

Policy brief

Die Energiepreiskrise und die Antworten der EU

Standpunkt von industriAll Europe

Brüssel, 10. März 2022

Die derzeit hohen Energiepreise gehören zu den größten Sorgen von industriAll European Trade Union. Dies gilt umso mehr, als Russland die Ukraine militärisch angegriffen und eine neue Ära der Gewalt und Unsicherheit eingeleitet hat. Hohe Energiepreise haben zunächst einmal einen starken Einfluss auf die Kaufkraft der Arbeitnehmer*innen. Das gilt insbesondere für Haushalte mit niedrigem und mittlerem Einkommen. In diesen Einkommensgruppen hat der Preisschock insbesondere Verbraucher*innen mit flexiblen Verträgen getroffen, die es den Energieversorgern erlauben, die Energiepreiserhöhungen sofort an ihre Kund*innen weiterzugeben.

Diese Mischung aus extremer Preisvolatilität und individuellen Vertragsmodellen setzt Millionen von EU-Bürger*innen einem Armutrisiko aus und verschärft die ohnehin allgegenwärtige Prekarität. Darüber hinaus stellen die steigenden Energiepreise eine Herausforderung für die europäische Industrie und ihre Arbeitnehmer*innen dar. Steigende Energiepreise führen zu kurzfristigen wettbewerblichen Herausforderungen sowohl auf den europäischen als auch auf den internationalen Märkten. Die energieintensiven Industrien, die fast 8 Millionen Arbeitnehmer*innen in der EU beschäftigen, stehen ganz offensichtlich an vorderster Front. Die aktuelle Energiepreiskrise betrifft aber auch alle anderen Sektoren der EU-Wirtschaft. Sie stellt daher ein doppeltes Problem für die Arbeitnehmer*innen, da sie ihr Einkommen bedroht und ihre Arbeitsplätze gefährdet.

Die Energiepreise werden durch eine Vielzahl von Faktoren beeinflusst, einige konjunkturell, andere strukturell bedingt. Auf politischer Seite haben verschiedene europäische Rechtsvorschriften Auswirkungen auf die Energiepreise. Richtlinien und Verordnungen zur Gestaltung der Energiemärkte bilden den Rahmen für die derzeitige Funktionsweise der Strom- und Gasmärkte der EU. Die EU-Klimagesetzgebung und insbesondere das EU-Emissionshandelssystem (EU- ETS) legen einen Preis für Kohlenstoff fest, der sich in den Energiepreisen niederschlägt. Viele Aspekte der Energiepreise liegen jedoch nach wie vor in den Händen der Mitgliedstaaten, vor allem was die Besteuerung betrifft. Viele nationale Regierungen haben staatliche Hilfsprogramme zur Unterstützung energieintensiver Industrien verabschiedet. Energiepreise sind das Ergebnis einer komplexen Spindel wechselwirkender Faktoren, und es gibt keine schnelle und einfache Antwort zur Lösung der aktuellen Probleme.

Mit diesem ‚Policy brief‘ werden vier Ziele verfolgt: (i) eine Bestandsaufnahme des Problems und der wichtigsten Faktoren, die den aktuellen Anstieg der Energiepreise vorantreiben, (ii) eine Erläuterung der strukturellen Veränderungen, die das Energiesystem der EU geprägt haben, (iii) eine Bestandsaufnahme der europäischen politischen Antworten auf die aktuelle Situation und (iv) eine Auflistung der wichtigsten Forderungen von industriAll Europe zur Bewältigung des derzeitigen und künftigen Energiepreisanstiegs.

1. Energiepreiskrise: Was passiert gerade

Eine Rohstoffkrise...

Der Anstieg der Energiepreise in der EU im Jahr 2021 ist vor allem auf die Preisentwicklung auf den EU- und internationalen Energierohstoffmärkten zurückzuführen. Die Kohle- und Ölpreise sind gestiegen, und der Gaspreis hat auf den Großmärkten ein beispielloses Niveau erreicht. Die Spot-Preise an den europäischen Gashandelspunkten waren in Q3 2021 sechsmal höher als in Q3 2020. Der beispiellose Preisanstieg an den europäischen Gashandelspunkten in den Sommer- und Herbstmonaten 2021 war vor allem auf die Verknappung des Angebots, niedrige Speicherstände und auch auf globale Nachfragefaktoren zurückzuführen¹.

Die wirtschaftliche Erholung hat die globale Energienachfrage angekurbelt und den globalen Wettbewerb um die Versorgung mit LNG verschärft, was zu weniger LNG-Lieferungen nach Europa geführt hat. Bei einem ähnlichen Bedarf im Vergleich zu 2019 verfügte die EU 2021 netto über etwa 10 % weniger Gas. Bisher wurde die Lücke durch die Gasspeicherung aufgefangen. Darüber hinaus haben die im vergangenen Sommer beobachteten Witterungsbedingungen, eine geringere Erzeugung aus erneuerbaren Energien, höhere Kohlenstoffpreise, Pipelineausfälle, Wartungsarbeiten und geringere Investitionen in neue Produktionsanlagen die Gaspreisentwicklung in der EU in der zweiten Hälfte des Jahres 2021 beeinflusst.

Die geopolitischen Spannungen im Zusammenhang mit der Lage in der Ukraine haben die Energiepreiskrise dramatisch verschärft. Russland ist mit Abstand der wichtigste Lieferant von Rohöl, Erdgas und festen fossilen Brennstoffen für die EU. Diese Energielieferungen zu ersetzen, wäre kurzfristig eine große Herausforderung. Im Jahr 2019 kamen 27 % der Rohölimporte der EU aus Russland (der Irak ist mit 9 % der zweitwichtigste Lieferant), 41 % der Erdgasimporte (Norwegen ist mit 16 % der zweitwichtigste Lieferant) und 47 % der importierten festen Brennstoffe (die USA sind mit 18 % der zweitwichtigste Lieferant)².

Zu diesem Zeitpunkt ist es unmöglich zu sagen, inwieweit die aktuellen Militäroperationen die Energiepreise in Europa beeinflussen werden, aber die hohe Konzentration der EU-Energieimporte macht die EU extrem abhängig von der Energieversorgung durch Russland. Anfang März, nach einer Woche des Konflikts, näherte sich der Gaspreis 125 €/MWh (TTF spot -2022 03 02), mit Höchstständen bei 194

¹ Europäische Kommission, *Quartalsbericht über den europäischen Gasmarkt*, Band 14, 2022.

https://energy.ec.europa.eu/system/files/2022-01/Quarterly%20report%20on%20European%20gas%20markets%20Q3_2021_FINAL.pdf,

² <https://ec.europa.eu/eurostat/cache/infographs/energy/bloc-2c.html>

€/MWh. Die Ölpreise lagen über USD 110/Barrel (Brent USD 113/Barrel, WTI USD 111/Barrel), gegenüber rund USD 80/Barrel Anfang 2022.

... aber auch eine Strompreiskrise

Die Energiepreiskrise beschränkt sich nicht nur auf Gas und Energierohstoffe. Auch die Strompreise auf den europäischen Märkten sind im vergangenen Jahr in die Höhe geschneit: Der europäische Energiekostenreferenzwert lag im 3. Quartal 2021 bei durchschnittlich 105 €/MWh, was 211 % über dem 3. Quartal 2020 und 164 % über dem Vergleichszeitraum 2019 entspricht³. Der Preisanstieg ist in den einzelnen Mitgliedstaaten unterschiedlich stark ausgefallen, wobei in Irland (+323 %), Portugal (+215 %) und Spanien (+214 %)³ die größten Preissteigerungen gegenüber dem Vorjahr verzeichnet wurden.

Der Preisanstieg auf dem Stromgroßhandelsmarkt ist vor allem die direkte Folge des Rohstoffpreisanstiegs, da fossile Brennstoffe mit 38,3 % der Stromerzeugung im Jahr 2019⁴ und 35 % in Q3 2021 wichtige Energiequellen in der EU bleiben³. Hervorzuheben ist, dass die Auswirkungen des Rohstoffpreisanstiegs auf den Strom über den Anteil der entsprechenden Energierohstoffe an der Stromerzeugung hinausgehen, da der auf der Merit-Order und den Grenzkosten basierende Preisfestsetzungsmechanismus dazu führt, dass die letzte benötigte Erzeugungsquelle als Preissetzer dient⁵. Dies bedeutet, dass ein Strommix, der mehrheitlich aus dekarbonisierten Quellen besteht, aber einen Teil seiner Versorgung aus fossilen Quellen sicherstellen muss, ebenfalls dem Preisanstieg für fossilen Strom ausgesetzt ist⁶.

Der Kohlenstoffpreis des EU-Emissionshandelssystems (EU- ETS) spielt hier ebenfalls eine Rolle, wenn auch in geringerem Maße. Im Rahmen des EU- ETS muss die große Mehrheit der Kraftwerke für die CO₂-Emissionen bezahlen, die sie emittieren. Aufgrund einer Reihe von Faktoren – vor allem der Erwartung zukünftiger Compliance-Anforderungen von Unternehmen im Rahmen des EU- ETS – stieg der Kohlenstoffpreis 2021 ebenfalls dramatisch an, wobei die Emissionszertifikate im 3. Quartal 2021 um 169 % teurer waren als im 3. Quartal 2020. Höhere Kohlenstoffpreise haben auch dazu beigetragen, Strom teurer zu machen, obwohl die Auswirkungen des Gaspreises neunmal höher sind⁷. Dies ist insbesondere in Ländern der Fall, in denen der Strommix von fossilen Quellen abhängig ist. Der Kohlenstoffpreis wirkt sich jedoch auch auf den Strompreis auf dem Großhandelsmarkt aus, da er Teil des Mechanismus zur Festsetzung der Grenzkostenpreise ist.

An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass der Anteil an der Stromerzeugung aus Kohle in der EU trotz eines Kohlenstoffpreises, der Ende 2021 einen historischen Höchststand erreicht hat, deutlich gestiegen ist⁸. Tatsächlich hat der Anstieg der Gaspreise den Umstieg von Kohle auf Gas umgekehrt, so dass die Braunkohleverstromung im dritten Quartal 2021 im Vergleich zum Vorjahr um 12 % (mehr als 5 TWh)

³ https://energy.ec.europa.eu/system/files/2022-01/Quarterly%20Report%20on%20European%20Electricity%20markets%20Q3%202021_v1.2_1.pdf

⁴ <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/41488d59-2032-11ec-bd8e-01aa75ed71a1/language-en>

⁵ Weitere Erläuterungen siehe Kasten 1

⁶ Siehe ACER-Infografik im Anhang

⁷ Europäische Kommission, *Quartalsbericht über den europäischen Strommarkt*, Band 14, 2022, S.10

⁸ Die militärische Aggression gegen die Ukraine hat zu einem deutlichen Rückgang des EU-ETS-Kohlenstoffpreises geführt, wobei sich die Zertifikate nach einer Woche des Konflikts der Höhe von 55 € nähern. Zu diesem Zeitpunkt ist es unmöglich zu wissen, ob diese Wirkung anhält.

gestiegen ist, während die Steinkohleverstromung im Vergleich zum Vorjahr um 34 % (oder 12 TWh) zugenommen hat.

Es ist schwer vorauszusehen, wie Rohstoffpreise und Kohlenstoffpreise in Zukunft zusammenwirken werden. Da die EU jedoch massiv auf Strom angewiesen sein wird, um die Kohlenstoffneutralität zu erreichen, wird die Sicherung von Synergien zwischen dem EU- ETS und dem EU-Großhandelsmarkt von strategischer Bedeutung sein. Fossile Elektrizität als Preissetzer beizubehalten, wäre in einer EU, die sich zur Deckung ihres Energiebedarfs weitgehend auf dekarbonisierte Elektrizität verlässt, nicht sinnvoll, da sie irrelevante zusätzliche Kosten und unverhältnismäßige Gewinne für Kraftwerke mit niedrigen Grenzkosten generieren würde (siehe unten).

2. Energiepreiskrise: Strukturelle Herausforderungen

Die historische Abfolge erklärt in vielerlei Hinsicht die Hauptfaktoren für den aktuellen Energiepreisanstieg. Die wirtschaftliche Erholung nach der Pandemie und die geopolitischen Spannungen sind offensichtlich für viele der aktuellen Preisentwicklungen verantwortlich. Allerdings ist das derzeitige Geschehen neben der Abhängigkeit der EU von den Preisentwicklungen auf den globalen Energierohstoffmärkten auch die Folge langfristiger Faktoren und politischer Entscheidungen der Vergangenheit.

Strukturelle Abhängigkeit von Energieimporten

Die EU ist zur Deckung ihres Energiebedarfs in hohem Maße von Energieeinfuhren abhängig. Im Jahr 2019 setzten 61 % des Bruttoenergieverbrauchs auf importierte Energieprodukte⁹. Es ist erwähnenswert, dass die Energieabhängigkeit in den letzten zwei Jahrzehnten gestiegen ist. Im Jahr 2000 importierte die EU 56 % ihres Energiebedarfs. Dieser Anteil ist sogar noch höher, wenn fossile Brennstoffe betrachtet werden. 2019 wurden 95 % des Rohöl- und Erdölverbrauchs importiert, und 70 % der Steinkohle kam aus dem Ausland. Die Importabhängigkeit hat im letzten Jahrzehnt zugenommen.

Die verfügbaren Daten zeigen auch, dass der Anteil von Gas am Energieverbrauch der EU steigt, während die inländische Produktion zurückgeht. Gas ist eine wichtige Energiequelle für die EU. Sie deckte 2018 23 % des Primärenergiebedarfs der EU ab (gegenüber 20 % im Jahr 2000)¹⁰. Der Anstieg des Gasanteils am EU-Energiemix ist zum Teil auf die Klimaagenda und den damit verbundenen Druck in Sachen Kohleaustieg zurückzuführen. Da 2019 90 % des Gasverbrauchs importiert wurden (gegenüber 65 % im Jahr 2000), wird die EU immer abhängiger von importiertem Gas. Infolgedessen ist die EU besonders anfällig für Preisschwankungen auf den globalen Märkten. Als Preisnehmer kann die EU die Auswirkungen dieser Volatilität nur kurzfristig durch Lagerung, Angebotsdiversifizierung und Einkaufspolitik abfedern.

⁹ <https://ec.europa.eu/eurostat/cache/infographs/energy/bloc-2c.html>

¹⁰ Europäische Kommission, *EU-Energie in Zahlen*, 2021.

Steigender Bedarf an dekarbonisiertem Strom

Die EU wird massiv dekarbonisierten Strom benötigen, um Kohlenstoffneutralität zu erreichen. Die direkte Elektrifizierung bestimmter energieintensiver Industrien, die Produktion von Wasserstoff und anderen E-Brennstoffen und E-Gas, die Dekarbonisierung des Straßenverkehrs sowie das Heizen und Kühlen von Gebäuden sind Optionen, die große Mengen sauberen Stroms erfordern. Dieser zusätzliche Bedarf kommt zu dem zusätzlichen Strombedarf hinzu, der sich aus dem digitalen Wandel und der entsprechenden Infrastruktur ergibt. Nach Schätzungen der Europäischen Kommission wird Strom der dominierende Energieträger werden, und sein Anteil am Endenergieverbrauch wird von 22 % im Jahr 2015 auf 29 % im Jahr 2030 und dann im Jahr 2050 auf 41 % bis 53 % ansteigen, je nach den verwendeten Szenarien¹¹.

Die erste Herausforderung besteht darin, eine ausreichende Stromerzeugung zu gewährleisten, um die steigende Nachfrage zu decken, wobei zu berücksichtigen ist, dass der angebotene Strom dekarbonisiert werden muss. Die Europäische Kommission erwartet einen Anstieg der Endnachfrage nach Strom von 11 % bis 13 % zwischen 2015 und 2030 und etwa 40 % zwischen 2015 und 2050.¹² Laut Eurelectric wird die starke Stromnachfrage in allen Sektoren den EU-Stromverbrauch von 2,9 k TWh im Jahr 2015 auf 4,8-6,0 k TWh im Jahr 2050 bringen, abhängig vom betrachteten Szenario¹³. ENTSOE, der Verband der Stromnetzbetreiber, sieht für die EU (+VK)¹⁴ einen globalen Strombedarf von 4,3 k TWh im Jahr 2050. Trotz des Umfangs der Spanne deuten alle verfügbaren Studien auf einen erheblichen Anstieg der Stromnachfrage in den kommenden Jahrzehnten hin.

Ein erheblicher Teil dieses zusätzlichen Strombedarfs wird aus erneuerbaren Energiequellen bereitgestellt werden¹⁵. In ihrem Fit for 55%- Paket hat die Europäische Kommission vorgeschlagen, den Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch der EU bis 2030 auf 40 % zu erhöhen (gegenüber 19 % im Jahr 2019). In der Folgenabschätzung der Europäischen Kommission, die den Vorschlag begleitet, heißt es, das Erreichen des Emissionsreduktionsziels von -55 % bis 2030 und ein Anteil von 40 % erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch bedeutet, dass 60-70 % des Stroms in der EU aus erneuerbaren Quellen erzeugt werden¹⁶. Nach Ansicht von Industriekonzerne bedeutet dies, dass die Windenergiekapazität der EU bis 2030 452 GW betragen müsste (374 GW Onshore und 79 GW Offshore). Dies entspricht fast einer Verdreifachung der heute installierten 179 GW und liegt 90 GW über dem, was die EU-27 in ihren nationalen Energie- und Klimaplänen für 2030 zugesagt haben¹⁷.

¹¹ https://ec.europa.eu/clima/system/files/2018-11/com_2018_733_analysis_in_support_en.pdf (S. 72)

¹² Europäische Kommission, « *Stärkung der europäischen Klimaziele 2030; Investitionen in eine klimaneutrale Zukunft zugunsten unserer Bevölkerung* » https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=keller:749e04bb-f8c5-11ea-991b-01aa75ed71a1.0001.02/DOC_2&format=PDF

¹³ <https://cdn.eurelectric.org/media/3172/decarbonisation-pathways-electrificatino-part-study-results-h-AD171CCC.pdf>

¹⁴ <https://2020.entsos-tyndp-scenarios.eu/scenario-results/>

¹⁵ Nach Schätzungen der Europäischen Kommission ist der Anteil der Kernenergie am Strommix bis 2035 relativ stabil, aber die nukleare Kapazität steigt etwas über 2035 hinaus (siehe 2030 Impact Assessment, S. 58)

¹⁶ Europäische Kommission, « *Stärkung der europäischen Klimaziele 2030; Investitionen in eine klimaneutrale Zukunft zugunsten unserer Bevölkerung* » https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=keller:749e04bb-f8c5-11ea-991b-01aa75ed71a1.0001.02/DOC_1&format=PDF

¹⁷ Wind Europe, *Securing the course towards climate neutrality*, September 2021. <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/policy/position-papers/20210930-WindEurope-Setting-the-course-towards-climate-neutrality-fit-for-55-position-paper.pdf>

In gleicher Weise würde das vorgeschlagene Ziel für erneuerbare Energien bis zum Ende dieses Jahrzehnts zu 660 GW installierter Solarenergie führen - das entspricht 58 GW pro Jahr -, während die gesamte installierte Solarkapazität im Jahr 2020 137,2 GW betrug¹⁸. Ein solcher Boom wird Beschäftigungsmöglichkeiten entlang der Lieferketten schaffen, aber die Herausforderung, qualifizierte Arbeitskräfte zu finden, sollte nicht unterschätzt werden¹⁹. Die Verwirklichung dieser Ziele erfordert Lösungen zur Bewältigung erheblicher finanzieller, regulatorischer und technischer Herausforderungen, wobei die Akzeptanz erneuerbarer Projekte vor Ort nicht als selbstverständlich angesehen werden sollte. Auch die Sicherung der bezahlbaren Versorgung mit kritischen Rohstoffen wie Lithium, Kobalt und Seltene Erden, die entscheidende Bestandteile vieler Technologien für saubere Energie sind, wird eine erhebliche Aufgabe sein. Der Krieg in der Ukraine hat sich unmittelbar auf die Preise vieler Rohstoffe ausgewirkt, Reuters meldete beispiellose Preiserhöhungen²⁰.

Das Ausmaß der vor uns liegenden Herausforderung erscheint noch größer, wenn wir die jüngsten Ankündigungen mehrerer Mitgliedstaaten berücksichtigen, die die Stilllegung wichtiger Produktionskapazitäten geplant haben, insbesondere im Zusammenhang mit nationalen Plänen zum Ausstieg aus Kohle und Kernkraft. Bis 2030-35 werden 110 GW kontrollierbarer Strom vom Netz genommen²¹. Auf dieser Grundlage hat France Stratégie verfügbare Pläne ausgewertet, die von nationalen Energieregulierungsbehörden veröffentlicht wurden. Aus diesen geht hervor, dass steuerbare Anlagen ab 2030 und vielleicht auch schon davor nicht in der Lage sein werden, den durchschnittlichen Spitzenbedarf zu decken²². Es zeichnet sich ein europäisches Elektrizitätssystem aus nationalen Strommischen ab, das nicht in der Lage sind, den eigenen Bedarf zu decken, und das mehr und mehr auf Stromimporte, Verbundnetze, Speicher und Nachfrage-Reaktion angewiesen ist, insbesondere in Spitzenzeiten.

Auf dem Weg zu einem dezentralen Stromsystem, das auf intermittierenden Quellen basiert

Diese umfassende und schnelle Transformation geht Hand in Hand mit einer Überarbeitung dessen, was „Versorgungssicherheit“ bedeutet. Da sich die Elektrizitätssysteme immer mehr auf intermittierende Quellen stützen, erfordert das Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage die Mobilisierung zusätzlicher, flexibler Kapazitäten, die das Stromdefizit ausgleichen können, wenn die erneuerbare Erzeugung zu gering ist, um die Nachfrage zu decken. Außerdem müssen Speicheroptionen genutzt werden, sowohl für den Fall eines Überschusses als auch für den Fall eines Mangels an Stromerzeugung. Große Speichermöglichkeiten (Power-to-X oder Wasserkraft) und kleinere dezentrale Anlagen (Batterien) spielen eine wichtige Rolle für das Gleichgewicht des Systems. Demand- Response- Maßnahmen beziehen auch die Verbraucher*innen ein, die ihren Verbrauch an das Stromangebot anpassen. Mit Hilfe intelligenter Zähler können Haushalte und KMU ihren Verbrauch bis zu einem gewissen Grad an die

¹⁸ <https://electrification-alliance.eu/articles/solar-will-emerge-from-the-fit-for-55-as-one-of-the-eus-primary-energy-sources/>

¹⁹ <https://www.etui.org/publications/employment-effects-renewable-energy-transition-electricity-sector>

²⁰ <https://www.reuters.com/markets/europe/commodities-gold-above-2000-safe-haven-appeal-nickel-up-over-20-2022-03-07/>

²¹ Elia, *Angemessenheits- und Flexibilitätsstudie für Belgien 2020-2030*, Juni 2019.

²² France Stratégie, *Quelle sécurité d’approvisionnement électrique en Europe à l’horizon 2030?*, Note d’analyse n°99, Janvier 2021.

tageszeitlichen Schwankungen der Stromerzeugung anpassen, während industrielle Großverbraucher von Verträgen profitieren, die die Möglichkeit einer Stromunterbrechung gegen einen finanziellen Ausgleich regeln.

Neue erneuerbare Energiequellen, flexible Erzeugungsquellen, neue Speicheranlagen, die Entwicklung von Demand- Response- Maßnahmen, Power-to-Gas und die Notwendigkeit, die grenzüberschreitenden Energieflüsse in Europa zu erhöhen, sind Entwicklungen, die massive Investitionen in die Strominfrastrukturen erfordern. Laut ENTSOE „ist der Ausbau der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten bis 2025 mit 35 GW bereits weit fortgeschritten. Die „Systembedarfsstudie“ kommt zu dem Ergebnis, dass zwischen 2025 und 2030 50 GW und bis 2040 43 zusätzliche GW kosteneffizient wären. Investitionen in Höhe von 1,3 Mrd. €/ Jahr zwischen 2025 und 2030 führen zu einer Senkung der Erzeugungskosten um 4 Mrd. €/ Jahr, während Investitionen in Höhe von 3,4 Mrd. €/Jahr zwischen 2025 und 2040 die Erzeugungskosten um 10 Mrd. €/ Jahr senken²³.

Über den Investitionsbedarf für das Stromnetz hinaus sollten wir uns vor Augen halten, dass das Erreichen des EU-Emissionsreduktionsziels 2030 auch eine Investitions Herausforderung sein wird. Laut Schätzungen der Europäischen Kommission würde das Erreichen von -55 % zusätzliche jährliche Investitionen in Höhe von 438 Mrd. € erfordern, was 2,7-3 % des BIP entspricht²⁴. Ebenso hat die Internationale Energieagentur kürzlich davor gewarnt, dass die „Investitionen in saubere Energie [...] weit hinter dem zurückbleiben, was erforderlich ist, um die steigende Nachfrage nach Energiedienstleistungen nachhaltig zu decken. Sie müssten sich bis 2030 verdreifachen, um die Welt auf einen Weg zu bringen, der mit der Begrenzung der globalen Erwärmung auf 1,5 °C vereinbar ist“²⁵.

Einheitlicher EU-Energiemarkt mit 27 Energiemixen

Die Verwirklichung des EU-Energiebinnenmarktes ist das Hauptziel der verschiedenen Gas- und Elektrizitätspakete, die die EU seit 1996 zur Harmonisierung und Liberalisierung des Energiesektors verabschiedet hat. Darüber hinaus haben verschiedene politische Maßnahmen zur Entwicklung europäischer Energieinfrastrukturen geführt. Transeuropäische Energienetze (TEN-E) sind beispielsweise eine Strategie, die die Energieinfrastruktur der Mitgliedstaaten durch die Finanzierung von Projekten von gemeinsamem Interesse (PCI) und vorrangigen Projekten zwischen transeuropäischen Strom- und Gasnetzen verbindet. Infolgedessen sind die europäischen Gas- und Elektrizitätsmärkte heute eng miteinander verbunden. Gasmoleküle und Elektronen strömen über Grenzen hinweg durch Infrastrukturnetze, die europäische Regionen und Länder verbinden und sie in Bezug auf Energie stark voneinander abhängig machen, obwohl ein Mangel an Verbindungsleitungen eine der Herausforderungen in Peripherieländern wie z.B. der Iberischen Halbinsel ist.

²³ Siehe ENTSOE, *Ausfüllen der Karte. Power Systems Bedürfnisse 2030 und 2040*, https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/TYNDP2020/FINAL/entso-e_TYNDP2020_loSN_Main-Report_2108.pdf

²⁴ Europäische Kommission, *Eingehende Folgenabschätzung zur Kommunikation Stärkung der europäischen Klimaziele 2030; Investitionen in eine klimaneutrale Zukunft zugunsten unserer Bevölkerung* <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52020SC0176>

²⁵ <https://www.iea.org/commentaries/europe-and-the-world-need-to-draw-the-right-lessons-from-today-s-natural-gas-crisis>

Um der Gefahr einer regulatorischen Zersplitterung des europäischen Energiesystems zu begegnen, wurde die EU-Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) eingerichtet. Die ACER ist für die Gewährleistung der Zusammenarbeit zwischen den nationalen Regulierungsbehörden und für die Überwachung der Entwicklung des Netzes und des Elektrizitäts- und Gasbinnenmarktes zuständig. Die Rolle der ACER wurde 2019 im Bereich der Großhandelsmarktaufsicht und des grenzüberschreitenden Infrastrukturmanagements gestärkt. Darüber hinaus wurden zwei Kooperationsstrukturen für europäische Netzbetreiber (ENTSOs) geschaffen: eine für Gas (ENTSO-G) und eine für Strom (ENTSO-E). Mit der Verordnung für den Strommarkt 2019 wurden außerdem regionale Kooperationszentren eingerichtet, um grenzüberschreitende Systeme auf regionaler Ebene zu erleichtern.

Trotz der offenkundigen tiefen Verflechtung der Mitgliedstaaten im Energiebereich und der Entwicklung gemeinsamer Infrastrukturen und Marktregeln fällt der Energiemix laut EU-Vertrag nach wie vor in die Zuständigkeit der Mitgliedstaaten. Art. 194 stellt klar, dass die EU-Maßnahmen „*nicht das Recht eines Mitgliedstaats, die Bedingungen für die Nutzung seiner Energieressourcen, seine Wahl zwischen verschiedenen Energiequellen und die allgemeine Struktur seiner Energieversorgung zu bestimmen*“ berühren dürfen. Dies führt zu einer Situation, in der die Mitgliedstaaten über ihre eigene energiepolitische Strategie entscheiden können, sofern sie die EU-Rechtsvorschriften einhalten. Dies könnte auch dazu führen, dass einige Mitgliedstaaten auf Importe angewiesen sind, die, wenn sie nicht gut koordiniert sind, das Versorgungsrisiko erhöhen.

Marktgetriebene Preissetzungsmechanismen

Die Liberalisierung der Gas- und Elektrizitätssysteme der EU hat dazu geführt, dass die Märkte mit der Preisfestsetzung auf den Großmärkten betraut wurden. Nach der EU-Verordnung über den Elektrizitätsbinnenmarkt aus dem Jahr 2019 scheint die Förderung von kurzfristigen Knappheitspreisen auf dem Großhandelsmarkt noch notwendiger zu sein, mit einem Elektrizitätssystem, bei dem der Anteil variabler Quellen notwendig sein wird: *„Wirksame Knappheitspreise bewegen die Marktteilnehmer dazu, auf Marktsignale zu reagieren und dann verfügbar zu sein, wenn sie vom Markt am meisten benötigt werden, und stellen sicher, dass die Marktteilnehmer ihre Kosten auf dem Großhandelsmarkt decken können. Daher müssen administrative und implizite Preisobergrenzen unbedingt beseitigt werden, damit Knappheitspreise ermöglicht werden. Bei vollständiger Einbindung in die Marktstruktur tragen Kurzfristmärkte und Knappheitspreise dazu bei, andere marktverzerrende Maßnahmen zur Wahrung der Versorgungssicherheit wie Kapazitätsmechanismen zu beseitigen“*²⁶. Dass die EU-Energiegroßhandelsmärkte dem zufälligen Gleichgewicht von Angebot und Nachfrage ausgesetzt sind, ist das eigentliche Kernstück der EU-Energiestrategie.

In der Verordnung über den Elektrizitätsbinnenmarkt aus dem Jahr 2019 ist das einzige spezifische Instrument zur Bewältigung von Preisschwankungen und ihren Folgen die langfristige Absicherung: *„Damit sich die Marktteilnehmer marktbasierend gegen Preisschwankungsrisiken wappnen können und Unsicherheiten hinsichtlich künftiger Investitionsrenditen abgeschwächt werden, dürfen langfristige Absicherungsmöglichkeiten auf transparente Weise an den Börsen gehandelt und langfristige*

²⁶ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019R0943 & from=EN> (Erwägungsgrund 24)

Lieferverträge außerbörslich ausgehandelt werden, wobei das Wettbewerbsrecht der Union einzuhalten ist.“²⁷

Die Richtlinie von 2019 über gemeinsame Regeln für den Elektrizitätsbinnenmarkt bekräftigt, dass die Mitgliedstaaten den Elektrizitätsunternehmen gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen auferlegen dürfen, die sich auf Ziele von allgemeinem wirtschaftlichem Interesse beziehen²⁸. Dazu gehören öffentliche Eingriffe in die Festsetzung der Stromversorgungspreise, die jedoch bestimmten, in der Richtlinie definierten Bedingungen unterliegen²⁹. Die Festsetzung der Stromversorgungspreise darf nur unter klar definierten Umständen erfolgen, z. B. bei Lieferengpässen, die zu erheblichen Preiserhöhungen führen, und sie sollte zeitlich begrenzt sein. Selbst auf dem Endkundenmarkt ist die marktbasierende Preissetzung die Regel und regulierte Preise können nur eine vorübergehende, gezielte und verhältnismäßige Ausnahme sein. Die Richtlinie sieht in Art. 28 auch eine Verpflichtung der Mitgliedstaaten vor, schutzbedürftige Verbraucher*innen durch „geeignete Maßnahmen“ zu schützen, während Art. 29 die Mitgliedstaaten verpflichtet, Energiearmut zu bewerten und zu überwachen.

Endverbraucher kaufen Energie von Lieferanten (die Energie produzieren oder importieren können) auf der Grundlage von Kaufverträgen. Für Branchen mit hohem Stromverbrauch sind langfristige Verträge in Form von Power Purchase Agreements (PPAs) gängige Praxis, die eine bestimmte Energiemenge zu einem festen Preis, in der Regel für 10 bis 15 Jahre³⁰, sicherstellen. Für kleinere Verbraucher bieten die Versorger Festpreisverträge (2-3 Jahre) oder „dynamische Strompreisverträge“ an. Die Richtlinie aus dem Jahr 2019 verpflichtet die Mitgliedstaaten zwar, dafür zu sorgen, dass die Endverbraucher Zugang zu „dynamischen Preisverträgen“ haben, sie enthält jedoch keine Verpflichtung, den Zugang zu Festverträgen zu gewährleisten. Infolgedessen bieten einige Energieversorger angesichts der derzeitigen Volatilität auf dem Großhandelsmarkt nur ihren Kleinverbrauchern flexible Verträge an³¹. Da Kleinverbraucher überwiegend kurzfristige und flexible Verträge abschließen, sind Haushalte und KMU der Volatilität der Energiepreise stärker ausgesetzt als Großverbraucher.

Energiekosten hängen auch von Steuersystemen ab, die weitgehend auf nationaler Ebene festgelegt werden. Die Rechnungen beinhalten die verbrauchte Energie, aber auch Beträge, die den anderen Akteuren der Energieversorgungskette zustehen, d.h. die Kosten der Netznutzung und verschiedene Steuern. Der Anteil der Netzkosten und Steuern an den Energierechnungen mildert die Auswirkungen der Preisentwicklungen auf den Energiegroßhandelsmärkten auf die von den Endverbrauchern zu zahlenden Rechnungen. Dies führt auch dazu, dass die Situation in den einzelnen Mitgliedstaaten trotz der Bemühungen um eine Harmonisierung der Energiebesteuerungsregelungen (durch die Energiebesteuerungsrichtlinie) unterschiedlich ist. Dies bedeutet auch, dass bestimmte Hebel zur

²⁷ *Idem*, Art. 3 (o).

²⁸ RICHTLINIE (EU) 2019/944 vom 5. Juni 2019 über gemeinsame Regeln für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU, Art. 9. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019L0944&from=EN>

²⁹ *Idem*, Art. 5 Abs. 3-5.

³⁰ PPAs sind auch ein von der EU unterstütztes Mittel zur Mobilisierung von Investitionen zur Entwicklung erneuerbarer Energien in Europa.

³¹ In Belgien hat beispielsweise der dritte Energieversorger ENECO das Ende fester Verträge bekannt gegeben <https://www.lesoir.be/416222/article/2022-01-05/energie-eneco-arrete-les-contrats-fixes-en-belgique>

Abfederung der aktuellen Energiepreiskrise in den Händen der Mitgliedstaaten und nicht in denen der EU-Institutionen liegen.

Eine fragmentierte Energieversorgungskette, in der das Risiko von den Endverbrauchern getragen wird

Die Liberalisierung des EU-Energiemarktes hat zu einer Trennung der Aufgaben innerhalb der Energieversorgungskette und zu einer Aufhebung ihrer vertikalen Integration geführt. Um das dritte EU-Energiepaket zu zitieren: Die „Entflechtung“ muss zur Trennung von Energieversorgung und -erzeugung vom Betrieb der Übertragungsnetze führen.

Unter Berücksichtigung der Tatsache, dass die Entwicklung der Rohstoffpreise von den globalen Märkten abhängt und dass eine Reihe von Zuständigkeiten in den Händen der Mitgliedstaaten verbleibt (z. B. gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen, Steuern, Netzkostenabrechnungen), ist die Gewährleistung der Kohärenz und Stimmigkeit der auf verschiedenen politischen Ebenen festgelegten Regeln von strategischer Bedeutung. Inkohärenz und Unstimmigkeiten zwischen diesen Regeln können einen Teil der Energiewertschöpfungsketten unfairen finanziellen Zwängen aussetzen, die sich auf die Beschäftigten auswirken oder sogar zu Insolvenzrisiken führen. Dies gilt insbesondere für Unternehmen, die Energie transportieren, speichern oder verteilen, die zwischen Elektronen- oder Molekülpreisen unter Druck geraten, die sie nicht kontrollieren, während ihre Einnahmen von nationalen Behörden beeinflusst – und manchmal auch vorgeschrieben – werden.

Energieversorger sind außerdem einer Reihe von Risiken ausgesetzt, wie dem Zahlungsausfall durch Endverbraucher, der Notwendigkeit, einen Teil ihrer Lieferverpflichtungen durch Käufe auf dem Spotmarkt zu Preisen zu decken, die viel höher sind als erwartet, oder der Notwendigkeit, auf den Ausgleichsmarkt zurückzugreifen, auf dem ebenfalls ein Preisanstieg zu verzeichnen ist. Die Zersplitterung der Energieversorgungskette macht es den gewinnerzielenden Teilen unmöglich, die finanziellen Risiken anderer Teile aufzufangen. Bei Liquiditätsproblemen müssen die Lieferanten diese Probleme entweder an die Endverbraucher weitergeben, indem sie Verträge oder Tarife ändern – unter Beachtung der Verbraucherschutzregeln – oder sie landen in der Insolvenz³², und die Endkunden müssen einen Vertrag mit einem anderen Versorger zu Marktbedingungen aushandeln.

Derzeit sind die Marktbedingungen oft schlechter als die, die feste Verträge bieten. Diese höhere Belastung der Endverbraucher könnte als Folge eines auf dereguliertem Wettbewerb basierenden Wirtschaftsmodells angesehen werden, bei dem die Versorger die Verbraucher mit günstigen Konditionen ködern können, die bei steigenden Preisen auf dem Großhandelsmarkt jedoch zu untragbaren Energierechnungen führen können.

Eine zersplitterte Energieversorgungskette mit konzentrierten Gewinnen

Während einige Teile der Energieversorgungskette in eine schwierige Lage geraten sind, haben andere Teile hohe Gewinne erzielt, was die Frage nach möglichen Windfall- Profiten aufwirft, bei denen die

³² In Großbritannien gingen zwischen August und November 2021 19 Energieversorger pleite, was sich auf 2 Millionen Kunden auswirkte <https://www.bbc.co.uk/news/business-59137440>

Unternehmen von viel höheren Verkaufspreisen profitiert haben, während ihre Kosten gleich geblieben sind. Aufgrund der Komplexität der Energieversorgungskette und der Unterschiede zwischen den Mitgliedstaaten ist eine Bewertung der Situation äußerst schwierig, und es wird einige Zeit dauern, bis man sich auf EU-Ebene ein klares Bild machen kann (siehe unten). Anhand der von den nationalen Regulierungsbehörden durchgeführten Bewertungen können wir jedoch feststellen, wo die potenziellen Windfall-Profite liegen. Die belgische Regulierungsbehörde CREG hat kürzlich einen Bericht veröffentlicht, in dem die übermäßigen Gewinne entlang der Energieversorgungskette bewertet werden³³. Es zeigt sich eindeutig, dass die Hauptnutznießer der aktuellen Energiepreiskrise Gasproduzenten wie Gazprom³⁴, Equinor³⁵, Total Energies³⁶ und BP³⁷ sind.

Auch in anderen Bereichen der Versorgungskette (Händler, Gaskraftwerke, Kernkraftwerke, CO₂-Märkte) können übermäßige Gewinne erzielt werden, allerdings in wesentlich geringerem Umfang und unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Situationen in den einzelnen Mitgliedstaaten. Was die Energietransportinfrastrukturen betrifft, so wird die finanzielle Lage der Transportnetzbetreiber (TSO) von den nationalen Energieregulierungsbehörden genau überwacht, und übermäßige Gewinne werden bei der Berechnung der Netzkosten in künftigen Verträgen berücksichtigt. In jüngster Zeit haben einige Experten auf die möglichen Windfall-Profite der Stromerzeuger hingewiesen, die erneuerbare Energiequellen nutzen³⁸.

3. Energiepreiskrise: Was wurde unternommen?

Initiativen der Mitgliedstaaten: ein Beispiel

Als Ausgangspunkt sei daran erinnert, dass sich die Energiekosten im Durchschnitt aus drei Komponenten zusammensetzen: Steuern und Abgaben (35 %), Netzkosten (30 %), Energiekosten (35 %). Wenn auch nationale Regierungen wenig Einfluss auf die Energiepreise haben, können Steuern und Netzkosten durch die von ihnen umgesetzte Politik beeinflusst werden. Zu diesem Zeitpunkt fehlt eine vollständige Übersicht der Maßnahmen, die von den 27 EU-Mitgliedstaaten zur Abfederung der Energiepreiskrise umgesetzt

³³ <https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Studies/F2336FR.pdf>

³⁴ Die Gazprom-Performance für „GJ2021 war auf einem historischen Höchststand, mit einem Umsatz von 3,068 Billionen im GJ2021, plus 53,5 % im Vorjahresvergleich. Das bereinigte EBITDA1 (Ergebnis vor Zinsen, Steuern und Abschreibungen) erreichte 986,1 Milliarden ₺ und verdoppelte sich damit gegenüber dem Vorjahr » <https://ir.gazprom-neft.com/news-and-events/news/2022/gazprom-neft-s-2021-net-profit-reaches-an-all-time-high-5748758/>

³⁵ Equinor meldete für das Gesamtjahr 2021 ein bereinigtes Ergebnis nach Steuern von 10,0 Mrd. USD. <https://www.equinor.com/de/news/fourth-quarter-2021-results-and-capital-markets-update-2022.html>

³⁶ 2021 erzielte das Unternehmen einen Cashflow von 30,7 Mrd. USD, ein Plus von 13 Mrd. USD im Vergleich zu 2020 und ein bereinigtes EBITDA von 42,3 Mrd. USD <https://totalenergies.com/system/files/documents/2022-02/4Q21-Results.pdf>

³⁷ BP meldet 2021 einen EBITDA von 30,8 Mrd. USD (gegenüber 19 im Jahr 2020) <https://www.bp.com/de/global/corporate/news-and-insights/press-releases/fourth-quarter-2021-results.html>

³⁸ <https://www.euractiv.com/section/electricity/opinion/high-electricity-prices-renewables-and-windfall-profits-all-paid-for-by-eu-citizens/>

wurden, aber die EU-Toolbox (siehe unten) hat bereits eine Reihe von Maßnahmen ermittelt, die die nationalen Regierungen ergreifen können.

Nationale Regierungen können Maßnahmen ergreifen, um Endverbraucher direkt zu unterstützen. In Ländern wie Belgien oder Spanien wurden vorübergehende Mehrwertsteuersenkungen für Strom beschlossen. In Deutschland hatte die vorherige Regierung beschlossen, die Umlage für Strom aus erneuerbaren Energien um fast 43 % zu senken. In Frankreich wird die „*taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité*“ (TICFE) von 22,5 €/ MWh auf 1 €/ MWh für Haushalte und auf 0,50 ct/ MWh für Unternehmen³⁹ gesenkt. Die italienische Regierung hat die Umlage für Energieinfrastrukturkosten bis Ende 2021 ausgesetzt. Griechenland entschied sich für eine Prämie von 30 €/ MWh für die verbrauchten ersten 300 kWh. Belgien wird einen einmaligen „Energiescheck“ von 100 Euro für Haushalte anbieten. Frankreich hat im Dezember eine ähnliche Entscheidung getroffen, die auf gefährdete Haushalte abzielte und von der 5,8 Millionen Haushalte profitierten⁴⁰.

Die nationalen Regierungen haben eine Reihe weiterer Maßnahmen ergriffen, die sich speziell an sozial schwache Haushalte richten. In Belgien wurden die Sozialtarife für Energie bis zum Ende des zweiten Quartals 2022 verlängert. Sowohl Portugal als auch Griechenland haben ähnliche Maßnahmen in Erwägung gezogen.

Die nationalen Regierungen haben außerdem die Möglichkeit zur Regulierung der Preise genutzt. So hat Spanien eine Preisgrenze durchgesetzt. Frankreich hat einen „Tarifschutz“ für Energie eingeführt, um den Preisanstieg der regulierten Preise auf 4 % im Jahr 2022 zu begrenzen, und zwar auf der Grundlage der oben erwähnten TICFE-Senkung und der Verpflichtung für EDF, die an ihre Wettbewerber verkaufte Strommenge unter dem Marktpreis zu erhöhen⁴¹.

Portugal und Luxemburg haben in Maßnahmen investiert, die darauf abzielen, den Endenergieverbrauch der Verbraucher*innen zu senken, insbesondere durch eine bessere Finanzierung von Gebäudesanierungen.

Auch Griechenland hat eine Regulierungsreform ins Auge gefasst, die auf einen besseren Schutz der Verbraucher*innen abzielt.

Die spanische Regierung hat außerdem Maßnahmen ergriffen, um übermäßige Gewinne der Stromerzeuger aus Wasserkraft und Kernenergie abzuschöpfen, und beschlossen, den Anstieg der Gaspreise zu begrenzen.

Außerdem werden zusätzliche Einnahmen aus dem EU-Emissionshandelssystem oder aus inländischen CO₂-Bepreisungsprogrammen es den Mitgliedstaaten ermöglichen, weitere Maßnahmen zu finanzieren, um die Auswirkungen der Energiepreiskrise auf die Haushalte zu mildern.

³⁹ Eine ähnliche Maßnahme wurde für die Gasbesteuerung eingeführt

⁴⁰ <https://www.gouvernement.fr/actualite/hausse-du-gaz-et-de-l-electricite-une-aide-de-100-eu-pour-aider-les-menages-modestes>

⁴¹ <https://www.service-public.fr/particuliers/actualites/A15480>

Es ist schwer, aus einer derart fragmentierten Übersicht sinnvolle Schlussfolgerungen zu ziehen, aber sie zeigt mit welchen Maßnahmen die Mitgliedstaaten derzeit versuchen, Lösungen für die soziale Notlage im Zusammenhang mit dem Energiepreisanstieg zu finden. Auch wenn Steuersenkungen, Energiegutscheine oder regulierte Preise kurzfristig eine wichtige Rolle spielen können, so sind doch offensichtlich weitere strukturelle Maßnahmen erforderlich, um die Hauptursachen der derzeitigen Energiepreiskrise zu bekämpfen.

Maßnahmen der EU zur Milderung der Energiepreiskrise

Die EU hat kürzlich ein Instrumentarium zur Bekämpfung der Energiepreiskrise veröffentlicht. Dieses Dokument listet die Initiativen auf, die die Mitgliedstaaten im Rahmen der EU-Energie- und Binnenmarktregeln umsetzen können. Zu den wichtigsten Empfehlungen an die Mitgliedstaaten gehören Ausgleichsmaßnahmen und direkte Unterstützung für ärmere Endverbraucher*innen, Schutzmaßnahmen gegen Stromabschaltungen, Steuersenkungen, eine Reform der Förderregelungen für erneuerbare Energien und die Gewährung staatlicher Beihilfen für Unternehmen und Industrien.

Die Europäische Kommission untersucht außerdem mögliche „wettbewerbswidrige Verhaltensweisen“ von Unternehmen, die auf dem EU-Markt tätig sind.

Die Kommission hat zudem die europäische Energieregulierungsbehörde (ACER) gebeten, die Gestaltung des Stromgroßhandelsmarktes im Vergleich zu alternativen Marktmodellen zu bewerten und der Kommission gegebenenfalls Empfehlungen vorzuschlagen. ACER hat einen vorläufigen Bericht⁴² veröffentlicht, der endgültige Bericht wird im April 2022 erwartet. Die Kernaussagen des vorläufigen ACER-Vorberichts sind:

1. Gas- und Strompreise korrelieren in der EU,
2. hohe Gasabhängigkeit und geringe Strominterkonnektivität erhöhen das Risiko hoher Strompreise in einem Land,
3. Hub-basierte Preisgestaltung und die Abkehr von ölindezierten langfristigen Gasverträgen haben erhebliche Vorteile gebracht,
4. die Gasversorgung wird flexibler werden müssen, um eine Kombination aus geringerer durchschnittlicher Nachfrage und kürzeren Zeiten mit höherem Spitzenverbrauch zu ermöglichen,
5. die hohen Gas- und Strompreise sind vorübergehend und dürften bis 2022 deutlich sinken,
6. bislang keine offensichtliche Marktmanipulation.

Die Europäische Kommission hat auch die Europäische Wertpapier- und Marktaufsichtsbehörde (ESMA) mit der Aufgabe betraut, ihre Überwachung des EU-Emissionshandelsmarktes zu verbessern⁴³. Dieser vorläufige Bericht, der zu dem Schluss kommt, dass es keine größeren Probleme bei der Funktionsweise des EU-ETS gibt, zeigt, dass mehr als 50 % der offenen Positionen von Investmentgesellschaften oder Fonds

⁴² https://extranet.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Preliminary%20Assessment%20of%20Europe%20high%20energy%20prices%20and%20the%20current%20wholesale%20electricity%20market%20design.pdf

⁴³ https://www.esma.europa.eu/sites/default/files/library/esma70-445-7_preliminary_report_on_emission_allowances.pdf

und anderen Finanzakteuren gehalten werden, d. h. von Einrichtungen, die keine Compliance-Verpflichtungen im Rahmen des EU-ETS haben.

Die Stärkung der Solidarität zwischen den Mitgliedstaaten durch grenzüberschreitende Initiativen, gemeinsame Beschaffung und Energiespeicherung ist ebenfalls Teil der notwendigen Initiativen, die von der Europäischen Kommission erwartet werden. Die Kommission kündigte auch eine Verbesserung der internationalen Energiebeziehungen an, um die „Transparenz, Liquidität und Flexibilität der internationalen Märkte“ sicherzustellen. In diesem Zusammenhang und als Reaktion auf die geopolitischen Spannungen mit Russland hat der Auswärtige Dienst der EU im Januar 2022 seine Kontakte mit den USA, Katar und Aserbaidschan intensiviert, um eine mögliche Erhöhung der LNG-Lieferungen nach Europa zu prüfen⁴⁴.

Die überarbeiteten Leitlinien für staatliche Beihilfen in den Bereichen Klima, Umweltschutz und Energie, die Ende 2021 veröffentlicht wurden⁴⁵, werden es den Mitgliedstaaten erleichtern, Projekte und Initiativen finanziell zu unterstützen, die mit den Klimazielen des europäischen Green Deal im Einklang stehen, und das wird Auswirkungen auf die Energiepreise in der EU haben. Diese neuen Regeln für staatliche Beihilfen sollten den Einsatz erneuerbarer Energien und Energieeffizienzmaßnahmen fördern, unter anderem durch die Verbesserung der Energieeffizienz von Gebäuden in Europa, aber auch die Sicherheit der Stromversorgung oder Energieinfrastrukturen sollten dadurch besser unterstützt werden. Öffentliche Beihilfen, die darauf abzielen, energieintensiven Nutzern Ermäßigungen bei den Stromabgaben zu gewähren, sind ebenfalls Gegenstand der Überarbeitung der Leitlinien. Allerdings werden keine spezifischen Hilfen für schutzbedürftige Verbraucher*innen erwähnt, die dem Risiko von Energiearmut ausgesetzt sind, obwohl einige der genannten Maßnahmen auch ihnen zugute kommen könnten.

Am 8. März 2022 veröffentlichte die Europäische Kommission eine neue Mitteilung mit dem Titel „REPowerEU: Gemeinsame europäische Maßnahmen für erschwinglichere, sichere und nachhaltige Energie“, um auf die Energiepreiskrise infolge der russischen Invasion der Ukraine und der anhaltenden Preisvolatilität zu reagieren⁴⁶. In diesem neuen Strategiepapier werden „neue Maßnahmen zur Ankurbelung der Erzeugung grüner Energie, zur Diversifizierung der Versorgung und zur Verringerung der Nachfrage dargelegt, wobei der Schwerpunkt auf Gas liegt“. Bei Öl und Kohle hat die EU eine größere Auswahl an potenziellen Lieferanten.

Unter den in der Mitteilung vorgeschlagenen spezifischen Initiativen sollte die Diversifizierung der Gasversorgung eine Priorität darstellen. Die Steigerung der Importe von Flüssigerdgas und aus nicht-russischen Gaspipelines, die Förderung der heimischen Biomethanproduktion und die Beschleunigung des Einsatzes von sauberem Wasserstoff sollen dazu beitragen, die Abhängigkeit der EU von russischem Gas bis Ende dieses Jahres um zwei Drittel zu verringern, ebenso wie verstärkte Bemühungen um erneuerbare Energien und Energieeffizienz. Es sollte hier betont werden, dass diese Elemente die Energieversorgungssicherheit der EU verbessern können, dass jedoch die Auswirkungen auf den Preis eher

⁴⁴ https://eeas.europa.eu/headquarters/headquarters-homepage/110293/tensions-rising-our-eastern-borders-unity-remains-our-strength_en

⁴⁵ [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022XC0218\(03\) & from=EN](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022XC0218(03) & from=EN)

⁴⁶ https://energy.ec.europa.eu/repowereu-joint-european-action-more-affordable-secure-and-sustainable-energy_en

begrenzt sein werden, da die EU bei Gaseinfuhren Preisnehmer ist. Darüber hinaus werden Alternativen zu fossilem Gas kurzfristig nur eine sehr begrenzte Alternative zu russischem Gas darstellen und ihre Produktionskosten relativ hoch bleiben⁴⁷.

Die Kommission schlägt außerdem eine Reihe von Maßnahmen vor, um die Auswirkungen der Preise auf den Endkundenmarkt abzumildern. Regulierte Preise (unter Anwendung von Art. 5 der EU-Elektrizitätsrichtlinie) und staatliche Beihilfen können genutzt werden, um die notwendige Unterstützung für Endverbraucher zu bieten, einschließlich der Unternehmen, die aufgrund der Energiepreise mit Liquiditätsproblemen konfrontiert sind. Steuern auf Windfall- Profite, die Verwendung der in den letzten Monaten erzielten außerordentlichen ETS-Einnahmen und die „allgemeine Ausweichklausel“ des Stabilitäts- und Wachstumspakts werden als Finanzquellen für die Mitgliedstaaten zur Umsetzung dieser Maßnahmen angesehen.

Im Frühjahr 2022 wird ein Legislativvorschlag zur Festlegung von Verpflichtungen für die Gasspeicherung veröffentlicht, während Initiativen zur Koordinierung der Wiederbefüllung von Gasspeichern auf der Grundlage von Solidaritätsprinzipien eingeleitet werden sollen.

Mit diesen Initiativen der EU ist die Diskussion über mögliche Antworten auf die komplexe Energiekrise, in der wir uns befinden und der wir uns stellen müssen, natürlich noch nicht beendet. Um die oben genannten Probleme zu lösen, bedarf es umfassenderer Maßnahmen, die in einer langfristigen und koordinierten Strategie verankert sind. Der ACER-Abschlussbericht über die Energiegroßhandelsmärkte sowie der ESMA-Abschlussbericht über das EU-ETS werden die Initiativen zur Bewältigung der Energiepreiskrise erweitern und ergänzen. Zum jetzigen Zeitpunkt können wir nicht vorhersehen, wie sich die russische Aggression gegen die Ukraine insgesamt auf das Energiesystem der EU auswirken wird, aber sicher ist, dass die Auswirkungen umfassend und tiefgreifend sein werden.

4. Energiepreiskrise: Es besteht weiterhin dringender Handlungsbedarf zum Schutz der Kaufkraft und der Industriearbeitsplätze!

IndustriAll European Trade Union verfolgt die Debatten über die europäische Energiepolitik seit vielen Jahren und hat detaillierte politische Papiere und Analysen zu diesem Thema verabschiedet. Aufbauend auf diesen Positionen und Analysen sind wir der Ansicht, dass die folgenden Elemente bei der Gestaltung von Strategien zur Bewältigung der aktuellen Energiepreiskrise berücksichtigt werden sollten, wobei zu bedenken ist, dass die militärische Aggression gegen die Ukraine eine Reihe von Unsicherheiten schafft.

⁴⁷ Während die EU 2019 165,4 bcm russisches Gas importiert hat, könnte Biomethan nach EG-Schätzungen Ende 2022 3,5 bcm ersetzen. Die Produktionskosten für Biomethan liegen derzeit im Bereich von 90-95 €/MWh. Saubere Wasserstoffkosten hängen vom kohlenstoffarmen Strompreis ab und seine Aufnahme wird einige Jahre dauern.

Die EU muss dringend Maßnahmen ergreifen, um kurzfristig eine bezahlbare Energieversorgung sicherzustellen

Auch wenn das Erreichen der Klimaneutralität das Ziel der EU bleiben muss, erfordern die aktuelle geopolitische Situation und ihre Auswirkungen auf die Energieversorgung und -kosten die Mobilisierung aller verfügbaren Mittel, um erschwingliche Energie für alle in den kommenden Monaten zu sichern. Energie ist eine Grundvoraussetzung für unseren Wohlstand, und Europa kann aus Russland importierte Brennstoffe und Elektrizität nicht über Nacht ersetzen. Energieeffizienz, verstärkte Anstrengungen zur Diversifizierung der Energieversorgung, die Beschleunigung des Einsatzes erneuerbarer Energien, die Nutzung bestehender kohlenstoffarmer Stromerzeugungsanlagen, obligatorische Speicherverpflichtungen sowie die Nutzung der verfügbaren nationalen Energieressourcen müssen zu den Prioritäten der EU gehören, um Europa auf den nächsten Winter vorzubereiten. Dazu sind dringend Rahmenbedingungen erforderlich, die den Investoren Sicherheit und Vorhersehbarkeit bieten, z. B. eine rasche Beschleunigung der Genehmigungsverfahren und eine rasche Einigung über die Kriterien für die Zertifizierung von kohlenstoffarmem und erneuerbarem Wasserstoff und Gas.

Gleichzeitig muss die EU ihre Lehren aus der Energiekrise ziehen und vermeiden, von einer Form der Abhängigkeit (russisches Erdgas) in eine weitere Abhängigkeit von Wasserstoffimporten aus anderen Ländern zu rutschen. Jede gewählte Strategie sollte auf einer fundierten Folgenabschätzung basieren und den Kriterien der sozialen, ökologischen und wirtschaftlichen Nachhaltigkeit unterliegen.

Der europäische Green Deal ist Teil der Antwort, nicht das Hauptproblem

Das Prinzip „Energieeffizienz zuerst“ muss Eckpfeiler der EU-Energiepolitik sein. Die Energieeffizienzrichtlinie, die Richtlinie über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden, die Sanierungswelle und die Strategie für die Kreislaufwirtschaft müssen schnelle und signifikante Ergebnisse sowie langfristige Investitionen bringen.

In gleicher Weise wird eine aggressive Beschleunigung des Einsatzes erneuerbarer Energien und anderer kohlenstoffarmer Stromquellen wie der Kernenergie (sofern sie öffentliche Unterstützung genießen) die EU in die Lage versetzen, die Menge an kohlenstoffarmem Strom zu erzeugen, die erforderlich ist, um von fossilen Brennstoffen wegzukommen und Kohlenstoffneutralität zu erreichen. Dies muss Hand in Hand gehen mit dem Ausbau des Stromnetzes (Verbundnetze, Demand-Response-Lösungen, Speicherung, Kapazitätsmechanismus). Wo fossile Brennstoffe benötigt werden, um das System auszugleichen, ist zu bedenken, dass die IEA klargestellt hat, dass es keinen Platz für neue Öl- und Gasfelder oder neue Kohlebergwerke oder Bergwerkserweiterungen gibt, die über die bereits zugesagten Projekte hinausgehen, die bis 2021 in den mit dem Pariser Abkommen vereinbarten Energiepfaden festgelegt wurden⁴⁸.

Die Umstellung des europäischen Energiesystems auf Kohlenstoffneutralität muss auf einer Industriestrategie basieren, die die europäischen Industrien und ihr Know-how in der

⁴⁸ https://iea.blob.core.windows.net/assets/7ebafc81-74ed-412b-9c60-5cc32c8396e4/NetZeroby2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector-SummaryforPolicyMakers_CORR.pdf

Energieversorgungskette fördert und die Transformation energieintensiver Industrien angemessen unterstützt. Außerdem bedarf es eines starken Rahmens für einen gerechten Strukturwandel, der wirklich niemanden und keine Region zurücklässt⁴⁹.

Die Gestaltung des EU-Energiemarktes muss zweckmäßig sein

Mehr als 20 Jahre nach dem Beginn der Liberalisierung der Energiemärkte in der EU ist es an der Zeit, eine offene und unabhängige Bewertung der Funktionsweise der Energiemärkte vorzunehmen. Ohne den Empfehlungen des ACER-Abschlussberichts vorgreifen zu wollen, fordert industriAll Europe Vorschläge zur Überarbeitung des gegenwärtigen Preissetzungsmechanismus, der auf Grenzpreisen beruht. In einem Energiesystem, in dem Strom der wichtigste Energieträger sein wird und in dem Strom immer mehr dekarbonisiert wird, können fossile Brennstoffe nicht die Strompreise bestimmen. Dies gilt insbesondere, wenn die Rohstoff- und Kohlenstoffpreise weiter steigen. Die Tarife für dekarbonisierten Strom müssen von den Preisen für fossile Brennstoffe und Kohlenstoff abgekoppelt werden. Artikel 5 und 9 der Elektrizitätsrichtlinie sollten geändert werden, um sicherzustellen, dass Endverbraucher Strompreise zahlen, die die Kosten des für ihren Verbrauch verwendeten Erzeugungsmixes widerspiegeln. Sie sollten es den nationalen Regierungen auch ermöglichen, Dienstleistungen von allgemeinem wirtschaftlichem Interesse durchzusetzen, um sicherzustellen, dass die Endverbraucher Zugang zu einer emissionsfreien und wettbewerbsfähigen Stromversorgung haben, die die zugrunde liegenden Erzeugungskosten widerspiegelt.

Die Reform des EU-Energiemarktes muss auch Kleinabnehmern mehr Sicherheit bieten, wenn es um Energiepreise geht. Mit der Reform sollte in der Elektrizitätsrichtlinie ein Recht der Haushaltskunden auf ein Versorgungsangebot eingeführt werden, das sie vor kurzfristigen Strompreisschwankungen schützt. Dies ist in der derzeitigen Richtlinie nicht der Fall.

Schließlich sollte bei der Bewertung des EU-Energiesystems Möglichkeiten der Mitgliedstaaten geprüft werden, die Bestimmungen zur gemeinwirtschaftlichen Verpflichtung stärker zu nutzen, um so sicherzustellen, dass Energie als Gemeingut und nicht nur als Ware behandelt wird.

Stärkung der Solidarität zwischen den Mitgliedstaaten

Alle Mitgliedstaaten sind von der aktuellen Energiepreiskrise betroffen, aber nicht immer auf die gleiche Weise. Es ist von größter Bedeutung, dass die Länder des Binnenmarktes koordiniert und solidarisch handeln, sei es bei der Entwicklung und Nutzung von Infrastrukturen (Speicherkapazitäten, Gasterminals, Energietransportinfrastrukturen) oder bei der Diversifizierung der Versorgung und gemeinsamen Einkaufsverträgen. Die Bewältigung der Energiekrise muss die absolute politische Priorität der EU sein, und die EU muss ihre wichtigsten politischen Instrumente zweckdienlich gestalten: Konjunkturstrategie, EU-Haushalt, makroökonomische Governance, staatliche Beihilfen. Die EIB und die EZB müssen ihre Anstrengungen zur Bewältigung der aktuellen Energiepreiskrise zielgerichtet koordinieren.

⁴⁹ Siehe industriAll Europe Manifest für einen gerechten Strukturwandel

Ein transparentes EU-Emissionshandelssystem

Die Kohlenstoffbepreisung durch das Emissionshandelssystem (EU- ETS) ist ein wichtiger Teil der EU-Klimapolitik und muss Investitionen in kohlenstoffarme Technologien vorantreiben. Die Volatilität des EU-Emissionshandelssystems im vergangenen Jahr ist weitgehend das Ergebnis der Antizipierung zukünftiger Compliance-Anforderungen aufgrund des überarbeiteten Emissionsreduktionsziels bis 2030 sowie des Umfangs und der Bestimmungen des Fit for 55- Pakets. Diese Volatilität wirft jedoch eine Reihe von Problemen auf. Erstens kann sie die Wettbewerbsfähigkeit von Industriestandorten untergraben, die nicht vollständig gegen Carbon Leakage geschützt sind. Da der Kohlenstoffpreis über die Stromkosten an die Verbraucher weitergegeben wird, hat das EU-ETS zweitens regressive Auswirkungen zu Lasten der Haushalte mit niedrigem und mittlerem Einkommen, insbesondere in Ländern mit einem Strommix, der auf fossile Brennstoffe setzt.

Die Europäische Kommission muss daher genau untersuchen, wie das EU- ETS derzeit funktioniert, und übermäßige Spekulationen und Absicherungen begrenzen. Wenn es nicht möglich ist, Absicherungen und Spekulationen zu verhindern, sollte die EU untersuchen, wie die aus diesen Aktivitäten resultierenden Übergewinne besteuert werden können. Ebenso sollten die EU und die Mitgliedstaaten außerordentliche Einnahmen aus der Versteigerung von Emissionsberechtigungen mobilisieren, um Energieeffizienzprogramme und die Dekarbonisierung des Energiesystems zu finanzieren, wobei der Schwerpunkt auf dem Ausgleich der Folgen der Energiepreiskrise für kleine und industrielle Verbraucher liegen sollte.

Anhang

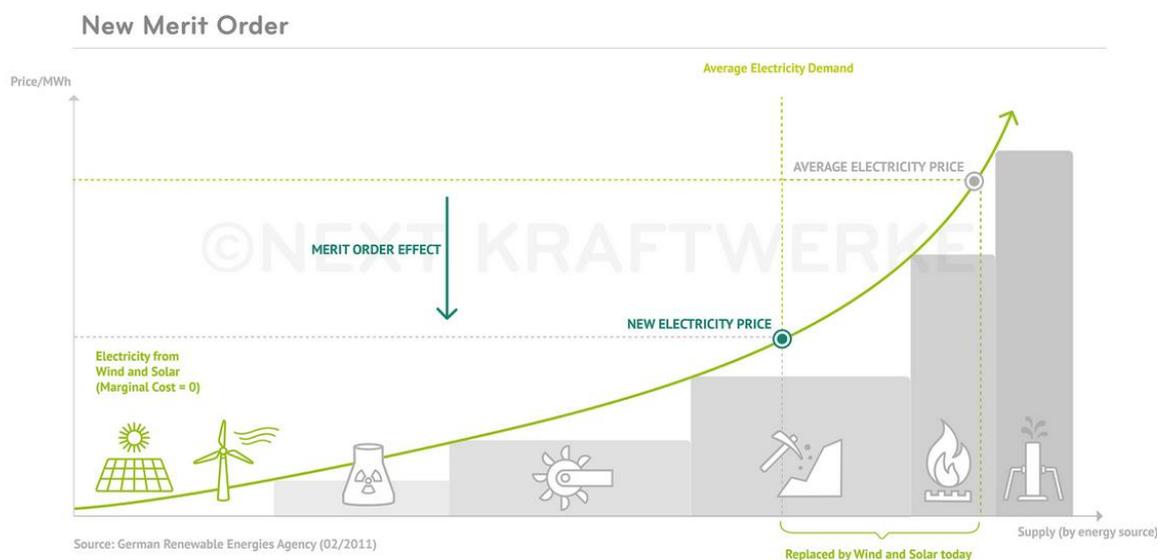
EU-Stromgroßhandelsmarkt – Schlüsselkonzepte

Merit-Order

Gemäß Next- Kraftwerk⁵⁰:

In der Energiewirtschaft ist „Merit-Order“ die Reihenfolge, in der Kraftwerke zur Stromzufuhr bestimmt sind, um die Stromversorgung wirtschaftlich zu optimieren. Die Merit-Order basiert auf den niedrigsten Grenzkosten. Diese entstehen bei einem Kraftwerk und beziehen sich auf die Kosten für die Herstellung einer einzelnen Megawattstunde unter den aktuellen Bedingungen. Die Merit-Order ist unabhängig von den Fixkosten einer Stromerzeugungstechnik. Nach der Merit-Order werden Kraftwerke, die kontinuierlich Strom zu sehr niedrigen Preisen produzieren, als erste zur Stromlieferung herangezogen. Danach werden Kraftwerke mit höheren Grenzkosten zugeschaltet, bis der Bedarf gedeckt ist.

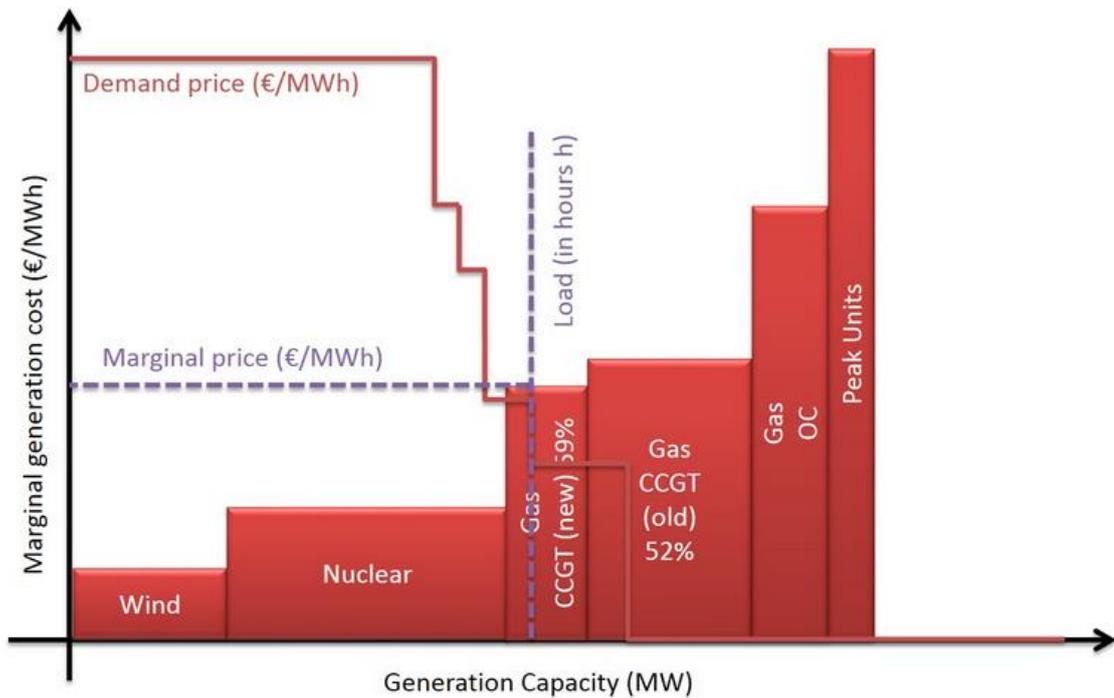
Die Merit-Order ist nur ein mögliches Modell zur Schaffung eines funktionierenden Strommarktes. Sie geht davon aus, dass Kraftwerksbetreiber immer versuchen, die Kosten für die nächste produzierte Megawattstunde zu decken; sie würden sie sonst nicht produzieren. Kraftwerke mit niedrigen Grenzkosten können daher einen niedrigeren Preis für ihren Strom bieten, und sie werden wiederum häufiger in Anspruch genommen als Kraftwerke mit höheren Grenzkosten. Die Merit-Order soll Aufschluss darüber geben, wie die Preisgestaltung auf dem Strommarkt funktioniert; es ist kein festes „Gesetz“, das die Nutzung von Kraftwerken koordiniert.



⁵⁰ <https://www.next-kraftwerke.com/knowledge/what-does-merit-order-mean>

Grenzpreisgestaltung / zahlen als frei

Auf dem EU-Stromgroßhandelsmarkt basiert der Preisbildungsmechanismus auf einer „einheitlichen Preisgestaltung“, bei der alle beteiligten Anlagen den gleichen Preis für den gelieferten Strom erhalten. Das Kraftwerk mit den teuersten Grenzkosten setzt den Preis an der Börse für alle beteiligten Kraftwerke fest. Die Kraftwerke, die einen niedrigeren Preis als das marginale Kraftwerk anbieten, erhalten einen Überschuss, der ihre eigenen Fixkosten ausgleicht.



Quelle: <https://www.febeg.be/fr/merit-order>