten an Windstandorten mit hohen Vollaststunden an StomkundInnen weitergegeben werden. Dazu können in den Ausschreibungen des EE Pool, zum Beispiel mit dem etablierten Referenzertragsmodell, die Gebotspreise teilweise für die höheren Volllaststunden eines Standorts angepasst werden (Kröger e.a. 2022a). Das stärkt den Wettbewerb zwischen allen Projekten und führt insbesondere zu geringeren Landrenten an den besseren Standorten und damit zu geringeren Strompreisen.

Es ist weiterhin zu prüfen, ob in den EE Pool an Standorten, die Engpässen im Übertragungsnetz ausgesetzt sind, auch flexible Nutzer wie Wärmenetze auf der Basis von Großwärmepumpen mit Wärmespeichern oder Elektrolyseure eingebunden werden, die ihren Strom dann aus dem Pool beziehen, wenn besonders viel Erneuerbarer Strom produziert wird, den das Stromnetz ansonsten nicht aufnehmen kann (Nutzen statt Abregeln). Diese i.d.R. kostengünstig zu erschließenden Flexibilitätspotentiale an der Quelle können das Erzeugungsprofil „glätten“ und zugleich die Ausnutzung der Stromnetze verbessern. Weiterhin kann in vielen Fällen so die Akzeptanz für den Ausbau der Erneuerbaren Energien gesteigert werden, weil den Standortgemeinden parallel zum Ausbau der Erneuerbaren eine kostengünstige und klimafreundliche Wärmeversorgung angeboten werden kann.

2.5 Mit EE Pool Investitionen in Wertschöpfungskette stärken

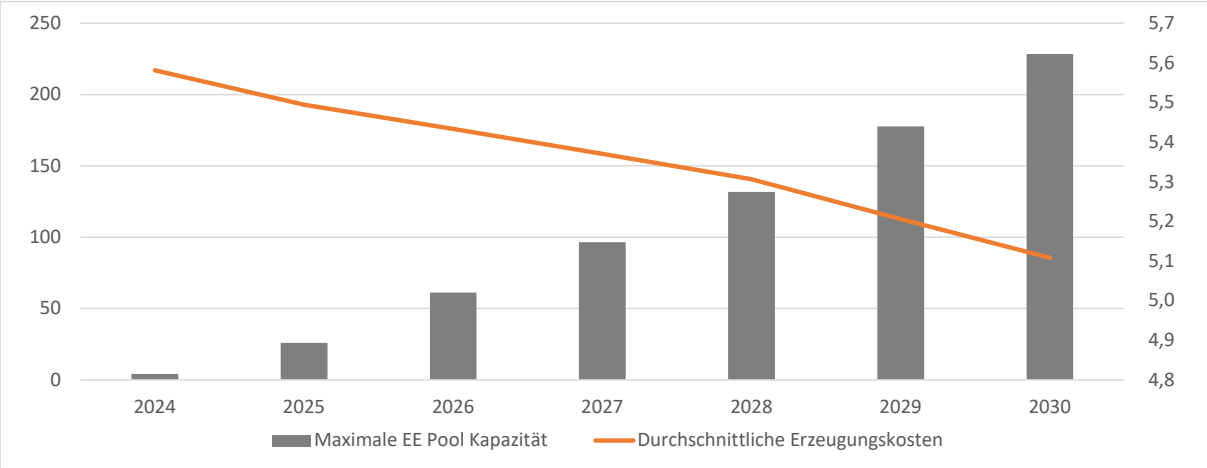
Der EE Pool stabilisiert die Finanzierungsbedingungen für den Ausbau Erneuerbarer Energien und stärkt somit zusammen mit den beschleunigten Planungs- und Genehmigungsverfahren die Glaubwürdigkeit der Ausbauziele. Das ermöglicht Entwicklerinnen und Entwicklern von Wind- und Solaranlagen, verlässlich in neue Projekte zu investieren, und gibt somit den Herstellern von Wind- und Solaranlagen die notwendige Abnahmesicherheit, um heimische Produktionskapazitäten zu erweitern. Das stärkt die Resilienz und reduziert die Kosten des Ausbaus. Bei den Ausschreibungen für den EE Pool kann weiterhin sichergestellt werden, dass Zulieferer Umwelt- und Sozialstandards einhalten; so kann im internationalen Wettbewerb die Unterbietung von Umwelt- und Sozialstandards vermieden werden.

3 Contracts for Industry – die Vorteile eines EE Pool kurzfristig nutzen

Die Vorteile Erneuerbare Energien sollen allen Stromkundinnen und -kunden zugutekommen. Zugleich sollten auch die besonderen Herausforderungen für Investitionen in Transformationsprozesse insbesondere für den Mittelstand und für ausgewählte stromintensive Industrien (Bernhard e.a. 2023) berücksichtigt werden. Dazu wurde bereits das Konzept von „Contracts for Industry“ im Wind auf See gesetzt verankert. Allerdings sind die Volumina der dabei berücksichtigten vorgeplanten Off-shore Sites zu gering, kommen zu spät und erschließen nicht die oben diskutierten Pooling Vorteile über verschiedene Technologien und Standorte.

Deswegen sollten die Contracts for Industry (CfI) kurzfristig hochskaliert werden. Dafür sollten z.B. Übertragungsnetzbetreiber beauftragt werden, zusätzliche Auktionen auch für On-shore Wind und PV durchzuführen, deren Volumen von den bestehenden EE- Ausschreibungen abgezogen werden. Dazu könnten sowohl finanzielle (CfDs) oder physische Verträge (PPAs) genutzt werden. Sollten diese Umstellung im Jahr 2024 erfolgen, dann können nach aktueller Ausbauplanung bis 2028 Projekte im Volumen von 100 TWh Jahreserzeugung realisiert werden und dafür Contracts for Industry abgeschlossen werden (Abbildung 2). Bei guten Finanzierungsbedingungen sollten hierbei Preise in der Höhe von rund 5 ct/kWh erreicht werden.

Abbildung 2: Maximales Volumen eines neuen EE Pools und durchschnittliche Erzeugungskosten im Pool

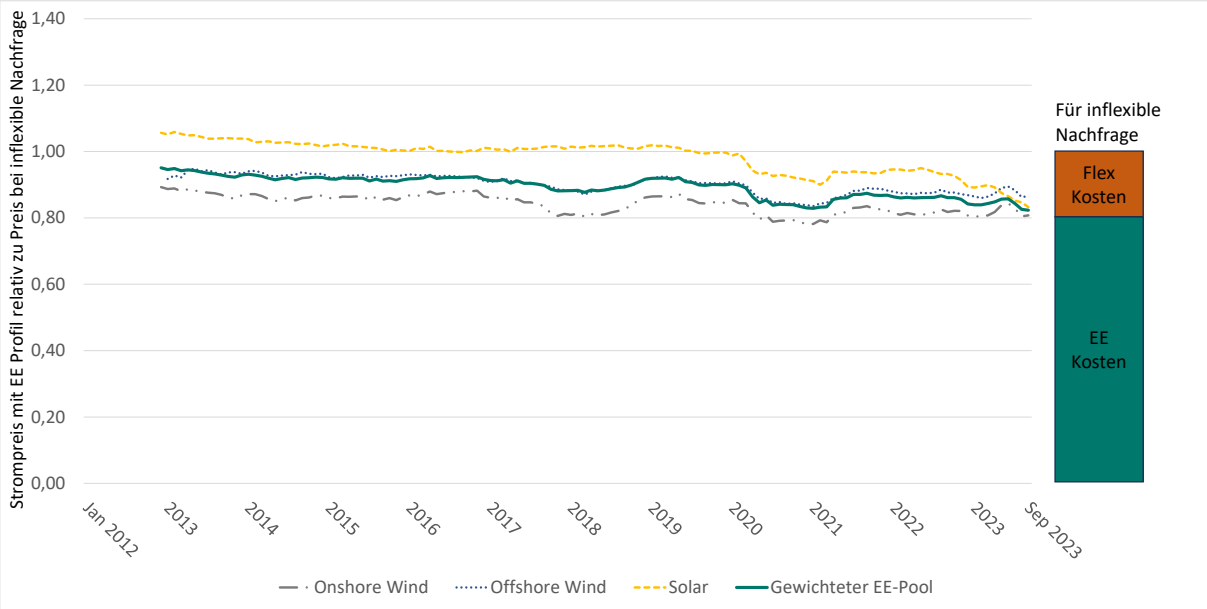


Annahmen: Die Ausbaupfade basieren auf den im Erneuerbaren-Energien Gesetz und Windenergie-auf-See Gesetz festgelegten Aus-bauzielen. Die zur Erreichung dieser Ziele geplanten jährlichen Zubauten sind Grundlage für die Zusammenstellung des EE Pools (Überblickspapier Osterpaket 2022, Entwurf Flächenentwicklungsplan 2022). Zur Abschätzung der maximalen Poolgröße wird angenommen, dass ab 2024 alle Ausschreibungen im EE Pool erfolgen, im ersten Jahr der Inbetriebnahme wird jeweils nur die Hälfte der Gesamtkapazität produziert, PV ab 2024, Wind onshore ab 2025, Wind offshore ab 2029). Die durchschnittlichen LCOE des EE-Pool ergeben sich aus den nach produktionsgewichteten LCOE in den jeweiligen Jahren. LCOE werden aus WEO 2023 genutzt wie in Tabelle 1(IEA 2023) und zwischen 2022 und 2030 linear interpoliert. Wechselkurs €/$ = 0,95.

Gleichzeitig erhalten die Stromkundinnen und -kunden die „grüne Eigenschaft“ für die Neuanlagen damit sie ihre Produkte auch als grüne Transformationsprodukte gegenüber Kunden und Investoren kennzeichnen können. Dies ist aufgrund der Sustainable-Finance-Neuregelungen des Finanzmarktes (EU-Taxonomie, ESG) zwingend erforderlich. Strom aus Erneuerbaren Energien hat einen hohen Wert, und deswegen darf diese Eigenschaft nicht verloren gehen. Dies ist mit EU-Recht vereinbar.

Eine wichtige Frage ist, welche zusätzlichen Flexibilitätskosten für Unternehmen entstehen, wenn sie ihre Nachfrage nicht dem Erzeugungsprofil des EE Pool oder der Brücke anpassen. Abbildung 3 zeigt, dass mit wachsenden Anteilen Erneuerbarer Energien der Anteil der Strombezugskosten, die mit einem EE Portfolio abgesichert werden von rund 95% im Jahr 2012 abgesunken ist, jedoch immer noch über 80% liegt. Mit einem EE Portfolio könnten also in den nächsten Jahren rund 80% des Strompreisrisikos abgesichert werden, mittel- und längerfristig wird dieser Anteil mit dem Ausbau der EE weiter fallen. Je mehr Flexibilitäten im System erschlossen werden, desto höher wird der Anteil bleiben. Unternehmen können sich durch Erschließung eigener Flexibilitäten oder vertragliche Absicherung mit Flexibilitäten dritter auch direkt absichern. Parallel ist wie beschrieben zu prüfen, ob nicht auch Flexibilitätstechnologien an der Quelle eingebunden werden können.

Abbildung 3: Maximales Volumen eines neuen EE Pools und durchschnittliche Gestehungskosten im Pool



Annahmen: Zwölf-monatiger Moving Average der monatlichen Marktwerte in Relation zum Spotmarktpreis. Der Moving-Average ist nicht nach monatlichen Produktionsvolumen gewichtet. Monatsmarktwerte und monatliche Spotpreise kommen aus der Marktwertübersicht von Netztransparenz (2023). Die Gewichtung des EE-Pool wird nach der Erzeugungsmenge aus dem Jahr 2022 berechnet Onshore-Wind (55,7%), Offshore-Wind (13,7%), Solar (30,6%) (Bundesnetzagentur, Pressemitteilung 4.1. 2023)

4 Mit lokalen Preisanreizen Flexibilitätspotentiale nutzen

Der einheitliche Großhandelspreis für Strom in Deutschland beruht auf der vereinfachten Annahme unbegrenzter Übertragungskapazitäten innerhalb Deutschlands. In der Vergangenheit traf die Annahme größtenteils zu, da die Grundlast-Erzeugungskapazität der regionalen Last entsprach und somit im recht starken Netz kaum Engpässe auftraten. Doch die Wind- und Solarstromerzeugung befindet sich heute an Standorten mit guten Wind- und Solarressourcen, die naturgemäß oftmals weit von der Last entfernt sind. Außerdem vervielfacht sich die an das Netz angeschlossene Erzeugungskapazität durch geringen Vollaststunden bei Wind- und Solarenergie. Zusammen mit der e-Mobilität, Wärmepumpen und elektrifizierten Industrieprozessen führt das dazu, dass die Übertragungs- und mehr und mehr auch die Verteilnetze immer häufiger überlastet sind. Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) regeln dann Wind- und Solarerzeugung in Regionen Deutschlands ab, aus denen Exporte die verfügbaren Transportkapazitäten übersteigen und beauftragen fossile Erzeugungsanlagen in den importierenden Regionen ihre Produktion zu steigern (Redispatch).

Da die Errichtung von Netzen in der Regel länger dauert als die Errichtung von Wind an Land und insbesondere von PV, wächst das Problem zunächst schneller, als es durch Infrastrukturausbau abgewehrt werden kann. Die Folge ist ein stetig wachsender Redispatchbedarf mit explodierenden Kosten (Neuhoff 2011).

Dies kann kurz- bis mittelfristig nur mit mehr zeitlicher Flexibilität (Speicher) und der Option, Erneuerbare Energien im Wege der Sektorkopplung für andere Infrastrukturen und andere Nutzungen verfügbar zu machen („Nutzen statt Abregeln“, z.B. Power to Heat im Wärmesystem, netzdienliche Elektrolyse), verringert werden. Allerdings können diese Flexibilitätsoptionen nicht genutzt werden, um vorhersagbare Übertragungsengpässe zu beseitigen. Im Gegenteil: Sie verstärken sogar die Engpässe noch. Ein Beispiel: Wenn im Norden viel Windstrom erzeugt wird, sinkt der Preis in ganz Deutschland und damit nimmt die Nachfrage bei flexiblen Lasten und zur Einspeicherung in ganz Deutschland zu, also steigen auch die Übertragungen in den Süden. Als Reaktion darauf muss der ÜNB Winderzeugung im Norden abregeln und zusätzliche konventionelle Erzeugung im Süden beauftragen (Redispatch).

Die ÜNB können Nachfrageflexibilität und Speicher nicht nutzen, um solche vorhersagbaren Übertragungsengpässe auszugleichen, da sonst Marktteilnehmer mit dem Inc-Dec-Spiel den Strommarkt, wie bereits 2001 in Kalifornien, zum Erliegen bringen könnten (Stoft, 1999, Holmberg und Lazarczyk, 2015). Im Süden würden Stromkundinnen und -kunden zum Beispiel zunächst eine überhöhte Nachfrage

melden, um dann im Redispatch dafür bezahlt zu werden, diese zu reduzieren. Um das zu vermeiden, müssen die beim Redispatch bezahlten Preise auf der Grundlage überwachter Kosten festgesetzt werden – das ist jedoch nur für konventionelle Kraftwerke, nicht aber für nachfrageseitige Flexibilität möglich.

Damit Nachfrageflexibilität Engpässe reduziert, statt sie zu verstärken, sind entweder kleinere Preiszonen oder lokale Preise notwendig. Der Vorteil lokaler Preise (z.B. Nodal Pricing) ist dabei, dass Energie- und Übertragungskapazität in der gesamten Marktregion gemeinsam gehandelt wird, so dass Kunden von hoher Liquidität und Wettbewerbsintensität profitieren. Dann führen Strommengen, die die Exportkapazitäten einer Region übersteigen, zu einem geringeren lokalen Preis (und analog Nachfrage, die die Importkapazitäten übersteigt, zu einem höheren lokalen Preis). Auf diese lokalen Preissignale kann alle Flexibilität reagieren und somit zur Lösung von Engpässen beitragen und dabei zugleich Erlöse erzielen. Kostspieliger Redispatch wird vermieden. Um zu erreichen, dass Großhandelspreise den Wert von Strom am jeweiligen Standort abbilden, sind grundsätzlich unterschiedliche Modelle denkbar. So kann eine Aufteilung der Preiszonen in kleinere Zonen (wie in den radialeren skandinavischen und italienischen Stromsystemen) oder durch die Nutzung lokaler Preise innerhalb einer Marktregion (wie in den USA) erfolgen. Lokale Preise haben dabei einige Vorteile (Ashour Novirdoust 2021). Sie vermeiden die Notwendigkeit einer ständigen Neukonfiguration von Preiszonen, erhöhen durch die Integration innerhalb der Marktregionen die Liquidität in Kurzfristmärkten und bieten mit der Einrichtung lokaler Handelsknotenpunkte eine attraktive Schnittstelle für lokalen Verbraucher. Dabei können Preisrisiken durch den Übergang für Marktteilnehmer durch die Vergabe von Finanziellen Übertragungsverträgen (Kunz e.a. 2017) oder innerhalb des EE Pool abgefedert werden.

Lokale Preise müssen nicht europaweit eingeführt werden, sondern können in einzelnen Ländern oder Regionen schrittweise realisiert werden - ähnlich wie bei anderen Marktreformen der verschiedenen EU-Energiemarktpakete. Dies entspricht auch der positiven Erfahrungen der USA mit lokalen Preisen (Nodalpreise) innerhalb der verschiedenen Marktregionen des oft eng vermaschten Stromnetzes. So können zugleich die wichtigen Flexibilitäten genutzt werden, die sich durch den Europäischen Stromverbund ergeben (Roth und Schill 2023). Wenn in Deutschland lokale Preise und Marktregionen nicht eingeführt werden, dann wird hingegen eine Aufteilung der deutschen Preiszone unvermeidbar.

Mit dem Entschließungsantrag zur EEG Novelle im Sommer 2022 (Drucksacke 20/258) hat der Deutsche Bundestag bereits ein Signal in Richtung lokale Preise gesetzt. Dort wird ausgeführt, dass ein Anreiz entstehen soll, „lokale Stromverbräuche vor allem in Zeiten zu aktivieren, wenn vor Ort viel Strom

aus Erneuerbaren Energien erzeugt wird, was die Elastizität der Stromnachfrage erhöhen und auch einen entlastenden Effekt auf die Stromverteilnetze haben kann“ und weiterhin „zu prüfen, an welchen Stellen unnötige Hemmnisse für Energysharing bestehen und Vorschläge für deren Beseitigung zu unterbreiten“. Bei der Umsetzung gilt es jetzt ein anreizkompatibles, einfaches System zu nutzen, statt mit immer komplexeren administrativen Regelungen für Einzelfälle Lösungen zu entwickeln.

5 Mit Versorgungssicherheitsreserve Flexibilitätskosten absichern

Durch die Elektrifizierung von Wärmeversorgung, Mobilität und vieler industriellen Prozesse steigt der Strombedarf, während der Anteil steuerbarer Kraftwerke an der Stromproduktion gegenüber heute auf einen Bruchteil zurückgeht. Das Problem lässt sich durch einen Zuwachs an steuerbarer Erzeugung - wie in der Kraftwerksstrategie der Bundesregierung vorgesehen - ebenso wie durch das Erschließen von Flexibilitäten lösen. Ziel sollte es dabei sein, mit einem Marktmechanismus soweit möglich kostengünstige Flexibilitätspotentiale zu realisieren und die Lücken mit Reservekraftwerken zu schließen. Dabei sollte eine Kannibalisierung unterschiedlicher Optionen untereinander unterbunden werden.

5.1 Absicherung mit regulatorisch definierten Kapazitätszahlungen hemmt Flexibilität

Wegen der herausragenden Bedeutung von Versorgungssicherheit werden umfassende Kapazitätsmärkte diskutiert, um auch für kritische Phasen ausreichend Kapazitäten vorzuhalten. Solche umfassenden Kapazitätsmärkte können durch zentrale Ausschreibungen oder durch Vorgaben für Stromkundinnen -kunden und ihre Versorger zur Vorhaltung von Kapazitäten umgesetzt werden (Monopolkommission 2023) – in beiden Fällen müssen die Kapazitätsanforderungen definiert werden. Für die unterschiedlichen nachfrageseitigen Optionen von Nachfrageverschiebung, Nachfragereduktion und Speicher, insbesondere auch durch Nutzung von Brennstoffwechsel und Wärmespeicherung im Rahmen der Sektorkopplung, ist der Beitrag, den diese Flexibilitätsoptionen zur Deckung des Kapazitätsbedarfs im Stromsystem leisten, jedoch schwer zu definieren (Referenzverbrauch, Speichervolumen etc.), und ändert sich im Verlauf der Energiewende mit dem Erzeugungs- und Flexibilitätsmix im System.

Regulierungsbehörden und Netzbetreiber, die Versorgungssicherheit sicherstellen müssen, können weder diese zukünftigen Entwicklungen prognostizieren noch auf langjährige Erfahrung mit dem Beitrag dieser Flexibilitätsoptionen zur Versorgungssicherheit zurückgreifen. Beide Aspekte führen zu Sicherheitsabschlägen bei der Definition von Kapazitätsbeiträgen von Flexibilitätsoptionen. Dadurch werden diese im Rahmen des Kapazitätsmechanismus‘ nicht angemessen vergütet.

Zugleich reduzieren sich die Preisspitzen im Strommarkt, wenn ein umfassender Kapazitätsmarkt zu Investitionen in zusätzliche Erzeugungskapazitäten führt. Damit reduzieren sich auch die Möglichkeiten für die Nutzung und Erschließung von Flexibilitätsoptionen. Es droht das typische Henne-Ei Problem: Netzbetreiber und Regulierungsbehörden benötigen Erfahrung und Vertrauen mit Flexibilitäten, damit diese für die Sicherung von Versorgungssicherheit genutzt und dafür in Kapazitätsmechanismen angemessen vergütet werden. Ohne solch eine faire Vergütung sind viele Flexibilitätsoptionen jedoch nicht wirtschaftlich und werden nur teilweise erschlossen und genutzt.

5.2 Kraftwerksreserve als Absicherung nutzen

Im deutschen Stromsystem bestehen bereits eine Vielzahl von Reservetypen in die unterschiedliche Bestandskraftwerke überführt werden (§13c EnWG bei geplanter Stilllegung von Anlagen, §13e EnWG Kapazitätsreserve, § 13d EnWG Netzreserve und bei Stilllegungen nach Kohleverstromungsbeendigungsgesetz).

Um zu vermeiden, dass diese Reserven zu einer Abschwächung von Investitionsanreizen durch Knappheitspreise im Strommarkt führen, war vorgesehen, dass Reservekraftwerke nur in Betrieb genommen werden, wenn im Strommarkt das Angebot die Nachfrage nicht deckt, also oberhalb des europäisch harmonisierten maximalen Clearing Preises für die Spotmärkte (day ahead) bei 300 ct/kWh.

Allerdings bestätigte die Energiekrise 2022/2023, dass dieses theoretische Konstrukt mit einem extrem hohen Auslösepreis nicht der regulatorischen Realität gerecht wird. Die wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Folgen von extrem hohen Preisen sind zu hoch. Deswegen wurde im Sommer 2022 den meisten Kraftwerken aus den Reserven eine Rückkehr in den Markt ermöglicht, solang der Notfallplan Gas gilt. So konnten Strompreise reduziert werden und die verschiedenen Reserven einen wichtigen Beitrag zur Abfederung der Energiekrise 2022/2023 leisten. Da die Reserven jedoch, entgegen früheren Versprechen und entgegen der geltenden Gesetzeslage, zu Grenzkosten in den Strommarkt zurückgebracht wurden, steigt zugleich die Unsicherheit für Investoren, ob die Reserven auch in Zukunft wieder frühzeitig „freigeben“ werden und welche Erlöse durch Knappheitspreise sich damit noch mit Investitionen erzielen lassen.

5.3 Bezahlbaren Auslösepreis für Versorgungssicherheitsreserve definieren

Deswegen ist es wichtig ein Preisniveau oberhalb der Grenzkosten zu definieren, zu dem die Kraftwerke aus der Reserve im Markt angeboten werden, welches auch in Knappheitsjahren wirtschaftlich,

gesellschaftlich und damit politisch akzeptabel und glaubwürdig ist. Dafür bietet sich ein Wert in der Größenordnung von rund 50 ct/kWh an. Ein solcher Großhandelspreis ist auch für einige extreme Tage politisch „erträglich“, und stellt somit sicher, dass dann keine regulatorischen Änderungen erfolgen (Neuhoff e.a. 2013). Das schafft Glaubwürdigkeit, dass die Anlagen der Versorgungssicherheitsreserve nicht bei geringeren Preisen in den Energiemarkt zurückkehren. Der Preis sollte zugleich hoch genug sein, um die Merit Order für den Einsatz von Flexibilität und neuen Kraftwerken nicht zu beeinflussen, damit die wichtigen Flexibilitätspotentiale genutzt und erschlossen werden und auch variable Brennstoffkosten (H2, Erdgas, Biogas) unter Berücksichtigung des europäischen Gaspreislimits finanziert werden. Die Kosten für die Erzeugungsbereitschaft abzüglich der Nettoerlöse in den wenigen Betriebsstunden werden wie bei den bisherigen Reserven über Netzentgelte auf alle Stromkunden verteilt. Eine europäische Koordination ist möglich und sinnvoll (Neuhoff e.a. 2016, Bhagwat e.a. 2017).

Da die Versorgungssicherheitsreserve überwiegend aus fossilen Kraftwerkskapazitäten besteht, kann auch im öffentlichen Diskurs plausibel argumentiert werden, dass diese Anlagen nur für extreme Situationen vorgehalten werden und deswegen nicht bei Preisen unterhalb des vereinbarten Auslösepreises in den Markt zurückgeführt werden. Wenn diese Argumentation auch international verankert wird (in EU-Regulierung oder zum Beispiel im Rahmen von Clean Energy Ministerial der G7), wird die Glaubwürdigkeit für Investorinnen und Investoren weiter gesteigert werden.

5.4 Mit Versorgungssicherheitsreserve Erschließung von Flexibilitätspotentialen ermöglichen

Mit dem EE Pool oder Contracts for Industry tragen Stromkundinnen und -kunden die Preisrisiken während der Zeiten, in denen ihre Nachfrage vom Wind- und Solar-Erzeugungsprofil abweicht. Mit kurzfristigen Flexibilitäten (Tag-Nacht) können dabei die meisten Preisrisiken gut aufgefangen werden. Diese Flexibilitäten werden dann fast täglich genutzt, so dass sie einfacher zu finanzieren und in Terminmärkten abgesichert werden können. Längerfristige Speicher, Flexibilitäten oder Kraftwerke mit sehr unsicheren und wenigen Betriebsstunden sind hingegen schwerer zu finanzieren und abzusichern. Sie werden damit teurer. Nach der Energiekrise stellt sich auch für viele Akteure die Frage, ob es aus einzelwirtschaftlicher Perspektive sinnvoll ist, in solch eine Absicherung zu investieren, wenn der Staat in Krisenzeiten auch die Unternehmen „rettet“, die nicht in die entsprechenden Absicherungen investiert hatten (Moral Hazard).

Die Versorgungssicherheitsreserve trägt dazu bei, diese Lücke zu schließen. Sie bietet allen Stromkunden eine Absicherung gegen diese extremen Situationen zu einem hohen, aber auch in Krisen

bezahlbaren Auslösepreis. Dabei werden Kosten minimiert, indem Effizienzvorteile des Poolings genutzt werden, die Finanzierungskosten regulatorisch minimiert werden und fossilen Bestandsanlage genutzt werden. Das stärkt die regulatorische Glaubwürdigkeit des Energiemarktes und der Terminmarktprodukte insbesondere zur Absicherung von Investitionen in und Nutzung von Flexibilitäten. Wichtig ist – wie in der EU Strommarktreform vorgeschlagen – das Monitoren, ob insbesondere längerfristige Flexibilitätspotentiale erschlossen werden, und hier gegebenenfalls bestehende Barrieren oder Finanzierungsherausforderungen zeitnah anzugehen.

6 Ausbauziele für Koordination der Maßnahmen nutzen

Die strukturellen Änderungen des Umstieges vom Import fossiler Energieträger auf Erneuerbare Energien und Flexibilitätspotentiale bedarf einer Vielzahl von technischen und regulatorischen Entwicklungen. Das ist sowohl für den Ausbau Erneuerbarer Energien als auch für den Ausbau von Flexibilitäten wichtig, denn viele vermeintlich kleine Hebel müssen richtiggestellt werden, damit Projektpipelines realisiert werden können. Einige Punkte, die in den nächsten Jahren anstehen, sollen hier kurz illustriert werden:

6.1 Beseitigung von Flexibilitätshemmnissen bei Netzentgelten

Eine Reform der Netzentgelte ist notwendig, denn aktuell zahlen Industriekunden besonders geringe Netzentgelte für Grundlast von mindestens 7.000 Stunden im Jahr. Sie können damit nur sehr begrenzt auf Strompreise reagieren und ihre Nachfrage verschieben, da sie sonst höhere Netzentgelte zahlen müssen.

6.2 Ausbau der (aufnehmenden) Netzinfrastruktur zur Erschließung von Flexibilität und erneuerbaren Energien

Im Zuge der Energiewende speisen bedeutend größere Anteile von Wind- und insbesondere PV auf den unteren Netzebenen bis 110 kV ein. Die Ausbauziele der Bundesregierung für erneuerbare Energien sehen rd. 330 GW Wind On-shore und PV im Jahr 2030 vor. Das bestehende Verteilnetz war jedoch nur auf die Ausspeisung von rd. 80 GW Höchstlast (allerdings mit Reserven) hin konzipiert und optimiert worden. Ein großer Teil des Zubaus wird im ländlichen Bereich erfolgen, und damit wachsen die Anforderungen an die dortigen Verteilnetze. Aber auch in Ballungsräumen müssen Netze an die wachsenden Netzlasten angepasst werden, insbesondere aufgrund der hohen Gleichzeitigkeit bei Wärmepumpen (plus 20 bis 40 GW im Jahr 2030), der wachsenden Anzahl an e-Fahrzeugen und dem zu erwartenden PV-Ausbau. Selbst wenn – endlich – die verfügbaren Systemreserven aller Energieinfrastrukturen z.B. durch Sektorkopplung und Flexibilität gehoben werden, wird in bislang nicht

gekanntem Ausmaß und in sehr kurzer Zeit ein ganz erheblicher Netzzubaubedarf auf den unteren Spannungsebenen bis hin zu 110 kV erforderlich werden. Ein solcher Zubau ist unverzichtbar, um die EE-Stromerzeugung tatsächlich nutzen zu können.

Erst jüngst wurde im Rahmen einer EnWG-Novelle der Sachverhalt des vorausschauenden Netzausbaus eingeführt und präzisiert. Dies ist umso nötiger, als der Netzausbau als Infrastrukturmaßnahme in aller Regel deutlich länger braucht als die Errichtung neuer EE-Einspeiser (z.B. PV) oder zusätzlicher Lasten (z.B. Wärmepumpen). Daher sind auch das Erfordernis der Vorausschau im § 14d (EnWG) und entsprechende Anpassungen in der Netzentgeltregulierung sinnvoll.

6.3 Finanzierungskosten bei Netzen möglichst geringhalten

Investitionen in Höhe von deutlich über 250 Mrd. Euro bis 2030 sind nicht ohne weiteres zu bewältigen. Zum einen gilt es, die Finanzierungsrisiken und folglich die Finanzierungskosten so gering wie möglich zu halten. Zum andern gilt es, die Wirkung der hohen Neuinvestitionen auf die Eigenkapitalquote und die Liquidität der Unternehmen zu berücksichtigen. Die herkömmlichen Finanzierungsformen sind für viele Netzunternehmen nicht ausreichend. Neue und spezifisch auf Netzinvestitionen zielende Finanzierungsformen sind erforderlich, zum Beispiel niedrig verzinste, Eigenkapital ersetzende Nachrangdarlehen, bspw. über die KfW oder Landesförderbanken oder über Bürgerbeteiligungsmodelle (für die ein einfacher regulatorischer Rahmen geschaffen werden müsste).

Literatur

Amir Ashour Novirdoust, Rajon Bhuiyan, Martin Bichler, Hans Ulrich Buhl, Gilbert Fridgen,Carina Fugger, Vitali Gretschko, Lisa Hanny, Johannes Knörr, Karsten Neuhoff, Christoph Neumann, Marion Ott, Jörn Richstein, Maximilian Rinck, Felix Röhrich, Michael Schöpf, Amelie Sitzmann, Johannes Wagner, Martin Weibezahl (2022) Electricity Market Design 2030-2050: Moving Towards Implementation, Kopernikus Projekte : Die Zukunft unserer Energie : SynErgie, https://doi.org/10.24406/fit-n-640928

Pradyumna C. Bhagwat, Jörn Richstein, Emile J. L. Chappin, Kaveri K. Iychettira, Laurens J. de Vries (2017) Cross-Border Effects of Capacity Mechanisms in Interconnected Power Systems, Utilities Policy 46, p 33-47, https://doi.org/10.1016/j.jup.2017.03.005

Battle, Carlos, Tim Schittekatte and Christopher R. Knittel. 2022. "Power Price Crisis in the EU: Unveiling Current Policy Responses and Proposing a Balanced Regulatory Remedy," CEPR Policy Brief. Available at https://ceepr.mit.edu/wp-content/uploads/2022/02/2022-004.pdf

Bernhard Lea, Tomaso Duso, Robin Sogalla und Alexander Schiersch 2023. Breiter Industriestrompreis ist kein geeignetes Entlastungsinstrument, DIW Wochenbericht 38 / 2023, S. 513-521, https://doi.org/10.18723/diw_wb:2023-38-1

Billimoria, Farhad, und Paul Simshauser. 2023. "Contract design for storage in hybrid electricity markets," Cambridge Working Papers in Economics No 2322. Available at https://www.econ.cam.ac.uk/research-files/repec/cam/pdf/cwpe2322.pdf

Böttger Diana, Holger Becker, Alexander Dreher, Helen Ganal, David Geiger, Norman Gerhardt, Yannic Harms, Carsten Pape, Maximilian Pfennig, Richard Schmitz, Andrea Schön, Sebastian Stock, Jan Ulffers, Nicolas Fuchs, Christoph Kost, Jessica Thomsen, Dörte Fouquet, Andreas Große, Wieland Lehnert, Wolfram Axthelm, Matthias Stark (2022), Neues Strommarktdesign für die Integration fluktuierender Erneuerbarer Energien, Studie im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbarer Energieen, https://www.klimaneutrales-stromsystem.de/pdf/Strommarktdesignstudie_BEE_final_Stand_14_12_2021.pdf

Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, 2022, „2. Entwurf Flächenentwicklungsplan". https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan/_Anlagen/Downloads/FEP_2022_3/Zweiter_Entwurf_Flaechenentwicklungsplan.pdf

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 2022, „Überblickspapier Osterpaket". https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/0406_ueberblickspapier_osterpaket.pdf

Fabra, Natalia. 2022. "Electricity Markets in Transition: A proposal for reforming European electricity markets," CEPR Press Discussion Paper No. 17689. Available at https://cepr.org/publications/dp17689

Göke Leonard, Jens Weibezahn, Mario Kendziorski, 2023, How flexible electrification can integrate fluctuating renewables, Energy, Volume 278, Part A, 1 https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.127832

Golmohamadi Hessama. 2022, “Demand-side management in industrial sector: A review of heavy industries”, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 156, https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111963

Gohdes, Nicholas, Paul Simshauser and Clevo Wilson. 2022. “Renewable entry costs, project finance and the role of revenue quality in Australia's National Electricity Market,” Energy Economics Vol. 114, 106312. Available at https://doi.org/10.1016/j.eneco.2022.106312.

Grubb, Michael, Paul Drummond, and Serguey Maximov. 2022. “Separating electricity from gas prices through Green Power Pools: Design options and evolution,” Institute for New Economic Thinking Working Paper Series No. 193. Available at https://www.ucl.ac.uk/bartlett/sustainable/sites/bartlett_sustainable/files/navigating_the_energy-climate_crises_working_paper_4_-_green_power_pool_v2-2_final.pdf

Holmberg Pär and Ewa Lazarczyk, 2015, Comparison of congestion management techniques: nodal, zonal and discriminatory pricing, Energy J., 36 (2015), pp. 145-166, https://doi.org/10.5547/01956574.36.2.7

IEA, 2023, World Energy Outlook 2023, International Energy Agency, https://origin.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023

IRENA, 2023, Renewable Power Generation Costs in 2022, International Renewable Energy Agency, www.irena.org/publications

Klaucke, Franziska, Robert Müller, Mathias Hofmann, Joris Weigert, Peter Fischer, Sebastian Vomberg, George Tsatsaronis, and Jens-Uwe Repke 2023. „Chlor-alkali Process with Subsequent Polyvinyl Chloride Production–Cost Analysis and Economic Evaluation of Demand Response”, Industrial and Engineering Chemistry Research, 62, 19, 7336–7351, https://doi.org/10.1021/acs.iecr.2c04188

Kröger, Mats, Karsten Neuhoff und Jörn Richstein, 2022 Discriminatory Auction Design for Renewable Energy, DIW Discussion Paper 2013, http://hdl.handle.net/10419/263156

Kröger, Mats, Karsten Neuhoff und Jörn Richstein. 2022. “Differenzverträge fördern den Ausbau erneuerbarer Energien und mindern Strompreisrisiken” DIW Wochenbericht 35, Seite 439-447, https://doi.org/10.18723/diw_wb:2022-35-1

Kröger, Mats, Karsten Neuhoff and Jörn Richstein, 2022 „Discriminatory Auction Design for Renewable Energy“, DIW Discussion paper 2013, http://hdl.handle.net/10419/263156

May, Nils (2017) The Impact of Wind Power Support Schemes on Technology Choices, Energy Economics 65 (2017), S. 343-354, https://doi.org/10.1016/j.eneco.2017.05.017Kunz, Friedrich, Karsten Neuhoff, Juan Rosellón (2017) FTR Allocations to Ease Transition to Nodal Pricing: An Application to the German Power System, Energy Economics 60), p. 176-185, http://dx.doi.org/10.1016/j.eneco.2016.09.018

May, Nils, and Karsten Neuhoff. 2021, “Financing Power: Impacts of Energy Policies in Changing Regulatory Environments,” The Energy Journal Vo.42 No 4, https://10.5547/01956574.42.4.nmay

Monopolkommission (2023) Energie 2023: Mit Wettbewerb aus der Energiekriese, 9. Sektorgutachten,https://www.monopolkommission.de/images/PDF/SG/9sg_energie_volltext.pdf

Netztransparenz 2023 Marktwertübersicht, https://www.netztransparenz.de/de-de/Erneuerbare-Energien-und-Umlagen/EEG/Transparenzanforderungen.

Neuhoff, Karsten (2011), Öffnung des Strommarktes für erneuerbare Energien: Das Netz muss besser genutzt werden, DIW Wochenbericht 20/2011, http://hdl.handle.net/10419/152136 Neuhoff, Karsten, Jochen Diekmann, Wolf-Peter Schill, und Sebastian Schwenen (2013) Strategische Reserve zur Absicherung des Strommarkts DIW Wochenbericht 48/2013 http://hdl.handle.net/10419/88274

Neuhoff, Karsten, Jochen Diekmann, Friedrich Kunze, Sophia Rüster, Wolf-Peter Schill, Sebastian Schwenen. 2016 "A coordinated strategic reserve to safeguard the European energy transition" Utilities Policy Volume 41, August 2016, Pages 252-263, https://doi.org/10.1016/j.jup.2016.02.002

Neuhoff, Karsten, Fernanda Ballesteros, Mats Kröger,Jörn Richstein (2023a) Contracting Matters: Hedging Producers and Consumers with a Renewable Energy Pool, DIW Berlin Discussion Paper No. 2035, 2023, Available at SSRN: https://ssrn.com/abstract=4391536 or http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.4391536

Neuhoff Karsten, Jörn Richstein, Mats Kröger (2023b) Reacting to Changing Paradigms: How and Why to Reform Electricity Markets, Energy Policy, Vol 180 https://doi.org/10.1016/j.enpol.2023.113691,

Polo, Michel, Mar Reguant, Karsten Neuhoff, David Newbery, Matti Liski, Gerard Llobet, Reyer Gerlagh, Albert Banal-Estanol, Francesco Decarolis, Natalia Fabra, Anna Creti, Claude Crampes, Estelle Cantillon, Sebastian Schwenen, Camille Landais, Iivo Vehviläinen and Stefan Ambec. 2023. "Electricity market design: Views from European economists," CEPR Policy Insight 120. Available at https://cepr.org/publications/policy-insight-120-electricity-market-design-views-european-economists

Renewable Energy Hub. 2020. "Contract Performance Report," Technical Report. Available at https://arena.gov.au/assets/2020/11/contract-performance-report-renewable-energy-hub-nov.pdf

Richstein, Jörn and Seyed Saeed Hosseinioun (2020) "Industrial demand response: How network tariffs and regulation (do not) impact flexibility provision in electricity markets and reserves", Applied Energy, Volume 278, 15 November 2020, 115431, https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115431

Roth, Alexander und Wolf-Peter Schill, 2023, Geographical balancing of wind power decreases storage needs in a 100% renewable European power sector, i-science, https://doi.org/10.1016/j.isci.2023.107074

Stoft Stevem (1999) Using game theory to study market power in simple networks, IEEE Tutor. Game Theory Electric Power Markets, pp. 33-40

Standard & Poor's. 2017. "Key Credit Factors For The Regulated Utilities Industry," Report.

Von der Fehr, Niklas-Hendrik, Catherine Banet, Chloé Le Coq, Michael Pollitt, and Bert Willems. 2022. “Retail Energy Markets Under Stress;”. CERRE Policy Brief. Available at https://cerre.eu/publications/retail-energy-markets-under-stress

Zachmann, Georg and Conall Heusaff. 2023. “Phased European Union electricity market reform,” Bruegel Policy Brief. Available at https://www.bruegel.org/policy-brief/phased-european-union-electricity-market-reform