

Strom aus erneuerbaren Energieträgern im Spannungsfeld zwischen Klimazielen und Ukraine Krieg

State of Play und Perspektiven der Regulierung

Start2030 Policy Brief #1

Juli 2022

Claudia Kettner, Michael Böheim

Begutachtung: Julia Bock-Schappelwein, Daniela Kletzan-Slamanig

Wissenschaftliche Assistenz: Katharina Köberl-Schmid, Eva Wretschitsch

1 Hintergrund

Ein Umstieg auf erneuerbare Energieträger (EE), insbesondere Strom, ist eines der Kernelemente der geplanten Transformation der EU hin zu einer klimaneutralen Gesellschaft. Durch den geplanten Ausstieg aus den Gasimporten aus Russland im Rahmen der "REPowerEU"-Initiative infolge der kriegerischen Auseinandersetzungen in der Ukraine seit Ende Februar 2022 gewinnt die Umstellung auf erneuerbare Energieträger weiter an Dringlichkeit. Der in der "Erneuerbaren Energien" Richtlinie geregelte Förderrahmen für erneuerbare Energieträger stellt eines der wichtigsten Instrumente für den Ausbau erneuerbarer Elektrizität dar. Andere Instrumente wie die Rechtsakte zum Elektrizitätsbinnenmarkt, die EU-Energieeffizienzrichtlinie oder das EU Emissionshandelssystem wirken sich ebenfalls auf die Rentabilität von Investitionen in erneuerbaren Strom bzw. auf die Nachfrage nach (erneuerbarem) Strom aus.

Der Verhängung eines Gasembargos gegen Russland als wirksame Wirtschaftssanktion steht die Abhängigkeit vieler EU-Mitgliedstaaten von Erdgas aus russischen Quellen entgegen. Eine Reduktion der Abhängigkeit von fossilen Energieträgern führt zu einer Stärkung der strategischen Autonomie der Europäischen Union. Der Ausbau erneuerbarer Energiequellen in der EU hat das Potential, die Energieversorgung nicht nur umweltfreundlicher und wirtschaftlich nachhaltiger, sondern auch (politisch) resilienter zu machen.

Ziel des vorliegenden Policy Briefs ist es, einen Überblick über die bestehenden rechtlichen Rahmenbedingungen für den Elektrizitätssektor auf EU-Ebene zu geben. Wir diskutieren mit Fokus auf Elektrizität, inwieweit die aktuelle Rechtslage bereits für einen Ausbau erneuerbarer Energien im Einklang mit den bestehenden Klimazielen der EU geeignet ist. Schließlich erörtern wir Optionen für eine Anpassung des energiepolitischen Rahmens der EU im Kontext rezenter Entwicklungen, insbesondere dem Krieg in der Ukraine.

2 Rechtliche Rahmenbedingungen

2.1 Erneuerbare-Energien-Richtlinie (EU) 2018/2001

2.1.1 EU-weites Erneuerbaren Ziel von 32% für 2030

Die Erneuerbare-Energien-Richtlinie aus dem Jahr 2018 soll dazu beitragen, dass im Rahmen des "Clean Energy"-Pakets definierte Ziel eines Anteils von 32% erneuerbaren Energieträgern am Bruttoendenergieverbrauch im Jahr 2030 zu erreichen. Im Vergleich zur Richtlinie von 2009 wird nur ein EU-weites verbindliches Ziel anstelle von Einzelzielen für die Mitgliedstaaten festgelegt. Die Mitgliedstaaten müssen in ihren integrierten nationalen Energie- und Klimaplänen (NEKP) Ziele für erneuerbare Energien für 2030 festlegen und sicherstellen, dass der tatsächliche Anteil der erneuerbaren Energien nicht unter die jeweiligen Ziele für 2020 gemäß der Richtlinie 2009/28/EG fällt. Während für den Verkehrssektor für jedes Land ein Ziel von 14% für erneuerbare Energien gilt, und der Mindestanteil an fortschrittlichen Biokraftstoffen von 1,5% im Jahr 2021 auf 6,8% im Jahr 2030 erhöht werden soll, gibt es für den Elektrizitätssektor keine konkreten Zielvorgaben.

Die Erneuerbare-Energien-Richtlinie enthält Bestimmungen betreffend Elektrizität aus erneuerbaren Quellen sowie für die Nutzung von erneuerbarer Energie im Wärme- und Kältesektor und im Verkehrssektor, sowie Kriterien für die Nachhaltigkeit und für Treibhausgaseinsparungen von biogenen Energieträgern. Im Folgenden wird auf die Bestimmungen bzgl. erneuerbarer Elektrizität fokussiert.

2.1.2 Fördersysteme für Elektrizität aus Erneuerbaren Energieträgern

Um den Einsatz von erneuerbaren Energien zu fördern, können die Mitgliedstaaten weiterhin nationale Fördersysteme einsetzen. Ab 2020 müssen Fördersysteme für Strom aus erneuerbaren Energieträgern (EE-Strom) "unnötige Verzerrungen"¹ der Strommärkte vermeiden. Das bedeutet, dass die Förderung von EE-Strom marktorientiert sein soll und damit sicherstellt, dass die Stromerzeuger auf Preissignale reagieren und ihre Markteinnahmen maximieren. Konkret bedeutet das einen Shift zu (gleitenden oder festen) Marktprämien und Ausschreibungssystemen (Tendering). Die nationalen Förderregelungen müssen darüber hinaus für Erzeuger in anderen Mitgliedstaaten geöffnet werden, und zwar mit einem Richtwert von mindestens 5% des Fördervolumens für den Zeitraum 2023 bis 2026 und mindestens 10% für den Zeitraum 2027 bis 2030. Zusätzlich können Mitgliedsstaaten auch "flexible Mechanismen" zur Förderung erneuerbarer Elektrizität bzw. Erreichung ihrer Ziele nutzen. Diese beinhalten statistische Transfers, gemeinsame Projekte mit anderen Mitgliedsstaaten oder Drittstaaten sowie gemeinsame Förderregelungen.

¹ Erneuerbare-Energien-Richtlinie Art 4 Abs 2.

2.1.3 Administrative Bestimmungen

Weitere Bestimmungen betreffen Verwaltungsverfahren, Rechtsvorschriften und Regelwerke, die Beschleunigung von Genehmigungsverfahren und die Einführung eines Verfahrens der einfachen Mitteilung für den Netzzugang für kleine EE-Elektrizitätserzeugungsanlagen. Hier sind die Mitgliedstaaten u.a. angehalten sicherzustellen, dass

- die Verwaltungsverfahren gestrafft und beschleunigt werden;
- die Vorschriften für Genehmigung, Zertifizierung und Zulassung objektiv, transparent und verhältnismäßig sind, und die Besonderheiten der einzelnen EE-Technologien berücksichtigen;
- Verwaltungsgebühren transparent und kostenbezogen sind und
- für dezentrale Anlagen und für die Produktion und Speicherung von Energie aus erneuerbaren Quellen vereinfachte und weniger aufwändige Genehmigungsverfahren implementiert werden.

2.1.4 Eigenverbrauch von Erneuerbarer Elektrizität

Schließlich zielt der Vorschlag darauf ab, die Rolle der Verbraucher zu stärken, die ihren eigenen Strom erzeugen und speichern, sowie Überschüsse in das Netz einspeisen können. So haben die Mitgliedstaaten dafür zu sorgen, dass Verbraucher Anspruch darauf haben, Eigenversorger im Bereich erneuerbarer Elektrizität werden zu können. Die Mitgliedstaaten haben einen Regulierungsrahmen zu schaffen, der den Ausbau der Eigenversorgung unterstützt und erleichtert. Dazu zählt u.a., dass

- alle Endkunden – auch einkommensschwache Haushalte – Zugang zur Eigenversorgung mit erneuerbarer Elektrizität erhalten;
- rechtliche Hindernisse für die Eigenversorgung mit erneuerbarer Elektrizität – auch für Mietpersonen – beseitigt werden;
- Personen mit Gebäudeeigentum Anreize erhalten, um die Eigenversorgung mit erneuerbarer Elektrizität – auch für Mietpersonen – zu ermöglichen; und
- Eigenversorger einen angemessenen und ausgewogenen Anteil der Systemgesamtkosten tragen, wenn sie Elektrizität ins Netz einspeisen.

Verbraucher können sich auch an Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften beteiligen. Diese sind dazu berechtigt

- erneuerbare Energie zu produzieren, zu verbrauchen, zu speichern und zu verkaufen;
- die produzierte erneuerbare Energie gemeinsam zu nutzen; und
- sowohl direkt als auch über Aggregatoren nichtdiskriminierenden Zugang zum Energiemarkt zu erhalten.

2.2 Energieeffizienz-Richtlinie (EU) 2018/2002

2.2.1 EU-weites Ziel zur Verbesserung der Energieeffizienz

Im "Clean Energy"-Paket betonte die Kommission die Bedeutung der Energieeffizienz für die Erreichung der langfristigen Energie- und Klimaziele. In der Energieeffizienzrichtlinie von 2018 wird für 2030 ein Ziel von 32,5% für die Verbesserung der Energieeffizienz gegenüber einem "Business-as-usual"-Pfad festgelegt². Die Mitgliedstaaten müssen nationale Richtwerte für die Energieeffizienz festlegen und dabei die EU-weiten Ziele der Begrenzung der Primärenergieversorgung auf 1.273 Mio. tRÖE und des Endenergieverbrauchs auf 956 Mio. tRÖE berücksichtigen. Das Endenergieziel umfasst alle Bereiche des Energieverbrauchs: Elektrizität, Wärme und Kälte, sowie Verkehr.

2.2.2 Energieeffizienzverpflichtungssystem, Energiemanagementsysteme und Energieaudits

Die alten Energiesparverpflichtungen, die eine Verringerung des Endenergiebedarfs um 1,5% pro Jahr im Zeitraum bis 2020 vorschrieben, wurden durch eine Verpflichtung zur Einsparung von Endenergie in Höhe von 0,8% pro Jahr ersetzt, die alle Sektoren abdeckt, wobei nur neue Einsparungen auf das Ziel angerechnet werden. Diese Einsparungen können entweder über ein Energieeffizienzverpflichtungssystem, alternative politische Maßnahmen oder eine Kombination aus beidem erreicht werden. In jedem Fall müssen die Mitgliedstaaten die Auswirkungen auf energiearme Haushalte berücksichtigen und werden aufgefordert, die politischen Maßnahmen so zu gestalten, dass sie die Energiearmut abmildern. Große Unternehmen³, haben ein Energiemanagementsystem einzuführen oder mindestens alle vier Jahre ein Energieaudit durchzuführen, auch bei KMUs sollen Energieaudits gefördert werden. Bei der öffentlichen Beschaffung sind Energieeffizianzorderungen zu berücksichtigen, öffentliche Gebäude sollen in Hinblick auf die Energieeffizienz eine Vorbildfunktion einnehmen.

2.2.3 Förderung von Kraft-Wärme-Kopplung

Weitere Bestimmungen der Energieeffizienzrichtlinie in Hinblick auf Elektrizität betreffen die Förderung von Kraft-Wärme-Kopplung (KWK). Mitgliedsstaaten haben Potentiale für hocheffiziente KWK zu erheben und im Rahmen einer Kosten-Nutzen-Analyse zu bewerten. Bei der Planung oder Modernisierung von thermischen Anlagen ist ebenso eine Kosten-Nutzen-Analyse durchzuführen, wobei u.a. Spitzenlast- und Reservestromerzeugungsanlagen sowie Kernkraftwerke ausgenommen werden können. Darüber hinaus haben die Mitgliedsstaaten sicherzustellen, dass die Förderung von KWK nur für hocheffiziente Anlagen⁴ erfolgt, deren Abwärme zur Erreichung von Primärenergieeinsparungen genutzt wird. Die Netzanbindung von Strom aus hocheffizienten KWK-Klein- und -Kleinanlagen kann erleichtert werden.

² Im Vergleich dazu betrug das vorherige Einsparungsziel der Richtlinie 2012/27/EU für 2020 20%.

³ Damit sind alle Unternehmen gemeint, die nicht unter die KMU-Definition der Europäischen Kommission fallen (vgl. https://ec.europa.eu/growth/smes/sme-definition_en)

⁴ Das Verfahren für die Bestimmung der Effizienz von KWK wird in Anhang II festgelegt.

2.2.4 Berücksichtigung von Energieeffizienz in der Gestaltung von Netztarifen

Auch in der Energieregulierung sind Energieeffizienz Aspekte zu berücksichtigen. In diesem Zusammenhang haben die Mitgliedsstaaten Energieeffizienzpotentiale der Strominfrastruktur zu bewerten und konkrete Maßnahmen und Investitionen für die Einführung von Energieeffizienzverbesserungen festzulegen. Tarife, die sich nachteilig auf die Effizienz auswirken, müssen von den Mitgliedstaaten beseitigt werden. Energieeffizianz Anforderungen an Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber sowie Kriterien für die Festlegung von Stromnetztarifen und Netzregulierung werden festgelegt, um die Energieeffizienz zu fördern:

- Netztarife müssen Kosteneinsparungen durch Demand Response oder dezentrale Erzeugung reflektieren.
- Netztarife und -regulierung dürfen kein Hindernis für die Bereitstellung von Systemdiensten für Laststeuerungs-Maßnahmen, Nachfragemanagement und dezentrale Erzeugung darstellen. Netz- oder Einzelhandeltarife i.S. einer dynamischen Tarifierung können eingesetzt werden, um Laststeuerungs-Maßnahmen seitens der Endkunden zu fördern (z.B. nutzungszeitspezifische Tarife, Tarifierung in kritischen Spitzenzeiten, Echtzeit-Tarifierung, Spitzenzeitenrabatte).

Darüber hinaus können die Mitgliedsstaaten Systemkomponenten und Tarifstrukturen mit sozialer Zielsetzung genehmigen, wenn diese in Hinblick auf die soziale Zielsetzung angemessen sind und keine negativen Auswirkungen auf die Netze haben.

2.3 Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie (EU) 2019/944

Die Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie regelt allgemeine Grundsätze zu Organisation und Funktionsweise des Elektrizitätsmarktes sowie dessen Akteure, Preisbildung und Energiearmut, Markt- und Netzzugang, Aufgaben der Netzbetreiber, Unbundling, Verbraucherschutz sowie nationale Regulierungsbehörden. Diese Regeln gelten nicht unmittelbar und sind von den Mitgliedstaaten in nationales Recht zu transformieren.

Ziel der Richtlinie ist die Schaffung integrierter, wettbewerbsorientierter, verbraucher-zentrierter, flexibler, fairer und transparenter Energiemärkte. Mit der Richtlinie soll die größtmögliche Wahlfreiheit für Stromkunden ermöglicht werden. Mehr Flexibilität und Dekarbonisierung werden angestrebt, Versorgungssicherheit ist entscheidend. Der Strommarkt soll vor staatlichen Eingriffen geschützt, die Rolle der Verbraucher gestärkt und die Stromnachfrage flexibler gemacht werden. Ein weiteres Ziel ist die Kooperation der Mitgliedstaaten, Regulierungsbehörden und Netzbetreiber zur Vollendung des EU-weiten Binnenmarkts.

Netzbetreiber sind zur wettbewerblichen Beschaffung von Systemdienstleistungen und der Inanspruchnahme von Flexibilität angehalten. Der Betrieb von Speichern und Ladestationen ist ihnen nur ausnahmsweise erlaubt.

Mit der Elektrizitätsbinnenmarkt-RL betreten drei neue Akteure die Bühne:

- Aggregatoren (Art 13)

- Aktive Kunden (Art 15) und
- Bürgerenergiegemeinschaften (Art 16)

Aggregatoren sollen Erzeugung oder Last bündeln. Aktive Kunden dürfen Strom erzeugen, speichern und verkaufen, sie können sich der Aggregatoren bedienen. Als Aggregation wird eine von einer natürlichen oder juristischen Person ausgeübte Tätigkeit, bei der erzeugte Elektrizität zum Kauf, Verkauf oder zur Versteigerung auf einem Elektrizitätsmarkt gebündelt wird, verstanden.

Den Bürgerenergiegemeinschaften (BEG) stehen Erzeugung, Verteilung, Versorgung, Verbrauch, Aggregation, Speicherung von Elektrizität sowie, wenn dies die Mitgliedstaaten im Rahmen der Umsetzung zulassen, auch der Betrieb von Netzen, offen. Weiters können sie Energieeffizienzdienste, Energiedienstleistungen sowie Ladedienstleistungen für Elektromobilitätsdienstleistungen für ihre Mitglieder erbringen. Vorgesehen ist auch das *Electricity Sharing*, das ist die Möglichkeit innerhalb einer BEG jene Elektrizität gemeinsam zu nutzen, die mit den eigenen Erzeugungsanlagen erzeugt wird, darstellt. Die gemeinsame Stromversorgung soll es den Mitgliedern ermöglichen, mit Strom aus Erzeugungsanlagen in der Gemeinschaft versorgt zu werden, die sich nicht in ihrer unmittelbaren räumlichen Nähe oder hinter einer gemeinsamen Messstelle befinden; dies sollte auch die Einhebung von Netzgebühren und Steuern in Bezug auf die Stromflüsse unberührt lassen. Entscheidend ist, dass die Mitgliedschaft offen und transparent ist sowie dass die BEG von ihren Anteilseignern bzw. Mitgliedern tatsächlich kontrolliert werden. Teilnehmen können sowohl natürliche Personen als auch Gebietskörperschaften einschließlich Gemeinden, außerdem Klein- und Kleinstunternehmen. Sie dürfen nicht in Gewinnabsicht tätig sein, sondern sollen ökologische, wirtschaftliche oder soziale, gemeinschaftliche Vorteile für die Mitglieder bringen. Als Rechtsform können die Mitgliedstaaten jede beliebige Rechtsform vorsehen, etwa einen Verein, eine Genossenschaft, eine Personengesellschaft (GesBR, OHG, KG) bis hin zur Kapitalgesellschaft (GesmbH, theoretisch sogar AG).

Aktive Kunden (Endkunden) dürfen auf diskriminierungsfreier Basis Strom, der von ihnen an Ort und Stelle innerhalb bestimmter Grenzen erzeugt wurde, verbrauchen, speichern und verkaufen sowie an Flexibilitäts- oder Energieeffizienzsystemen teilnehmen.

2.4 Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung (EU) 2019/943

Die Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung enthält detaillierte Regeln zur Funktionsweise des Elektrizitätsmarktes, Gebotszonen und Interkonnektoren, Engpassmanagement, Abruf von Erzeugungsanlagen und Redispatch, Netzentgelte, Kapazitätsmechanismen sowie Regeln zu den Verfahren betreffend Netzkodizes und Leitlinien. Anders als die Richtlinie ist die Verordnung unmittelbar anwendbar und bedarf keiner weiteren Umsetzung, Mitgliedstaaten dürfen jedoch detailliertere Regelungen erlassen. Die Elektrizitätsbinnenmarkt-VO hat mit 1.1.2020 Geltung erlangt.

Ziele der Verordnung sind die Stärkung der Stromgroßhandelsmärkte sowie die Erhöhung grenzüberschreitender Stromflüsse in der EU. Konkret soll durch die Verordnung eine Basis für die Erreichung der Ziele der Energieunion geschaffen werden, explizit angesprochen sind Effizienz,

höherer Anteil erneuerbarer Energien, Versorgungssicherheit, Flexibilität und Nachhaltigkeit, Dekarbonisierung und Innovation.

Für den Elektrizitätsbinnenmarkt werden in der VO folgende fünf Grundsätze postuliert:

- Marktwirtschaftliche Preisbildung nach Angebot und Nachfrage (ohne staatliche Eingriffe);
- Erleichterungen für die Entwicklung flexibler Erzeugung und flexibler Nachfrage;
- Keine Behinderung des grenzüberschreitenden Stromhandels;
- Sicherheit und Nachhaltigkeit;
- Recht der Marktteilnehmenden auf Netzzugang aufgrund objektiver, transparenter und nicht-diskriminierender Bestimmungen.

EU-Mitgliedstaaten, die ihre (stark) auf fossilen Brennstoffen basierende Stromerzeugung reduzieren wollen, sind von der Europäischen Kommission bei der Transformation zu einem nachhaltigen Energiesystem bestmöglich zu unterstützen, damit ein sozialverträglicher Übergang in strukturschwachen Regionen eingeleitet und die damit in Zusammenhang stehenden Herausforderungen bewältigt werden können.

Nachfolgend werden einige bedeutende, charakteristische Regelungen detaillierter angesprochen.

2.4.1 Bilanzkreisverantwortung (Balancing)

Grundsätzlich sind alle Marktteilnehmenden für die Abweichungen verantwortlich, die sie verursachen. Diese Verantwortung ist entweder selbst wahrzunehmen oder kann vertraglich übertragen werden. Mitgliedstaaten können für Demonstrationsvorhaben oder Erzeugungsanlagen auf Grundlage erneuerbarer Energien unterhalb 400 kW (ab 1.1.2026 unterhalb 200 MW) und Bestandsanlagen (Inbetriebnahme vor 1.1.2020) Ausnahmen anordnen.

Betreffend die Organisation der Ausgleichsenergiemärkte ist zu gewährleisten, dass alle Marktteilnehmenden, auch die Erzeuger von Strom aus erneuerbaren Energien, diskriminierungsfrei teilnehmen können. Die Teilnahme ist auch durch die Zusammenfassung von Marktteilnehmenden möglich. Die Preisbildung für Ausgleichsenergie soll nicht durch einen Vertrag vorbestimmt sein, sondern marktbasierend erfolgen.

Weiters enthalten sind Bestimmungen zur Organisation von Day-ahead-Märkten und Intra-day-Märkten, die ebenfalls eine diskriminierungsfreie Teilnahme, eine marktbasierende Preisbildung, die den Echtzeitwert der Energie abbilden, sowie Vorgaben zur Betriebssicherheit vorsehen.

2.4.2 Dispatching

Während in der Vergangenheit die Erneuerbare-Energien-Richtlinie (Art 16) einen Vorrang für erneuerbare Energien vorgesehen hatte, werden Dispatching und Redispatching in der Elektrizitätsbinnenmarkt-VO wie folgt geregelt:

Der Abruf von Erzeugungsanlagen und Demand-response-Anlagen ("Dispatching") erfolgt nach dem Grundsatz des marktbasierten Abrufs von Erzeugungsanlagen. Ein "Priority Dispatch" (Kraftwerksabruf unabhängig von der wirtschaftlichen Reihung der Gebote), der immer unter dem Vorbehalt der Betriebssicherheit der Netze steht, ist nur mehr zulässig für:

- kleine EE-Anlagen (unter 400 kW; ab 2026 unter 200 kW)
- Demonstrationsanlagen
- EE-Bestandsanlagen
- Für die Mitgliedstaaten optional auch für KWK-Anlagen

Details:

Das Dispatching hat grundsätzlich marktbasierend zu erfolgen. Mitgliedstaaten haben sicherzustellen, dass Netzbetreiber den Stromerzeugern, die erneuerbare Energien nutzen, für Anlagen unterhalb 400 kW (ab 2026 200 kW) sowie Demonstrationsprojekten Vorrang einräumen ("priority dispatch"). Von dieser Vorrangmöglichkeit können Mitgliedstaaten absehen, wenn sie nachweisen, dass die Strommärkte funktionieren, für alle Teilnehmer uneingeschränkt zugänglich sind, klare und transparente Regeln bezüglich Engpassmanagement vorliegen und die Mitgliedstaaten bezüglich EE-Zielerreichung gewisse Vorgaben erreichen.

Bestandsanlagen (Inbetriebnahme vor 1.1.2020), die bisher in den Genuss eines "priority dispatch" kamen, werden weiterhin einem Vorrang unterliegen, diesen jedoch im Falle einer wesentlichen Änderung verlieren. Der "priority dispatch" darf nicht den sicheren Betrieb des Systems gefährden oder als Rechtfertigung für Einschränkungen bei grenzüberschreitenden Kapazitäten dienen.

2.4.3 Redispatching

Unter Redispatching versteht man alle durch Netzbetreiber zur Erhaltung der Betriebssicherheit ergriffenen Maßnahmen, durch die das Erzeugungs- oder Lastmuster verändert wird, inklusive Einspeisebeschränkungen ("curtailment").

Das Engpassmanagement im Rahmen des Redispatching erfolgt grundsätzlich diskriminierungsfrei und marktbasierend. Subsidiär sind unter gewissen Voraussetzungen jedoch auch nicht-marktbasierte Maßnahmen zulässig, die jedoch zu entgelten sind. So ist ein nicht-marktbasierter Redispatch nur zulässig, soweit ein marktbasierter Redispatch nicht zum Erfolg führt oder bei Gefahr strategischen Bietens im Fall struktureller Netzengpässe. Bei nicht-marktbasierten Redispatch-Maßnahmen liegt die Höhe der Entschädigung bei den zusätzlichen Betriebskosten oder den entgangenen Nettoeinnahmen des Stromverkaufs am Day-ahead-Markt (inklusive entgangener Förderung).

Bei der Abschaltreihenfolge sind EE-Anlagen nachrangig abzuschalten. Es gibt Ausnahmen bei strukturellen Engpässen.

2.4.4 Gebotszonen

Gebotszonen sollen so gestaltet sein, dass sie keine strukturellen Engpässe aufweisen. Ausnahmen sind nur zeitlich begrenzt möglich. Der Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (European Network of Transmission System Operators for Electricity, ENTSO-E) hat dazu alle drei Jahre zu berichten. Werden hier strukturelle Engpässe festgestellt, haben die betroffenen Mitgliedstaaten entweder Aktionspläne zur Behebung des Engpasses zu erstellen oder eine Änderung des Gebotszonenzuschnitts vorzunehmen. Der Aktionsplan muss dazu führen, dass bis Ende 2025 ein Mindestanteil grenzüberschreitender Übertragungskapazität von 70% der jeweiligen Verbindungsleitungskapazität erreicht wird. Wird dies nicht erreicht, entscheiden die betroffenen Mitgliedstaaten einstimmig über die Beibehaltung des Gebotszonenzuschnitts. Gibt es hier keine Einigung, kann die Kommission über den Gebotszonenzuschnitt entscheiden.

2.4.5 Kapazitätsmechanismen

Die EU-Mitgliedstaaten können (die Bereitstellung von) Kraftwerkskapazität zur Sicherstellung einer ausreichenden Stromversorgung durch "Kapazitätsmechanismen" fördern. Unter "Kapazitätsmechanismus" wird eine vorübergehende Maßnahme zur Erreichung des notwendigen Maßes an Angemessenheit der Ressourcen, in deren Rahmen die Ressourcen für ihre Verfügbarkeit vergütet werden, verstanden (ausgenommen Systemdienstleistungen betreffende Maßnahmen oder Engpassmanagement).

Die Verordnung enthält umfassende Vorgaben für Kapazitätsmechanismen, die nur unter folgenden Voraussetzungen zulässig sind:

- bei Feststellung eines Bedarfs im Zuge eines "European Resource Adequacy Assessments (ERAA)";
- Einbeziehung der Nachbarländer und
- Berücksichtigung des Beihilfenrechts.

Kapazitätsmechanismen müssen allen Ressourcen, die die erforderliche technische Leistung erbringen können, offenstehen, einschließlich Energiespeicherung und Laststeuerung.

Um die ökologische Transformation anzureizen, wird ein CO₂-Emissionsstandard eingeführt, der vorsieht, dass Kraftwerke mit einer CO₂-Emissionsintensität von über 550 g CO₂/kWh, die nach Inkrafttreten dieser Verordnung mit der kommerziellen Stromproduktion begonnen haben, von Kompensationszahlungen aus einem Kapazitätsmechanismus ausgeschlossen sind. Kraftwerke mit einer CO₂-Emissionsintensität von über 550 g CO₂/kWh und einem durchschnittlichen jährlichen CO₂-Ausstoß von mehr als 350 kg dürfen spätestens ab dem 1. Juni 2025 nicht mehr an einem Kapazitätsmechanismus teilnehmen. Bestehende und beihilferechtlich genehmigte Kapazitätsmechanismen werden ab Ende 2019 von diesen neuen Regelungen erfasst. Die Mitgliedstaaten trifft eine Pflicht zur Anpassung, es gibt jedoch einen Vertrauensschutz für bis dahin erteilte Genehmigungen.

2.4.6 Netzkodizes und Leitlinien

Die Europäische Kommission erlässt Durchführungsrechtsakte zur Festlegung von Netzkodizes. So wird alle drei Jahre nach Anhörung von der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (Agency for the Cooperation of Energy Regulators, ACER) und ENTSO-E eine Prioritätenliste mit Regulierungsbereichen, in denen Netzkodizes erlassen werden sollen, erstellt.

2.5 Risikovorsorge-Verordnung (EU) 2019/941

Selbst wenn die Märkte und Systeme gut funktionieren, kann das Risiko einer Stromkrise aufgrund verschiedener Umstände (z. B. extreme Wetterbedingungen, böswillige Angriffe einschließlich Cyberangriffe, Brennstoffmangel) nicht ausgeschlossen werden. Da die Elektrizitätssysteme integriert sind, wirken sich Krisensituationen häufig grenzüberschreitend aus. Einige Umstände (z. B. eine länger anhaltende Kältewelle oder eine Hitzewelle) können mehrere Mitgliedstaaten gleichzeitig betreffen, und selbst Vorfälle, die lokal beginnen, können sich schnell über die Grenzen hinweg ausbreiten.

Nationale Vorschriften und Praktiken konzentrieren sich in der Regel nur auf den nationalen Kontext und lassen außer Acht, was grenzüberschreitend geschieht. Darüber hinaus ist der Informationsaustausch und die Transparenz bei den Vorbereitungen und der Bewältigung von Stromkrisen in den Mitgliedstaaten sehr begrenzt. Wenn die Mitgliedstaaten beispielsweise erkennen, dass ihre Stromnetze in den kommenden Monaten ernsthaft unter Druck geraten könnten, ergreifen sie häufig Maßnahmen in Zusammenarbeit mit ihren Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB), ohne die anderen systematisch zu informieren.

Zweck der Verordnung (EU) 2019/941 ist es, diese Regulierungslücke zu schließen. Der bis zu deren Inkrafttreten gültige europäische Rechtsrahmen (Richtlinien 2005/89/EG und 2009/72/EG) legte nur allgemeine Ziele für die Versorgungssicherheit fest und überließ es den Mitgliedstaaten zu entscheiden, wie sie diese erreichen wollen. Insbesondere erlaubten diese Vorschriften den Mitgliedstaaten zwar, in Krisensituationen Schutzmaßnahmen zu ergreifen, sie legten aber nicht fest, wie sich die Mitgliedstaaten auf solche Situationen vorbereiten und sie bewältigen sollen. Da dieser Regulierungsrahmen immer weniger die Realität eines vernetzten Strommarktes mit einer erhöhten Wahrscheinlichkeit von Krisensituationen, die mehrere Mitgliedstaaten gleichzeitig betreffen, widerspiegelt hat, wurde eine Reform unausweichlich.

In der Verordnung (EU) 2019/941 sind nunmehr Bestimmungen über die Risikovorsorge im Elektrizitätssektor festgelegt, mit denen sichergestellt werden soll, dass die Mitgliedstaaten bei der Vorsorge für Stromversorgungskrisen sowie bei deren Prävention und Bewältigung zusammenarbeiten und die Anforderungen eines wettbewerbsorientierten Elektrizitätsbinnenmarktes in vollem Umfang berücksichtigen.

3 Änderungen vorschläge im Rahmen des "Fit for 55"-Pakets und die Toolbox gegen steigende Energiepreise

Im vorangegangenen Kapitel wurden die Eckpunkte des geltenden energiepolitischen Rahmens der EU beschrieben. Im Folgenden soll die derzeitige Diskussion zur Überarbeitung des rechtlichen Rahmens in Hinblick auf die aktuellen Herausforderungen der Energie- und Klimapolitik zusammengefasst werden.

3.1 "Fit for 55"-Paket

Im Juli 2021 präsentierte die Europäische Kommission einen Vorschlag zur Anpassung des regulatorischen Rahmens, der dem gestiegenen Ambitionsniveau der Europäischen Klimapolitik Rechnung tragen soll. Um das Ziel einer Treibhausgasreduktion von 55% im Jahr 2030 gegenüber dem Basisjahr 1990 zu erreichen, wurde im "Fit-for-55"-Paket u.a. vorgeschlagen, das bestehende Emissionshandelssystem zu reformieren und ein neues, separates Emissionshandelssystem für Gebäude und Verkehr einzuführen, sowie die Treibhausgasstandards für Fahrzeuge zu verschärfen (Abbildung 1).

Abbildung 1. Das "Fit for 55"-Paket im Überblick

Bepreisung	Zielvorgaben	Vorschriften
<ul style="list-style-type: none"> Aktualisierung der Emissionshandelsrichtlinie <ul style="list-style-type: none"> Verschärfung des Emissionshandels, auch im Luftverkehr Ausweitung des Emissionshandels auf den See- und den Straßenverkehr sowie auf Gebäude Aktualisierung der Energiebesteuerungsrichtlinie Verordnung über ein neues CO₂-Grenzausgleichssystem 	<ul style="list-style-type: none"> Aktualisierung der Lastenteilungsverordnung Aktualisierung der Verordnung über Landnutzung, Forstwirtschaft und Landwirtschaft Aktualisierung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie Aktualisierung der Energieeffizienzrichtlinie 	<ul style="list-style-type: none"> Aktualisierung der Verordnung über CO₂-Emissionsnormen für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge Verordnung über neue Infrastruktur für alternative Kraftstoffe „ReFuelEU“: Verordnung über nachhaltigere Flugkraftstoffe „FuelEU“: Verordnung über umweltfreundlichere Schiffskraftstoffe
Unterstützungsmaßnahmen		
<ul style="list-style-type: none"> Nutzung von Einnahmen und der Regulierung zur Förderung von Innovation und Solidarität und zur Abfederung der Auswirkungen auf vulnerable Bevölkerungsgruppen, insbesondere durch den neuen Klima-Sozialfonds und den erweiterten Modernisierungs- und Innovationsfonds 		

Q: Angepasst von COM (2021) 550.

In Hinblick auf die Stromerzeugung sind v.a. die Reform der Erneuerbaren-Richtlinie (COM(2021) 557 final, Abschnitt 2.1) sowie der Energieeffizienzrichtlinie (COM(2021) 558 final, Abschnitt 2.2) relevant, zusätzlich soll die fossile Stromerzeugung durch die erwarteten höheren Zertifikatspreise durch die Reform des EU Emissionshandelssystems an Attraktivität verlieren und die

Elektrifizierung durch die Festlegung des geringsten Mindeststeuersatzes⁵ für Elektrizität gefördert werden.

Im Bereich der erneuerbaren Energieträger soll der EU-Zielwert für 2030 von 32% auf 40% erhöht werden. Während der Richtlinienvorschlag ein weiteres neues Teilziel für die Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien in der Industrie enthält, ist weiterhin kein Teilziel für die Stromerzeugung vorgesehen. Es wird jedoch festgehalten, dass die Mitgliedstaaten einen Rahmen schaffen sollen, der sicherstellt, dass bei erneuerbarer Elektrizität ein Wert erreicht wird, der mit dem nationalen Beitrag des Mitgliedstaates für die Erreichung des Erneuerbaren Ziels in Einklang steht. In diesem Zusammenhang soll der zusätzliche Bedarf an erneuerbarem Strom für den Verkehrssektor, die Industrie, den Gebäudesektor sowie für die Wärme- und Kälteversorgung und für die Erzeugung von erneuerbaren Brennstoffen nicht biogenen Ursprungs berücksichtigt werden.

Zudem soll die Nutzung erneuerbarer Elektrizität im Transportsektor durch die Einführung eines Gutschriftenmechanismus incentiviert werden: Marktteilnehmende, die erneuerbare Elektrizität über öffentliche Ladepunkte für Elektrofahrzeuge bereitstellen, erhalten Gutschriften (Credits). Diese können an Treibstoffhersteller bzw. -lieferanten verkauft werden, die der Vorgabe einer Verringerung der Treibhausgasintensität ihrer Kraftstoffe um mindestens 13% bis zum Jahr 2030 gegenüber dem aktuellen Mix unterliegen. Auch die Systemintegration erneuerbarer Elektrizität soll verbessert werden (z.B. durch echtzeitnahe Informationen über den Anteil erneuerbarer Elektrizität und den Gehalt an Treibhausgasemissionen oder über grundlegende Batteriemanagementsysteminformationen). Schließlich sollen die rechtlichen und administrativen Hindernisse für langfristige Verträge über den Bezug von erneuerbarem Strom in den Mitgliedstaaten bewertet und die Verbreitung derartiger Verträge gefördert werden.

Der Reformvorschlag der Energieeffizienzrichtlinie sieht vor, dass das 2030-Ziel für die Reduktion des End- bzw. Primärenergieverbrauchs auf 36% bzw. 39%⁶ erhöht wird. Mitgliedstaaten sollen zwischen 2024 und 2030 jährlich 1,5% des durchschnittlichen Endenergieverbrauchs der Periode 2017 bis 2019 einsparen (früher 0,8%), öffentliche Einrichtungen sollen ihren Energieverbrauch ab Inkrafttreten der Richtlinie um 1,7% p.a. senken. Der Grundsatz "Energieeffizienz an erster Stelle" soll in der Richtlinie festgeschrieben werden. Mitgliedstaaten sollen demnach sicherstellen, dass Energieeffizienzlösungen bei Planungs-, Politik- und größeren Investitionsentscheidungen in allen Bereichen berücksichtigt werden, insbesondere auch bei der Netzplanung, der Netzentwicklung und der Entscheidungen über Investitionen in das Netz. Netzbetreiber sollen von den Mitgliedstaaten dazu verpflichtet werden, Netzverluste zu kartieren und kosteneffiziente Maßnahmen zur Verringerung von Netzverlusten umzusetzen. Darüber hinaus soll die Berücksichtigung sozialer Aspekte verstärkt werden. So sollen nachteilige Auswirkungen von Maßnahmen auf vulnerable Personen vermieden werden und

⁵ Der geringste Steuersatz darf von den Mitgliedstaaten sonst nur für innovative erneuerbare Energieträger verwendet werden.

⁶ Für das Jahr 2030 im Vergleich zum neuen Referenzszenario 2020.

Energieeffizienzmaßnahmen im Rahmen von Energieeffizienzverpflichtungssystemen oder alternativen strategischen Maßnahmen vorrangig bei von Energiearmut betroffenen Personen umgesetzt werden.

3.2 Toolbox gegen steigende Energiepreise

Bereits im Oktober 2021 waren die Energiepreise in der EU dreimal so hoch wie im Durchschnitt des Jahres 2019. Vor diesem Hintergrund schlug die Kommission eine Toolbox von Maßnahmen und Hilfestellungen gegen steigende Energiepreise vor (COM(2021) 660 final). Kurzfristige Maßnahmen betrafen dabei vor allem Maßnahmen zum Schutz der Verbraucherinnen und Verbraucher, wie z.B.:

- direkte Unterstützung von Verbraucherinnen und Verbrauchern, die von Energiearmut betroffen sind (z.B. durch Gutscheine oder Übernahme (von Teilen) der Energierechnung)⁷;
- befristete Reduktionen der Steuersätze für schutzbedürftige Bevölkerungsgruppen oder Reduktionen der Steuern und Abgaben für alle Energieverbraucher;
- Finanzierung von Förderung für erneuerbare Energien aus alternativen Quellen (anstelle von Abgaben auf Strompreise);
- Verhinderung von Netztrennungen; oder
- vorübergehende Zahlungsaufschiebungen.

Mittelfristige Maßnahmen, die den Elektrizitätssektor betreffen, inkludierten:

- die Entwicklung von Optionen für die Energiespeicherung als zentralen Beitrag zur Flexibilisierung;
- die Durchführung einer Analyse der Vor- und Nachteile der aktuellen Strommarktgestaltung durch die Regulierungsbehörde ACER; sowie
- die weitere Beschleunigung des Ausbaus erneuerbarer Energieträger sowie eine Erhöhung der Investitionen in Energieeffizienz sowie in Europäische Netze.

⁷ Z.B. auch unter Verwendung von Einnahmen aus dem EU ETS.

4 Diskussion

Der militärische Angriff Russlands auf die Ukraine Ende Februar 2022 und die in der Folge von der EU gegenüber Russland verhängten Wirtschaftssanktionen haben die Herausforderungen für die Transformation des europäischen Energiesystems sowohl in der zeitlichen als auch in der sachlichen Dimension (weiter) schlagartig vergrößert. Kriegsbedingt kam es im Frühjahr 2022 zu einer ungefähren Verfünffachung des Gaspreises im Vergleich zum Jahr 2019. Dazu kommen noch derzeit weitgehend ungewisse Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit.

Vor diesem Hintergrund hat die Kommission im Rahmen des "REPowerEU"-Vorschlags (COM(2022) 108 final) im Mai 2022 Optionen für einen beschleunigten Ausstieg aus (russischem) Erdgas entwickelt, das bisher als eine zentrale Brückentechnologie zur Erreichung der Klimaziele angesehen wurde. Neben einer stärkeren geographischen Diversifizierung der Gasversorgung sind insbesondere die Elektrifizierung und gleichzeitige, raschere Substitution von fossilen Brennstoffen durch erneuerbare Energieträger (v.a. Wind- und Solarenergie) sowie Wärmepumpen, aber auch die weitere Erhöhung der Energieeffizienz zentrale Säulen des Vorschlags.

Die Preisbildung für Elektrizität erfolgt nach dem sogenannten Merit Order (MO) Prinzip. Als MO wird die Einsatzreihenfolge von Kraftwerken bezeichnet. Diese wird durch die Grenzkosten der Stromerzeugung bestimmt. Beginnend mit den niedrigsten Grenzkosten werden so lange Kraftwerke mit höheren Grenzkosten zugeschaltet, bis die Nachfrage gedeckt ist. An der Strombörse bestimmt das letzte Gebot, das einen Zuschlag erhält, den Strompreis. Der Preis für elektrische Energie wird demnach durch das jeweils teuerste Kraftwerk bestimmt, das gerade noch benötigt wird, um die Stromnachfrage zu decken ("Grenzkraftwerk").

Unter "Normalbedingungen" (ohne Angebotsrestriktion) führt der MO-Effekt zu einer Verdrängung von Kraftwerken mit hohen Grenzkosten durch Kraftwerke mit geringeren Grenzkosten. So geht bspw. bei einer hohen Einspeisung von Wind- und Solarstrom die Restlast zurück und das dann aktive Grenzkraftwerk bestimmt den Marktpreis. Dadurch, dass nur die Residualmenge vom (zumeist thermischen) "Grenzkraftwerk" geliefert wird, sinken die Gesamtkosten, wenn die Menge der eingespeisten Energie aus erneuerbaren Quellen steigt. Was für "normale" Marktbedingungen entworfen wurde und unter diesen gut funktioniert (hat), stößt aktuell an seine Grenzen und wird bei (durch exogene Schocks verursachten) Marktverzerrungen zu einem zunehmend dysfunktionalen Allokationsmechanismus⁸.

Durch die Energiewende in Deutschland wurden Atomkraftwerke vom (deutschen) Stromnetz genommen, ohne dass vorher die notwendigen Kapazitäten an erneuerbaren Energieträgern ausgebaut wurden. Das hat zu einer höheren Nachfrage nach (Strom aus) Gaskraftwerken geführt, indem immer teurere Anlagen zur Stromerzeugung nachgefragt wurden. Das MO-Prinzip brachte deshalb deutliche Preissteigerungen mit sich. Die Profitierenden waren manche

⁸ https://extranet.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER's%20Final%20Assessment%20of%20the%20EU%20Wholesale%20Electricity%20Market%20Design.pdf

Erzeuger von erneuerbarer Elektrizität, deren Wettbewerbsfähigkeit und Gewinne bei deutlich höheren Preisen und konstanten Kosten substantiell angestiegen sind.

Durch den starken Anstieg des Gaspreises in Folge des Ukrainekrieges wurde die Stromerzeugung durch die als Grenzkraftwerke agierenden Gaskraftwerke empfindlich teurer. Die Kombination beider Effekte – Merit Order plus Gaspreisanstieg – ließ die Strompreise richtiggehend "explodieren".

In einem Umfeld, das durch Marktversagen gekennzeichnet ist, werden marktbasierende Allokationsmechanismen dysfunktional. Ein Überdenken des Preisbildungsmechanismus erscheint deshalb dringend geboten. Als eine mögliche Alternative böte sich ein kapazitätsorientiertes MO-Prinzip an. Bei dieser MO-Variante ergäbe sich der Preis als Summe der mit den erzeugten Mengen gewichteten Kosten der Erzeugung aller Stromerzeuger. Durch dieses (partielle) Abgehen vom "reinen" MO-Prinzip würde nicht mehr die letzte erzeugte Kilowattstunde den Strompreis für die gesamte erzeugte Menge allein bestimmen, sondern nur im Ausmaß ihres Anteils an der gesamten Ausbringungsmenge. Eine entsprechende Kompensation für ggf. auftretende Verluste wäre vorzusehen.

Die Mitgliedstaaten machten bereits vor Ausbruch der kriegerischen Auseinandersetzungen in der Ukraine Gebrauch von (einzelnen) Maßnahmen der Toolbox gegen steigende Energiepreise, so wurde z.B. auch in Österreich die Förderung von erneuerbarer Elektrizität durch den Ökostrom-Förderbeitrag für das Jahr 2022 ausgesetzt. Darüber hinaus wurden auch Energiegutscheine ausgegeben. In Hinblick auf die weiter steigenden Elektrizitätspreise nehmen die Diskussionen über Optionen zur Dämpfung zusätzlicher Belastungen (insbesondere für vulnerable Bevölkerungsgruppen) zu⁹. Neben den im Toolkit vorgeschlagenen Maßnahmen wie Stromgutscheinen und Abgabensenkungen wären auch progressive Tarifgestaltungen denkbar. Dabei könnte einerseits die Umsatzsteuer gemäß Mehrwertsteuer-Systemrichtlinie (Richtlinie 2006/112/EG) auf das europarechtlich zulässige Minimum von 5% abgesenkt werden und andererseits ein Grundbedarf an Elektrizität¹⁰, mit stark reduzierter Energieabgabe bereitgestellt werden. Würde Strom auch für die Heizung der Wohnung mittels Wärmepumpe oder für die Warmwasseraufbereitung eingesetzt, könnte ein gesonderter (virtueller) Stromzähler¹¹ die Verrechnung eines geringeren Tarifs für die Wärmebereitstellung sicherstellen¹². Um die soziale Treffsicherheit zu gewährleisten und sicherzustellen, dass ein Anreiz für die effiziente Nutzung von Elektrizität generiert wird, könnte die Energieabgabe nach Abdeckung des Grundbedarfs mit zunehmendem Verbrauch sehr stark ansteigen.

⁹ <https://www.bruegel.org/publications/datasets/national-policies-to-shield-consumers-from-rising-energy-prices/>

¹⁰ Dieser steuerbegünstigte Grundbedarf könnte sich am durchschnittlichen Elektrizitätsverbrauch eines Haushalts im zweiten Einkommensquintil (3.200 kWh) orientieren.

¹¹ Ein vergleichbares System war mit der Unterscheidung in "Tagstrom" (Normalpreis) und "Nachtstrom" (begünstigt) bereits in bewährter Weise in der Vergangenheit implementiert. Durch die Digitalisierung der Stromzähler ("Smart Meter") ließe sich das technisch vgl. einfach umsetzen.

¹² Für andere Systeme zur Heiz- und Warmwasseraufbereitung wären vergleichbare Entlastungsmaßnahmen zu entwickeln.

Eine andere Option wäre die Einführung eines befristeten Strompreisdeckels, wie er aktuell in Spanien und Portugal beschlossen wurde. Gegenüber einer progressiven Besteuerung würde ein derartiges Instrument aber weder gezielt einkommensschwache Haushalte entlasten noch Energieeffizienzmaßnahmen anreizen.

Als Maßnahme zur Dämpfung der Energiekosten für (einkommensschwache) Haushalte bieten sich aber auch automatisierte Gutschriften auf die Energierechnung als bürokratiearme Alternative zu analogen Gutscheinen an. Jedem Energieverbraucher ist ein individueller Zählpunkt zugewiesen. Über diese eindeutige Zählpunktnummer schreibt der Energieversorger dem Stromkunden eine von der öffentlichen Hand festgelegte Anzahl an Kilowattstunden auf der Jahresrechnung gut. Während der gesamte Energieverbrauch nach wie vor auf der Rechnung ausgewiesen wird, ist vom Kunden nur der über die Gutschrift hinausgehende Residualverbrauch zu bezahlen. Die Höhe der Gutschrift sollte sich am durchschnittlichen Verbrauch eines Haushaltes orientieren, wobei zwischen unterschiedlichen Nutzungsarten (Heizung über Wärmepumpe, Warmwasseraufbereitung, Rest) zu differenzieren wäre. Bei einer Verfünffachung des Strompreises würde eine Vergütung in der Höhe von 80% die Stromrechnung konstant zum status quo ante Preiserhöhung belassen. Eine auf 60% reduzierte Vergütung begrenzt die Stromrechnung auf das Doppelte des Ausgangsniveaus.¹³

Über eine degressive Ausgestaltung der Vergütung könnte darüber hinaus der Anpassungsprozess gedämpft werden, weil die Verbraucher den Übergang zu erneuerbaren Energieträgern über einen längeren Zeitraum vollziehen können. Wer schneller umsteigt als das im Anpassungspfad vorgegeben ist, könnte durch einen zusätzlichen Bonus belohnt werden.

Der Vorteil dieser Variante liegt in dem (im Vergleich zu einem analogen Energiegutschein) niedrigeren Verwaltungsaufwand, da alle Prozesse automatisiert im Hintergrund beim Energieversorgungsunternehmen ohne Intervention seitens der Stromkunden ablaufen können. Dadurch lässt sich die Maßnahme schnell einführen und auch schnell wieder rückgängig machen. Jedenfalls muss die Maßnahme zeitlich befristet werden und mit der Dauer der Ausnahmesituation an den Strommärkten begrenzt bleiben.

Die Finanzierung der Maßnahme könnte durch eine dafür zweckgewidmete Abschöpfung der *windfall profits* der Energieunternehmen erfolgen, sodass im Endeffekt die Belastung der Haushalte durch die Umleitung der Übergewinne der Unternehmen gedämpft wird. Sollte die Abschöpfung der *windfall profits* nicht ausreichen, könnten zusätzlich die Einnahmen aus dem Europäische Emissionshandelssystem dafür zweckgewidmet werden¹⁴. Damit wäre der Selbstfinanzierungsgrad der Maßnahme aus dem Energiesektor heraus möglichst hoch. Erst wenn beide Finanzierungsquellen erschöpft sind, wäre subsidiär eine Bedeckung aus Budgetmitteln notwendig.

¹³ Das tatsächlich gewählte Vergütungsniveau ist die (indirekte) Antwort der Politik auf die Frage, welche Preissteigerungen der Bevölkerung als "gerade noch erträglich" zugemutet werden.

¹⁴ Alternativ könnten die Einnahmen auch für den Ausbau erneuerbarer Elektrizität zweckgewidmet werden.

Eine weitere Option zur Entlastung wäre die Unterstützung von besonders vulnerablen Gruppen beim Tausch alter, energieineffizienter Haushaltsgroßgeräte (Waschmaschine, Wäschetrockner, Kühlschrank, etc.). Im Rahmen ihrer Verpflichtungen aus der Energieeffizienzrichtlinie (bzw. des noch zu beschließenden ausführenden Energieeffizienzgesetz in Österreich) sollten Energieversorger dazu verpflichtet werden, Einsparungen im Haushaltsbereich ausschließlich durch Energieeffizienzmaßnahmen bei besonders vulnerablen Gruppen durchzuführen (z.B. der Gruppe der GIS-Befreiten). Die Bezuschussung für den Gerätetausch sollte nach sozialer Bedürftigkeit gestaffelt bis zu 100% der Anschaffungskosten betragen.

Ein weiteres Element zur Entlastung einkommensschwacher Haushalte würde ein verpflichtender Ausbau von PV-Anlagen auf allen geeigneten Gebäuden des sozialen Wohnbaus durch die öffentlichen Eigentümer darstellen. Die aus diesen PV-Anlagen erzeugte Elektrizität bzw. die Erlöse aus deren Vermarktung wären den Bewohnerinnen und Bewohnern zur Verfügung zu stellen bzw. gutzuschreiben. Zusätzlich könnten auch Genossenschaftsmodelle forciert werden, bei denen PV-Anlagen auf Dächern einkommensschwacher Haushalte, die sich über die Bereitstellung der Dachflächen an der genossenschaftlichen Erzeugung beteiligen würden, während andere Haushalte sich über die Finanzierung der PV-Anlage einbringen würden, installiert werden.

Der Ausbau erneuerbarer Elektrizität spielt sowohl in Hinblick auf die Erreichung der Klimaziele als auch in Hinblick auf die Erhöhung der Versorgungssicherheit – Verfügbarkeit von Energie sowie Schutz vor unvorhergesehenen Preiserhöhungen – eine zentrale Rolle. Es ist daher zu überlegen, die Förderung erneuerbarer Elektrizität im Rahmen der Erneuerbaren-Richtlinie sowie durch die Erhöhung der Kosten der fossilen Stromerzeugung durch das Europäische Emissionshandelssystem (EU ETS) durch verbindliche Ziele für den Ausbau erneuerbarer Elektrizität auf Mitgliedsstaatenebene zu ergänzen.