

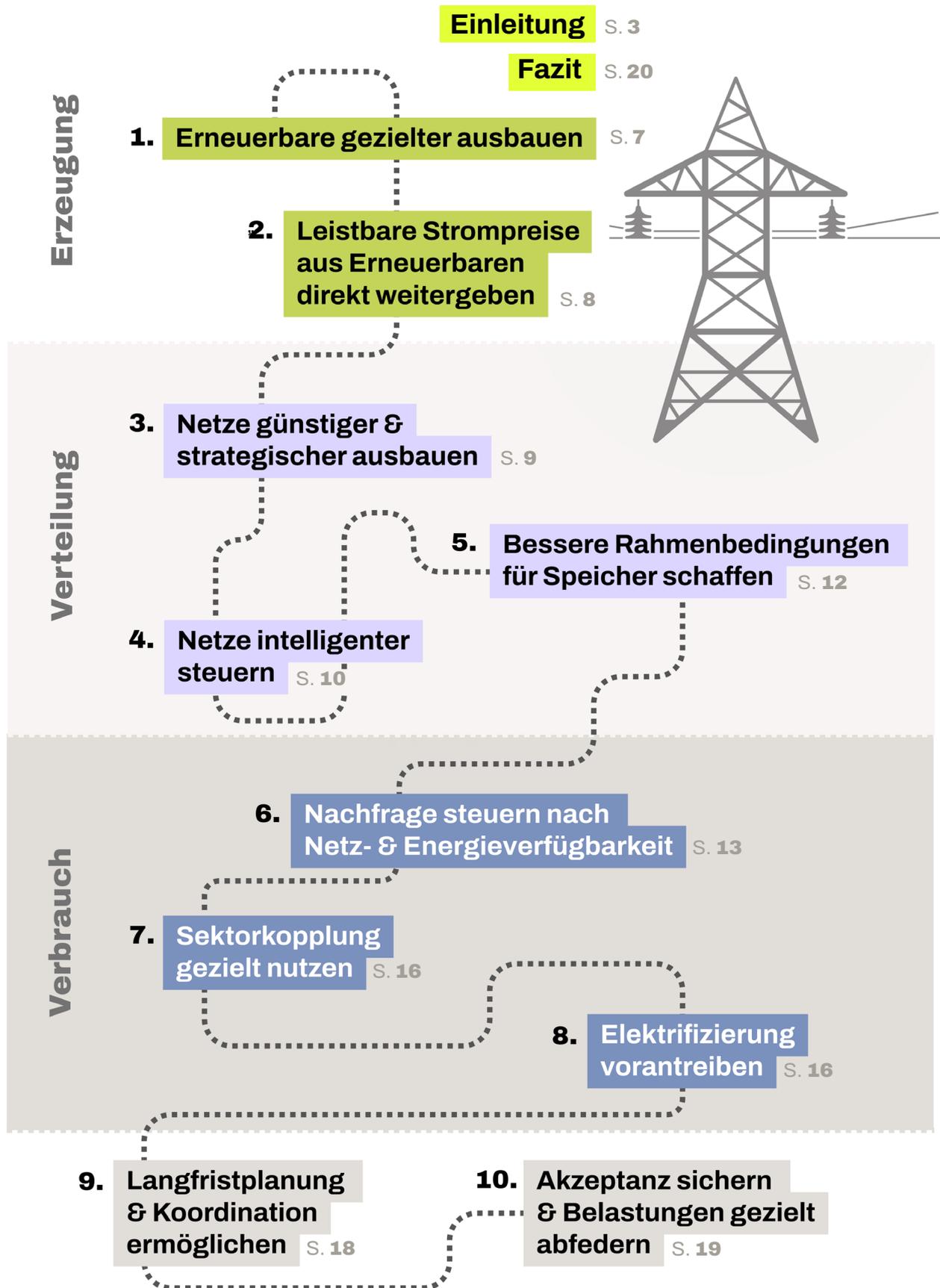
[KON]KLUSIO

Zehn Schritte zur **Energiefreiheit:**

SO GEHT DER EFFIZIENTE UND LEISTBARE
UMSTIEG AUF SAUBERE ENERGIE



10 Schritte zur Energiefreiheit



Einleitung

Hohe Energie- und Netzkosten setzen Unternehmen und Haushalte unter Druck. Trotz des signifikanten Ausbaus erneuerbarer Energien in den vergangenen Jahren scheint sich Österreichs Lage am Energiemarkt bisher kaum verbessert zu haben. Waren die Versprechen sinkender Kosten durch die Energiewende also falsch? Nein, aber möglicherweise zu vereinfacht. Der notwendige Umbau des Energiesystems führt zunächst zu höheren Kosten, bevor die langfristigen Vorteile wirksam werden. Zwar lässt sich der Kostendruck teilweise abmildern, doch eine nachhaltige Entlastung wird erst möglich, wenn Stromerzeugung, Netze, Verbrauchsverhalten und rechtliche Rahmenbedingungen grundlegend auf ein zukunftsfähiges Energiesystem ausgerichtet sind. Wie der Übergang verläuft, hängt von den richtigen politischen Weichenstellungen ab. Diese Analyse beschreibt zehn Hebel mit jeweils zentralen Maßnahmen, um die Energiewende effizient und leistbar zu gestalten.

Die vorliegende Analyse fokussiert bewusst auf das Stromsystem. Der Stromsektor macht zwar momentan nur rund ein Viertel des österreichischen Energieverbrauchs aus, steht jedoch im Zentrum der Energiewende. Denn durch die Energiewende werden Heizen, Mobilität und die Industrie elektrifiziert und Strom damit zunehmend zur zentralen Energieform.

Neben langfristig sinkenden Preisen und einer geringeren klimaschädlichen Wirkung eröffnet der Ausbau erneuerbarer Energien und die Elektrifizierung auch bedeutende wirtschaftliche und sicherheitspolitische Chancen. Der Umstieg von fossilen Verbrennungsprozessen auf erneuerbaren Strom verringert den Importbedarf von Öl, Kohle und Gas. Dadurch sinkt Österreichs Abhängigkeit von volatilen Weltmärkten und geopolitischen Risiken und es werden jährlich erhebliche Kosten eingespart: 2024 betrug das Handelsbilanzdefizit fossiler Energieträger rund 10 Milliarden Euro (Wirtschaftskammer Österreich, 2025). Zudem sind erneuerbare Energien resilient gegen externe Preisschocks: Anfängliche Investitionskosten werden durch kostenfreie Nutzung von Wind, Wasser und Sonne belohnt, während Preise von Gas und Öl starken und unvorhersehbaren Schwankungen unterliegen. Dadurch machen sie Wirtschaft und Arbeitsmarkt durch-

gehend vulnerabel und treiben Energiepreise und damit die Inflation vor allem in Krisenzeiten in die Höhe (Lichtenberger & Stehrer, 2024; Reiningner, & Virokannas, 2024). Die Elektrifizierung von Industrie, Mobilitäts- und Gebäudesektor führt zusätzlich zu einer Effizienzsteigerung. Bei der Nutzung von fossilen Energieträgern geht ein Großteil der Energie durch Verbrennungsprozesse verloren und kann nicht verwertet werden, während bei der Erzeugung von Strom durch Erneuerbare kaum Energie verloren geht (Forman et al., 2016). Die generelle Notwendigkeit der Ökologisierung sowie den wirtschaftlichen Mehrwert hat KONTEXT in [\[KON\]KLUSIO 3/2024](#) „Die nächste industrielle Revolution – Ökologisierung als Chance für Europa nutzen“ analysiert (Pixier & Maringer, 2024).

Aktuelle politische Weichenstellungen rücken auch den notwendigen Netzausbau und die Flexibilisierung in den Fokus. Anfang 2025 hat die Bundesregierung angekündigt, das lange erwartete Elektrizitätswirtschaftsgesetz (EIWG) und das Erneuerbaren-Ausbau-Beschleunigungsgesetz (EABG) noch im Sommer zu beschließen. Auch die Europäische Union hat im Februar 2025 mit einem Aktionsplan für leistbare Energie und dem Clean Industrial Deal das Stromsystem ins Zentrum gerückt.

Die Wärmewende, einschließlich der Dekarbonisierung der Fernwärme und der Stilllegung von Gasnetzen, spielt ebenfalls eine wichtige Rolle. In vielen Städten wird der Ausbau erneuerbarer Fern- und Nahwärme vorangetrieben – etwa mit Großwärmepumpen, Biomasse oder Abwärme. Aber auch die Zunahme von Wärmepumpen für Einzelhaushalte machen die umfassende Gasnetzinfrastruktur obsolet und teuer. Die Möglichkeit zur Stilllegung der Gasverteilnetze ist deshalb durch die Gas-Binnenmarkt-Richtlinie (EU 2024/1788) rechtlich verankert: Verteilnetzbetreiber:innen müssen sich demnach abstimmen und gemeinsame Pläne für den geordneten Rückbau vorlegen. Eine Novelle des Gaswirtschaftsgesetzes (GWG) soll regeln, wie diese Rückbaupflicht konkret umgesetzt wird, einschließlich der Frage, wie die dabei entstehenden Kosten verteilt werden. Die Stilllegung ist zentral für die Energiewende, weil sie den Heizungstausch planbar macht und Kosten senkt. Eine koordinierte Planung und Steuerung dieses Übergangs ist essenziell.

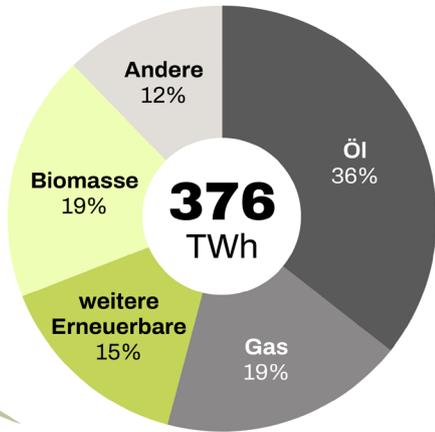


Die vorliegende Analyse soll einen Überblick schaffen, welche Maßnahmen es braucht, damit die Energiewende in Österreich möglichst leistbar und effizient gelingt. Wenn sowohl im Bereich Erzeugung, Verteilung und Verbrauch von Strom gezielte und wirkungsorientierte regulatorische Änderungen umgesetzt werden, sorgt die Energiewende nicht nur für mehr Versorgungssicherheit, sondern auch langfristig günstigere Energie.

Die Recherche für diese Analyse wurde neben umfassenden Literaturrecherchen durch Expert:innengespräche mit Vertreter:innen von APG, Anton Kittel Mühle, Arbeiterkammer Wien, Austrian Institute of Technology, E-Control, ener-vis energy advisors, Inercomp, Österreichische Energieagentur und Urban Innovation Vienna gestützt. Die Einschätzungen der Expert:innen sind in die Analyse eingeflossen, sie spiegelt jedoch nicht die Positionen der genannten Institutionen wider.

Österreichs Energiesystem

Erzeugung



| | CO ₂ ä /kWh | LCOE Cent/kWh | Intermittenz |
|-------------|------------------------|---------------|--------------|
| PV | 44 | 6 | hoch |
| Wind | 12 | 5 | hoch |
| Wasserkraft | 24 | 9* | mittel |
| Biomasse | 230 | 17* | niedrig |
| Erdgas | 490 | 7 / 17** | niedrig |
| Kohle | 820 | 12 | niedrig |

Anmerkung: Darstellung globaler Mittelwerte, teilweise große Schwankungsbreite innerhalb der Kraftwerks-Kategorien, Lifecycle CO₂ä/kWh, LCOE = Stromgestehungskosten **Gas-und-Dampf-Kombikraftwerk für Dauerbetrieb 7, Gas Spitzenlastkraftwerk, das schnell hochgefahren werden kann 17 // Quellen: IPCC, 2014; OurWorldinData, 2025; IRENA, 2024

Verteilung

Die 7 Stromnetzebenen

- 1 Höchstspannung
- 3 Hochspannung
- 5 Mittelspannung
- 7 Niederspannung

Anmerkung: Ebenen 2, 4 und 6 sind technische Umspannungsebenen

Behörde für die Netze: E- Control

| Strom | Gas |
|-----------------------------------|---|
| 1 Übertragungsnetzbetreiber (APG) | 3 Übertragungsnetzbetreiber (TAG, GCA, BOG) |
| 114 Verteilnetzbetreiber | 19 Verteilnetzbetreiber |

Das Stromnetz muss immer genau **50 Hertz** an Spannung haben, d.h. es muss genau die Menge an Strom ins Netz eingespeist werden, die gerade verbraucht wird. Dafür ist die APG verantwortlich.

Verbrauch



Haushalte
 25% des Stromverbrauchs
 41% der Netzkosten



Industrie
 43% des Stromverbrauchs
 21% der Netzkosten

Preissetzung

| Fernwärme | Strom | Gas |
|---|--|--|
| <ul style="list-style-type: none"> ■ Lokal reguliert ■ Preis abhängig von Erzeugungsmix | <ul style="list-style-type: none"> ■ Merit-Order: Billigste Kraftwerke zuerst, Preis richtet sich nach teuerstem benötigten Kraftwerk ■ Alternativ auch bilaterale Verträge | <ul style="list-style-type: none"> ■ Großteils bilaterale Verträge ■ Preis orientiert sich in der Regel an der Börse |

| | Hebel | Maßnahmen |
|--------------|--|--|
| Erzeugung | 1. Erneuerbare gezielter ausbauen | <ul style="list-style-type: none"> Höhere Förderungen bei netzdienlicher Lage und Technologiekombinationen Bessere Ausweisung von Netzkapazitäten |
| | 2. Leistbare Strompreise aus Erneuerbaren direkt weitergeben | <ul style="list-style-type: none"> Garantien für Direktstromverträge (Power Purchase Agreements) Regulatorische Hürden für industrielle Eigenstromproduktion senken Contracts for Difference einführen und Einnahmen für Energiewende nutzen |
| Verteilung | 3. Netze günstiger und strategischer ausbauen | <ul style="list-style-type: none"> Günstigere Finanzierung des Ausbaus zB. durch staatliche Garantien oder kostendämpfende Maßnahmen Effiziente Genehmigungsverfahren Verpflichtende Transparenz zu Netzkapazitäten und Netzausbauplänen auf Verteilnetzebene |
| | 4. Netze intelligenter steuern | <ul style="list-style-type: none"> Netzsteuerung mit Echtzeitinformationen aus Sensorik und Smart-Meter-Daten Netzseitige Steuerung flexibler Anlagen (Verbrauch, Erzeugung, Speicher) Begrenzung von Einspeisespitzen (min. 70% bei PV und potenziell variabel bei Wind) |
| | 5. Speicher ausbauen und netzdienlich betreiben | <ul style="list-style-type: none"> Keine doppelten Netzkosten für netzdienliche Speicher Erzeugung mit Speicher als eine Einheit definieren Speicher verpflichtend für PV-Förderung |
| Verbrauch | 6. Nachfrage steuern nach Netz- und Energieverfügbarkeit | <ul style="list-style-type: none"> Anreize über Flexibilitätsmärkte Anreize über Preissignale durch leistungsabhängige Komponente oder dynamische Netzentgelte und Stromtarife Verpflichtende Steuerung durch Gesetz analog zu §14a EnWG in Deutschland |
| | 7. Sektorkopplung gezielt nutzen | <ul style="list-style-type: none"> Bidirektionales Laden regeln Gaswirtschaftsgesetzes für Wasserstoff anpassen Evtl. Netzentgelte für Sektorkopplung dynamisch oder gezielt senken |
| | 8. Elektrifizierung vorantreiben | <ul style="list-style-type: none"> Klares Enddatum für Öl- und Gasheizungen im Bestand Ausbau E-Mobilität, Ladeinfrastruktur, Bahn- & Busnetz Klimaschutzverträge, grüne Leitmärkte und direkte Stromverträge für den Industriesektor |
| übergreifend | 9. Langfristplanung & Koordination ermöglichen | <ul style="list-style-type: none"> EU-Vorgaben umsetzen: klare Zeitpläne, Zuständigkeiten und Einigung bei Kosterverteilung Nationale Steuerung stärken durch verbindliche Ziele für die Energiewende und besserer Koordination |
| | 10. Akzeptanz sichern und Ausgleich schaffen | <ul style="list-style-type: none"> Sozialtarif für energiearme Haushalte Weiterführung Strompreiskosten-Ausgleich Förderung der gesellschaftlichen Akzeptanz und Beteiligung |

1. Erneuerbare gezielter ausbauen

Status Quo

Nach dem Erneuerbaren Ausbau Gesetz soll bis 2030 die Stromproduktion aus Erneuerbaren in Österreich um 27 Terrawattstunden (TWh) gesteigert werden. Der Ausbau von Photovoltaik (PV) und Wasserkraft ist dabei auf Zielpfad, der Windenergie-Ausbau passiert hingegen zu langsam (Klimadashboard Österreich, 2025). Besonders Windenergie spielt jedoch eine zentrale Rolle, um tageszeitliche und jahreszeitliche Schwankungen auszugleichen und eine kontinuierliche Versorgung sicherzustellen. Denn, im Gegensatz zu PV-Anlagen, erzeugt Windkraft vermehrt an Tagesrandzeiten und nachts sowie im Winter Strom. Die Erreichung der Ziele des erneuerbaren Ausbaus sind essenziell für die Energiewende und sind notwendig, um die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern zu reduzieren, Klimaziele zu erreichen und langfristige Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Entscheidend ist dabei nicht nur der Ausbau selbst, sondern auch, wo und wie die jeweiligen Energiequellen erschlossen werden. Derzeit erfolgt der Ausbau häufig ohne strategische Rücksicht auf die Lage oder vorhandene Netz- und Speicherkapazitäten. Vor allem werden viele PV-Anlagen errichtet, weil die Förderungen attraktiv und die Kosten stark gesunken sind – jedoch häufig ohne Speicher, ohne Koordination mit dem Ausbau von Windkraft und ohne Berücksichtigung der Belastung lokaler Netzinfrastruktur. Durch die hohe Gleichzeitigkeit der Einspeisung bei PV – beispielsweise zu Mittag – führt das zu massiven Lastspitzen im Netz und erhöht sogenannte *Redispatch-Kosten*, die entstehen, wenn Kraftwerke gezielt hoch- oder heruntergefahren werden müssen, um Engpässe im Stromnetz zu vermeiden.

Deshalb sollten Erneuerbare Anlagen künftig bevorzugt dort errichtet werden, wo (1) hoher Verbrauch besteht, beispielsweise in industriellen Ballungsräumen, wo (2) ausreichend Netzkapazität vorhanden ist oder wo (3) ausreichend Speicher zugebaut werden. Kleine Erzeuger:innen wie PV-Anlagen auf Dächern sollten, wenn mög-

lich, immer mit Batteriespeichern kombiniert werden (zum Ausbau von Speichern siehe Hebel 5). Zudem braucht es einen beschleunigten Ausbau der Windkraft, um die Erzeugungsschwankungen von PV-Anlagen zu glätten.

Für den netzdienlichen Ausbau (siehe Hebel 6) mangelt es jedoch an der nötigen Transparenz über Netzengpässe und verfügbare Kapazitäten, um Standorte gezielt danach auszurichten. Gleichzeitig tragen Erzeuger:innen nur etwa neun Prozent der Netzkosten, und zwar ohne, dass die Höhe ihrer Beiträge an der tatsächlichen Beanspruchung des Netzes ausgerichtet ist. Entsprechend gering ist der finanzielle Anreiz, bei der Standortwahl Rücksicht auf das Netz zu nehmen.

Maßnahmen

Förderungen sollen gezielt höhere Anreize für netzdienliche Standorte setzen. Die Marktprämie für Erneuerbare sollte ab sofort differenzierter gestaltet werden, sodass Anlagen an netzdienlichen Standorten oder in Kombination mit Speichern und Windkraft bessere Konditionen erhalten. Dafür müssten die kommenden Ausschreibungen der Ökostromabwicklungsstelle (ÖMAG) vom Bundesministerium für Wirtschaft, Energie und Tourismus (BMWET) entsprechend ausgerichtet werden.

Verfügbare Netzkapazitäten sollen systematisch ausgewiesen und leicht zugänglich gemacht werden. Projektentwickler und Investoren benötigen klare Informationen, wo freie Netzkapazitäten bestehen und wo Engpässe absehbar sind. Derzeit sind entsprechende Daten schwer auffindbar oder nur auf Anfrage verfügbar. Eine zentrale Plattform oder verpflichtende Veröffentlichung durch die Netzbetreiber:innen unter Aufsicht der E-Control wäre erforderlich. Mehr dazu in Hebel 3.

Erzeuger:innen sollen von niedrigeren Entgelten bei netzdienlichem Ausbau profitieren. Neben angepassten Förderkriterien sollte sich der Anreiz für netzdienlichen Ausbau langfristig auch in den laufenden Netzkosten widerspiegeln. Wenn Erzeuger:innen einen energiebezogenen Anteil der Netzkosten tragen und netzdienliche Standorte durch reduzierte Entgelte entlastet

werden, könnten gezielte Investitionen unterstützt werden. Die konkrete Ausgestaltung wäre jedoch komplex. Zuständig wäre die E-Control über Anpassungen der Systemnutzungsentgelte (SNE-V); eine rechtliche Grundlage dafür müsste im kommenden Elektrizitätswirtschaftsgesetz (EIWG) geschaffen werden.

2. Günstige Strompreise aus Erneuerbaren direkt weitergeben

Status Quo

Durch das Merit-Order-System spiegeln sich die niedrigen Grenzkosten erneuerbarer Energien nur selten im Strompreis wider. Erneuerbare Energien produzieren heute oft deutlich günstiger Strom als fossile Kraftwerke, jedoch kommt dieser Kostenvorteil bei Haushalten und Industrie noch kaum an. In Österreich kamen 2024 rund 95 Prozent der heimischen Stromproduktion aus erneuerbaren Energiequellen (E-Control, 2024b). Der Marktpreis wird dennoch meist von fossilen Kraftwerken bestimmt (Gasparella et al., 2023). Das liegt an der Funktionsweise der Merit-Order: Im Strommarkt setzt stets das teuerste Kraftwerk, das zur Deckung der Nachfrage noch benötigt wird, den Preis für alle. Solange fossile Kraftwerke erforderlich sind, um die Nachfrage zu decken, bestimmen sie das Preisniveau – selbst wenn Erneuerbare den Großteil der Stromproduktion stellen.

Auch wenn es zunehmend Stunden gibt, in denen keine fossilen Kraftwerke mehr notwendig sind, werden fossile Erzeuger:innen in den kommenden Jahren voraussichtlich weiterhin in den meisten Stunden einen Teil der Versorgung stellen und damit die Preisbildung dominieren. Das ist auch auf die Anbindung an das europäische Stromnetz zurückzuführen, denn vielerorts spielen fossile Energien weiterhin eine zentrale Rolle. Deshalb braucht es gezielte Maßnahmen, um direkt vom günstigen Strompreis erneuerbarer Energien zu profitieren.

Maßnahmen

In der Industrie können niedrige Preise durch Direktstromverträge (sogenannte Power Purchase Agreements – PPAs) direkt an Unternehmen weitergegeben werden. Dabei schließen Unternehmen langfristige Verträge mit Erzeuger:innen erneuerbarer Energie ab, um Strom zu einem festen Preis zu beziehen. So sichern sie sich stabile Energiekosten und ermöglichen zugleich den Ausbau neuer Anlagen. Allerdings gehen Unternehmen damit auch Risiken ein: Wenn sich ihre Produktionsmenge verringert, müssen sie dennoch die vertraglich vereinbarten Strommengen abnehmen, selbst wenn sie diese nicht mehr benötigen. Deshalb werden PPAs von Finanzinstitutionen häufig als eine Form von Verschuldung in der Bilanzierung gesehen, was die Kapazität für PPAs limitiert. Energieversorger:innen und energieintensive Unternehmen können daher meist nur einen Teil ihres Strombedarfs über langfristige PPAs absichern während kleine und mittlere Unternehmen oft gar keinen Zugang haben, da ihnen entweder die notwendige Kreditwürdigkeit oder die ausreichende Abnahmemenge für individuelle Verträge fehlt. Ein Ansatz, um den Anteil an PPAs zu erhöhen, sind Garantien durch die Europäische Investitionsbank, die im Falle von Zahlungsausfällen einspringt. Solche Garantien sind im Rahmen des Clean Industrial Deal vorgesehen. Auch die österreichische Regierung könnte vergleichbare Instrumente anbieten und öffentlich garantierte PPA-Pools kreieren, um energieintensiven Unternehmen mehr Spielraum und kleinen und mittleren Betrieben überhaupt Zugang zu PPAs zu ermöglichen (Neuhoff et al., 2025).

Durch die Eigenproduktion von Strom können energieintensive Unternehmen zusätzlich von günstiger erneuerbarer Energie profitieren. Die Eigenproduktion kann zum Beispiel durch PV-Anlagen und Batteriespeichern am Standort geschehen. Derzeit bestehen jedoch regulatorische Hürden: Wird Strom über eigene Leitungen an weitere Standorte oder Dritte übermittelt, erfolgt in der Regel eine Einstufung als Netzbetreiber:innen, verbunden mit zusätzlichen Anforderungen wie etwa der Pflicht, Netzentwicklungspläne zu erstellen und bestimmte Systemdienstleistungen bereitzustellen (Schön-

herr Rechtsanwälte GmbH, 2024). Der Entwurf des neuen ElWG (§ 101 und §50) soll den Betrieb geschlossener Verteilernetze und Direktleitungen für Unternehmen erleichtern.

Haushalte können durch Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften Strom direkt von Erzeuger:innen beziehen und so von geringeren Kosten profitieren. Energiegemeinschaften gewinnen stark an Bedeutung, und Österreich ist in dem Bereich Vorreiter. Der Strom in Energiegemeinschaften wird dabei bilanziell zwischen Erzeuger:innen und Verbraucher:innen innerhalb der Gemeinschaft verrechnet, wodurch ein niedrigerer Preis festgelegt werden kann.

Eine weitere Möglichkeit zur besseren Nutzung niedriger erneuerbarer Erzeugungskosten sind sogenannte Contracts for Difference. Dabei wird zwischen dem Staat und den Erzeuger:innen ein fester Referenzpreis vereinbart. Liegt der Marktpreis darüber, zahlen Erzeuger:innen die Differenz an den Staat zurück; liegt er darunter, erhalten Erzeuger:innen eine Ausgleichszahlung. Zwar werden die Einnahmen daraus nicht direkt an Verbraucher:innen weitergegeben, die finanziellen Rückflüsse können jedoch zweckgewidmet für die Energiewende eingesetzt werden (z.B. für Entlastungsmaßnahmen oder Förderungen). Aktuell existiert in Österreich mit der „Marktpremie“ bereits ein ähnlicher Mechanismus. Diese ist jedoch asymmetrisch ausgestaltet: Erzeuger:innen erhalten eine Zahlung, wenn der Marktpreis unter dem Referenzwert liegt, müssen jedoch nur ab einer Überschreitung von 120 Prozent des anzulegenden Werts Rückzahlungen leisten, und dann nur 40 Prozent der erzielten Mehrerlöse.

Darüber hinaus werden strukturelle Reformen diskutiert, etwa die Einführung von Kapazitätsmärkten oder eine grundlegende Anpassung der Merit-Order-Logik, bei der Erneuerbare und fossile Energien getrennt gehandelt würden. Diese Überlegungen liegen jedoch außerhalb des Fokus dieser Publikation, da sie strukturell tiefere Eingriffe - zum Teil auch auf der EU-Ebene - bedürfen. Sie werden daher hier nicht weiter vertieft.

3. Netze günstiger und strategischer ausbauen

Status Quo

Erneuerbare Energien sind in der Erzeugung volatil als fossile Energien, speisen also mit stärkeren Schwankungen ins Stromnetz ein. In den vergangenen zwei Jahrzehnten wurde in Österreich nicht genug in die Stromnetze investiert, um diese Stromlasten entsprechend aufzunehmen und zu transportieren. Deswegen sind nun umfassende Netzausbauten – etwa das Verlegen neuer Stromanschlüsse, Leitungen und Verstärkungen von Trafos – erforderlich. Dieser Infrastrukturausbau ist aufwendig, und teilweise mit hohen Investitionen verbunden, die derzeit über die Netzentgelte Großteils von den Verbraucher:innen getragen werden. Schon jetzt kommt es dadurch zu Kostensteigerungen: 2025 erhöhten sich die Netzentgelte im österreichweiten Durchschnitt um 23 Prozent, im Jahr zuvor waren es rund elf Prozent. Für einen durchschnittlichen Haushalt resultieren daraus Mehrkosten von 73 bzw. 32 Euro pro Jahr (E-Control, 2023a, 2024a).

Mehrere Aspekte treiben die Preise zusätzlich nach oben. *Erstens* ist die Planung insbesondere auf Netzebenen 5 bis 7 (siehe Seite 5 für Übersicht der Netzebenen) wenig transparent und oft unkoordiniert. Das liegt auch an der hohen Zahl an Verteilnetzbetreiber:innen in Österreich (114), die ihre laufenden Projekte nur selten öffentlich zugänglich machen. *Zweitens* erfolgt die Finanzierung trotz des relativ geringen Risikos für Investoren zu einem hohen Kapitalkostensatz (WACC = weighted average cost of capital), weshalb die Finanzierungskosten einen erheblichen Teil der Netzausbaukosten ausmachen. Der WACC wird von der Regulierungsbehörde E-Control festgelegt. *Drittens* können Engpässe in den personellen Ressourcen von Behörden, lückenhafte Beteiligungsprozesse der Öffentlichkeit und fehlende Verbindlichkeiten in Planungsverfahren und Koordination bei Genehmigungsverfahren auf den höheren Netzebenen (1–3) zu Verzögerungen und zusätzlichen Kosten führen. *Viertens* werden selbst auf Hochspannungsebene immer häufiger Erdkabel verlegt (oft aus Akzeptanzgründen), obwohl diese deutlich teurer sind als Freileitungen.

Maßnahmen

Um Transparenz und Planbarkeit beim Netzausbau zu verbessern, braucht es sowohl eine Übersicht über verfügbare Netzkapazitäten als auch eine verpflichtende Netzausbauplanung durch die Verteilnetzbetreiber:innen.

Erstens sollte eine zentrale Plattform geschaffen werden, auf der verfügbare Kapazitäten auch auf den unteren Netzebenen (5 bis 7) ersichtlich sind. Die bestehende Onlinekarte gemäß § 20 des Elektrizitätswirtschafts- und organisationsgesetz (EIWOG) über [ebUtilities.at](https://www.ebutilities.at) bildet bisher nur Umspannwerke (Netzebene 4) ab, wird nur quartalsweise aktualisiert und zeigt keine Ausbaupläne. Für den Ausbau von PV, Wärmepumpen oder Ladeinfrastruktur wären aktuelle Daten zu Engpässen und freien Anschlusskapazitäten auf lokaler Ebene entscheidend. Zweitens ist es notwendig, dass Verteilnetzbetreiber:innen mindestens alle zwei Jahre transparente Netzausbaupläne veröffentlichen. Das wurde bereits in der EU-Strombinnenmarkttrichtlinie 2019/944 festgelegt, in Österreich jedoch noch nicht umgesetzt.

Um die Finanzierungskosten für den Netzausbau zu senken, könnte die öffentliche Hand Risikogarantien fürs Fremdkapital übernehmen.

Die Herausforderung dabei: Wenn einfach ohne zusätzliche Maßnahmen nur der Kapitalkostensatz (WACC) von der E-Control gesenkt wird, reduziert das potenziell den finanziellen Anreiz für Kapitalgeber (sowohl von Eigen-, als auch Fremdkapital) in den Ausbau der Stromnetze zu investieren. Deshalb muss bei einer Reduktion der Verzinsung sichergestellt werden, dass notwendige Investitionen ins Netz dennoch erfolgen. Die Bereitstellung von eigenkapitalfähigem Mezzaninkapital (eine befristete Mischform von Eigen- und Fremdkapital) würde zum Beispiel erlauben, die Zinskosten als Teil des WACC zu senken, und könnte dementsprechend auch die Kapitalkosten um bis zu 6% zu reduzieren (Stühlinger et al., 2025). Eine genauere Analyse zur Senkung und Verteilung der Kosten für den Netzausbau findet sich in einer separaten Analyse von KONTEXT (Veröffentlichung Juni 2025).

Um die Effizienz von Genehmigungsverfahren zu verbessern mehr personelle Ressourcen, verlässliche Planungsverfahren und wirksame Beteiligungsprozesse notwendig.

Ein zentraler Ansatzpunkt ist dabei die frühzeitige und wirksame Einbindung lokaler Stakeholder:innen, Gemeinden und der (betroffenen) Öffentlichkeit. Die Einbindung wird dabei schon bei der strategischen Planung großer Projekte empfohlen. Mit gut informierten und frühzeitig eingebundenen Stakeholder:innen lässt sich die Akzeptanz geplanter Projekte massiv stärken und die Dauer darauffolgender Verfahren verkürzen. Ein weiterer Hebel ist die Stärkung der Behördenressourcen. Zuständige Abteilungen müssen personell und fachlich gut genug ausgestattet sein, um UVP- und andere Verfahren zügiger und effizienter abwickeln zu können. Dazu gehören ebenso klare Definitionen von Zuständigkeiten und verbindliche, verlässliche Planungsverfahren. Für kleine Projekte, die unter die UVP-Schwelle fallen, braucht es einen One-Stop-Shop, der die notwendigen Verfahren zur Umsetzung vereint und mit dem Erneuerbaren-Ausbau-Beschleunigungs-Gesetz kommen soll. Mit der Verbesserung der Effizienz von Genehmigungsverfahren befasst sich auch eine weitere Publikation von KONTEXT im Juni 2025.

4. Netze intelligenter steuern

Status Quo

Vor der Energiewende war eine intelligente Steuerung und Digitalisierung der Netze kaum erforderlich, da auf den unteren Netzebenen nahezu ausschließlich Strom in vorhersehbaren Mustern entnommen wurde.

Mit dem Aufkommen dezentraler Erzeugung, wie Photovoltaik auf Dächern, zunehmender Speichernutzung sowie schwerer planbarem Verbrauch etwa durch E-Autos und Wärmepumpen, verändert sich das grundlegend. Die Anforderungen ans Netz steigen. Informationen über Verbrauch und Einspeisung sowie Echtzeitdaten zum Netzzustand werden damit zu einer zentralen Voraussetzung für einen effizienten Netzbetrieb.

Da eine sichere Energieversorgung in Österreich höchste Priorität hat, müssen Stromnetze so ausgebaut und betrieben werden, dass Ausfälle nur in absoluten Ausnahmesituationen auftreten. Das Netz wird daher so dimensioniert, dass auch in absoluten Spitzenzeiten die Kapazitäten ausreichen. Mit dem wachsenden Anteil volatiler erneuerbarer Energien steigen jedoch die Anforderungen an das Netz. Wenn – wie derzeit – das Netz nicht optimal genutzt wird und Einspeisung sowie Verbrauch nicht ausreichend auf die verfügbaren Netzkapazitäten abgestimmt sind, entstehen hohe Kosten: Einerseits durch überdimensionierte Ausbauanforderungen, andererseits durch teure Redispatch-Maßnahmen, bei denen Erzeugungsanlagen abgeregelt werden müssen, obwohl der Strom andernorts benötigt würde, das Netz dazwischen aber überlastet ist.

Netzbetreiber:innen sind natürliche Monopole, da parallele Netzinfrastrukturen ineffizient und wirtschaftlich nicht tragbar wären. Das führt gleichzeitig jedoch dazu, dass sie keinem Wettbewerb ausgesetzt sind und daher Anreize fehlen, das Netz effizient auszubauen und Engpässe zu vermeiden. Kosten für Fehlsteuerung tragen die Verbraucher:innen, nicht die Betreiber selbst.

Auch auf Planungsebene braucht es ein Umdenken: Bisher wird das Netz auf Maximalleistungen ausgelegt, unabhängig davon, wie selten diese tatsächlich abgerufen werden. Wenn nur wenige Spitzenstunden verlässlich ausgeklammert würden, ließe sich der Netzausbau deutlich reduzieren.

Maßnahmen

Drei Stellschrauben sind zentral: (1) die vorausschauende Steuerung des Netzes auf Basis von Smart-Meter-Daten und Netzsensorik, (2) die Begrenzung von Einspeisespitzen bei PV- und Windanlagen und (3) die Steuerung von Einspeisung, Speicherung und Verbrauch.

Smart Meter und Netzsensoren ermöglichen eine vorausschauende und effizientere Netzsteuerung, werden jedoch kaum genutzt. In Österreich sind Smart Meter zwar nahezu flächendeckend verbaut, doch viele ihrer Funktio-

nen bleiben ungenutzt. Hauptgrund sind Datenschutzbedenken: Aktuell gilt ein Opt-in-System, Nutzer:innen müssen also aktiv zustimmen, dass ihre Daten verwendet werden dürfen. Ein Umstieg auf ein Opt-out-System wie im EIWG diskutiert, würde die Nutzung deutlich erleichtern. Datenschutzbedenken sind nachvollziehbar, lassen sich aber durch eine klare Zweckbindung der Datennutzung für den Netzbetrieb gut adressieren. Auch die Ausstattung von Trafos und Netzen mit Sensoren würde eine effizientere Netznutzung ermöglichen. Netzbetreiber:innen könnten Spannung und Auslastung in Echtzeit messen, kritische Zustände frühzeitig erkennen und die bestehende Infrastruktur gezielter nutzen. Derzeit haben sie jedoch keine Anreize, in solche Digitalisierungsmaßnahmen zu investieren, da diese in der aktuellen Anreizregulierung nicht ausreichend berücksichtigt werden (E-Control, 2023b). Ähnlich ist es bei Temperaturmessungen. Mit einem dynamischen Temperaturmanagement könnten Netze je nach Witterung oder Auslastung situativ stärker betrieben werden. Auf den unteren Netzebenen wird diese Möglichkeit bislang jedoch nur selten genutzt. Damit sich das ändert, bräuchte es im EIWG eine klare gesetzliche Grundlage, damit die E-Control die Anreizregulierung gezielt weiterentwickeln kann, zum Beispiel mit erhöhten Renditen für Investitionen in digitale Netztechnik.

Eine gezielte Begrenzung von Einspeisespitzen entlastet das Netz deutlich bei nur geringem Ertragsverlust. Bei PV würde eine Kappung der Leistung auf 70 Prozent der Spitzenlast bedeuten, dass die Anlage bei besonders sonnigen Bedingungen nicht ihre maximale Leistung einspeist, sondern nur bis zu 70 Prozent davon – in den übrigen Zeiten läuft sie normal. Der Ertragsverlust über das Jahr liegt dadurch nur bei etwa drei Prozent, da solche Maximalwerte selten auftreten. Das Netz wird dadurch jedoch deutlich entlastet. Für neue geförderte PV-Anlagen wäre eine weitergehende Begrenzung auf 50 Prozent sinnvoll, basierend auf einer Studie der Energieagentur, die das Verhältnis von Spitzenlast und Netzbelastung analysiert (Austrian Energy Agency, 2024). Bei Wind wäre der Ertragsverlust zwar etwas höher, dennoch könnten abgestufte Regelungen je nach Standort und Netzsituation sinnvoll sein. Die Begrenzung kann im EIWG erlaubt werden.

Die gezielte Steuerung von Einspeisung, Speicherung und Verbrauch kann den Netzausbaubedarf massiv reduzieren. Dabei gibt es jeweils die Option von gesetzlichen Vorschriften und preislichen Anreizen. Bei der Einspeisung bestehen bereits gesetzliche Vorschriften, allerdings nur für Notfallsituationen: Wenn die Systemsicherheit gefährdet ist, können Netzbetreiber:innen die Erzeuger:innen abregeln oder abschalten. Diese Möglichkeit der Steuerung sollte über Notfälle hinaus ausgeweitet werden, um Einspeisespitzen flexibler und vorausschauend begrenzen zu können (mehr dazu in Hebel 6). Preisreize bestehen grundsätzlich für marktdienliche Flexibilität, also dafür, Strom in Zeiten hoher Preise ins Netz einzuspeisen und in Zeiten niedriger bzw. negativer Preise zu reduzieren. Allerdings fallen solche Anreize bei geförderten Anlagen, die eine Marktprämie erhalten oder künftig über Contracts for Difference abgesichert sind, weitgehend weg, weil deren Einnahmen unabhängig von kurzfristigen Marktpreisen garantiert werden. Ohne zusätzliche Vorgaben oder finanzielle Anreize besteht daher kaum ein Anreiz für Erzeuger:innen, netzdienliches Verhalten zu zeigen. Umso wichtiger sind klare gesetzliche Steuerungsrechte.

Neben der Steuerung der Erzeugung und Einspeisung ist die Steuerung von Speichern entscheidend. Laut Agora Energiewende lassen sich auf Verbrauchs- und Speicherseite mit vergleichsweise geringem Mitteleinsatz deutlich höhere Einsparungen erzielen als auf Erzeugungsseite (Agora Energiewende und Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V., 2023). Konkrete Maßnahmen zur Steuerung von Speichern und Verbrauch finden sich bei Hebel 6.

5. Speicher ausbauen und netzdienlich betreiben

Status Quo

Trotz wachsender Bedeutung für die Netzstabilität bleibt der Ausbau von Speichern hinter dem Bedarf zurück. Ein Hindernis sind die bestehenden Netzentgelte: Die meisten Speicher zahlen diese doppelt: einmal beim Laden und einmal, wenn sie zurück ins Netz einspeisen. Nur Pumpspeicher sind davon ausgenommen. Zudem fehlt ein klarer rechtlicher Rahmen für die Kombination von Speicher und Erzeugung. Derzeit werden beide Systeme getrennt betrachtet und separat mit Netzkosten belastet, anstatt als funktionale Einheit. Das bremst Investitionen, da Netzentgelte einen wesentlichen Teil der Gesamtkosten ausmachen.

Zusätzlich werden bestehende Speicher meist nicht netzdienlich betrieben. Besonders bei Heimspeichern ist das gängige Verhalten problematisch: Ein typischer Haushalt mit PV-Anlage und Batterie lädt den Speicher bereits am Vormittag, wenn die Sonneneinstrahlung beginnt und das Netz noch kaum belastet ist. Zu Mittag – während der Erzeugungsspitze – ist der Speicher dann bereits voll, und der überschüssige PV-Strom wird ins ohnehin stark ausgelastete Netz eingespeist. Netzdienlich wäre ein umgekehrtes Verhalten: Der Speicher bleibt am Vormittag leer und nimmt den Überschuss gezielt zur Mittagszeit aus. Größere kommerzielle Speicher handeln meist marktdienlich, aber nicht netzdienlich. Sie orientieren sich an Preisen, nicht am Netzzustand. Ohne gezielte Anreize oder Steuerung entsteht dadurch kein Nutzen für das Netz, teils sogar zusätzliche Belastung (siehe Grafik 1).

Maßnahmen

Damit mehr Speicher gebaut werden, braucht es eine verpflichtende Integration in Fördermodelle sowie eine sachgerechte Regelung der Netzentgelte. Im Rahmen der Marktprämie für PV-Anlagen könnten Speicher verpflichtend vorgesehen werden. Das würde den Eigenverbrauch erhöhen und dazu beitragen, Einspeisespitzen zu verringern, solange die Speicher auch netzdienlich agieren. Bezüglich der Netzentgelte

sollte im EIWG (entsprechend der EU-Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie von 2019) – eine Ausnahme von der doppelten Netzentgeltspflicht für Speicher verankert werden, wenn diese Flexibilitätsdienstleistungen für Netzbetreiber:innen erbringen. Zudem sollte rechtlich klargestellt werden, unter welchen Bedingungen Speicher als integrierter Teil einer Erzeugungsanlage gelten und gemeinsam mit dieser abgerechnet werden können. Im EIWG-Entwurf (§ 48 Abs. 3) ist zwar vorgesehen, dass Endkund:innen für Speicher keine separaten Netzkosten zahlen müssen, für

kommerzielle Erzeuger:innen fehlt jedoch eine solche Regelung. Wären auch dort integrierte Speicher von zusätzlichen Netzentgelten befreit, ließe sich der Ausbau flexibler Anlagen gezielt stärken.

Um bestehende Speicher netzdienlicher einzusetzen, können Anreize oder die verpflichtende Steuerung durch Netzbetreiber:innen eingeführt werden. Optionen für eine netzdienliche Steuerung sind in Hebel 6 beschrieben.

Welche Speicher braucht es?

Während es viele verschiedene Speichertechnologien gibt, sind in Österreich besonders folgende drei für die Energiewende zentral:

| | |
|---|--|
| | <p>Batteriespeicher (speichert für Minuten bis Stunden)</p> |
| <p>Strom wird in großen Batterien über elektrochemische Prozesse gespeichert. Gut für: Reduktion lokaler Lastspitzen</p> | |
| | <p>Pumpspeicher (speichert für Stunden bis Tage)</p> |
| <p>Wasser wird in höher gelegene Becken gepumpt und bei Bedarf wieder zur Stromerzeugung genutzt. Gut für: Netzdienlichkeit und Regelernergie</p> | |
| | <p>Power-to-Gas-Anlagen (speichert für Wochen bis Monate) → siehe Hebel 7</p> |
| <p>Strom wird in Wasserstoff umgewandelt und zu beliebigem Zeitpunkt z.B. in thermischen Kraftwerken zeitversetzt genutzt. Gut für: saisonale Lastverschiebung und Industrieanwendung</p> | |

Quelle: Wien Energie, 2025

Grafik 1

6. Nachfrage steuern nach Netz- und Energieverfügbarkeit

Status Quo

Neben dem Ausbau von Speichern und der intelligenten Netzsteuerung ist auch eine flexible Stromnachfrage zentral für die Energiewende. Dabei geht es um zwei unterschiedliche, aber miteinander verknüpfte Herausforderungen: Zum einen braucht es eine lokal begrenzte **netzdienliche** Lastverschiebung, indem zum Beispiel der Verbrauch aus Zeiten hoher gleichzeitiger Nach-

frage (z.B. am Abend) in andere Zeiträume verlagert wird, um Netzspitzen zu reduzieren und den notwendigen Ausbau der Netzinfrastruktur zu begrenzen. Zum anderen ist eine **systemdienliche** Verschiebung erforderlich, um das Stromsystem insgesamt zu stabilisieren, etwa indem der Stromverbrauch stärker an Zeiten hoher erneuerbarer Erzeugung angepasst wird. Wenn mehr Strom genutzt wird, wenn viel Wind- oder Sonnenstrom verfügbar ist, verringert das den Bedarf an Speichern und fossilen Reservekraftwerken. System- und netzdienliche Verschiebungen haben dabei häufig auch **marktdienliche** Effekte, da Preisspitzen auf dem Energiemarkt vermieden werden können, wenn



Einspeiseschwankungen geringer ausfallen und der Verbrauch flexibel reagiert.

Aktuell fehlen für beide Ziele (netz- und systemdienliche Nutzung) die passenden Anreize. Für netzdienliche Lastverschiebung gibt es keinen rechtlichen Rahmen für flexible Netztarife und es mangelt an elektrifizierten Anwendungen im Haushalt (Wärmepumpe, E-Autos, etc.), die eine zeitliche Verschiebung technisch ermöglichen und wirtschaftlich sinnvoll machen. Bei der systemdienlichen Verschiebung des Stromverbrauchs, die sich an der Verfügbarkeit erneuerbarer Energien orientiert, mangelt es an einfachen, breit verfügbaren dynamischen Stromtarifen, an dem Bewusstsein über deren Nutzen und an ausreichenden Möglichkeiten zur Speicherung von Überschussenergie.

Maßnahmen

Für die Steuerung von Nachfrage gibt es drei grundsätzliche Ansätze: über marktbasierende Mechanismen, über gezielte Preisgestaltung und über direkte Eingriffe. Dabei lässt sich unterscheiden, ob die Steuerung primär auf die Entlastung der Netzinfrastruktur (system-/netzdienlich) oder den Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch auf den Energiemärkten (marktdienlich) abzielt. Bei der netzdienlichen und

systemdienlichen Steuerung geht es darum, Überlastungen in einzelnen Netzabschnitten, beziehungsweise des gesamten Stromsystems zu vermeiden und den Netzausbaubedarf zu reduzieren. Bei der marktdienlichen Steuerung steht im Vordergrund, Erzeugung und Verbrauch im Strommarkt auszugleichen, um Überschüsse oder Defizite bei stark schwankender Einspeisung erneuerbarer Energien besser zu bewältigen. Beide Steuerungsarten sind notwendig, greifen aber an unterschiedlichen Stellen im Energiesystem.

Der erste Ansatz ist ein marktbasierter Flexibilitätsmarkt, in dem sogenannte Aggregatoren gebündelte Flexibilität anbieten können. Dieser Mechanismus ist im Vorschlag des EIWG vorrangig vorgesehen. Dabei sind zwei Anwendungsfälle zu unterscheiden: Zur netzdienlichen Steuerung würden Verteilnetzbetreiber:innen Flexibilität einkaufen, um lokale Engpässe zu vermeiden und den Netzausbaubedarf zu reduzieren. Zur marktdienlichen Steuerung würden Bilanzgruppenverantwortliche Flexibilität erwerben, um Erzeugung und Verbrauch innerhalb ihrer Bilanzgruppen auszugleichen. Aggregatoren bündeln flexible Verbraucher:innen, die durch Preisanreize motiviert werden sollen, ihren Stromverbrauch freiwillig in günstigere Zeiten zu verschieben.

| Mögliche Politikmaßnahmen zur Steuerung von Verbrauch und Speichertechnologien | | |
|--|--|--|
| | Netzdienliche Steuerung | Marktdienliche Steuerung |
| Anreiz: Flexibilitätsmarkt | Verteilnetzbetreiber kaufen Flexibilität | Bilanzgruppenverantwortliche kaufen Flexibilität |
| Anreiz: Preissignal | Leistungsabhängige Netzentgelte | Dynamische Stromtarife |
| | Zeitvariable Netzentgelte | |
| | Dynamische Netzentgelte | |
| Verpflichtung | Netzorientierte Steuerung nach §14a EnWG (Deutschland) | Nicht erforderlich – Abdeckung über Regelenergiemärkte |

Offen bleibt die Frage, ob Aggregatoren tatsächlich in der Lage sind, ausreichend verlässliche Flexibilität zu mobilisieren, um den Bedarf dauerhaft zu decken.

Der zweite Ansatz ist, die Gestaltung der Strom- und Netzentgelte anzupassen, um direkte Anreize für Verbrauchsverschiebungen zu setzen. Auf der Strompreis-seite können dynamische Tarife stärker genutzt werden, bei denen sich der Endkundenpreis an den stündlichen Börsenstrompreisen orientiert. Verbraucher:innen erhalten dadurch einen Anreiz, ihren Stromverbrauch in Zeiten niedriger Preise zu verlagern, also dann, wenn viel erneuerbare Energie Strom produzieren. Eine rechtliche Grundlage dafür bietet § 21 des EIWG-Entwurfs, der Stromkund:innen ein Recht auf dynamische Strompreise ermöglichen soll. Auf der Netz-seite gibt es verschiedene Möglichkeiten mit zunehmender Komplexität die auch komplementär angewandt werden können.

Die einfachste Form sind **leistungsabhängige Netzentgelte**, bei der nicht nur die verbrauchte Energiemenge, sondern auch die maximale bezogene Leistung in die Berechnung der Tarife einfließt. Derzeit zahlen Haushalte in der Regel ausschließlich nach ihrem Jahresverbrauch, unabhängig davon, wie stark sie das Netz in Spitzenzeiten beanspruchen. Das führt zu einer Schiefelage: Ein Haushalt mit PV-Anlage zahlt aufgrund seines geringeren Bezugs von Strom aus dem Netz weniger Netzentgelte, belastet das Netz aber oft stärker, wenn er zu ungünstigen Zeiten seine PV-Produktion einspeist. Eine leistungsabhängige Tarifierung, wie sie auf höheren Netzebenen bereits angewendet wird, könnte künftig auch für Haushalte eingeführt werden. Eine weitere Option ist die Einführung **zeitvariabler Netzentgelte**, die in typischen Hochlastzeiten höhere Preise vorsehen und so zur Verschiebung des Verbrauchs in netzentlastende Zeitfenster anregen. Schlussendlich gibt es die Möglichkeit von **dynamische Netzentgelten**, die sich kurzfristig an der tatsächlichen oder prognostizierten Auslastung einzelner Netzabschnitte orientieren.

Während die leistungsabhängige Tarifierung am einfachsten durchsetzbar ist und mit höchster Priorität angegangen werden soll, braucht es auch dafür, wie für alle Optionen, den Einsatz von Smart Metern sowie einen klar geregelten Zugang zu den Verbrauchsdaten. Smart Meter sind zwar fast flächendeckend vorhanden, die vorhandene Infrastruktur wird aber kaum genutzt, da derzeit ein Opt-in erforderlich ist. Ein Opt-out-System, wie es im neuen EIWG vorgesehen sein könnte, würde den Zugang zu diesen Daten erleichtern (siehe auch Hebel 4).

Der dritte Ansatz ist die verpflichtende Steuerung bestimmter Verbrauchseinrichtungen, wenn marktbasierende Anreize und Preisgestaltung nicht ausreichen. Bei der marktdienlichen Steuerung sind verpflichtende Eingriffe kaum notwendig, da Ungleichgewichte im Gesamtsystem durch bestehende Regelenergiemärkte ausgeglichen werden können. Bei der netzdienlichen Steuerung hingegen sind verpflichtende Eingriffsmöglichkeiten sinnvoll, weil lokale Engpässe nur durch Eingriffe in den Verbrauch oder die Einspeisung vor Ort wirksam reduziert werden können.

Deutschland hat mit § 14a des Energiewirtschaftsgesetz mit der „Netzorientierten Steuerung“ ein Modell geschaffen, bei dem bestimmte steuerbare Verbrauchseinrichtungen – wie Wärmepumpen, Wallboxen oder Heimspeicher – bei drohenden lokalen Netzengpässen vorübergehend in ihrer Leistung begrenzt werden können, ohne vollständig abgeschaltet zu werden. Schon wenige gezielt gekappte Verbrauchsspitzen können den Netzausbaubedarf erheblich verringern. In Österreich könnte eine solche gesetzliche Grundlage im Rahmen des neuen EIWG geschaffen werden.

7. Sektorkopplung gezielt nutzen

Status Quo

Mit dem wachsenden Anteil von Photovoltaik und Windkraft entstehen zunehmend Stromüberschüsse zu bestimmten Tages- und Jahreszeiten. Selbst mit einem deutlichen Ausbau konventioneller Speicher wie Batterien oder Pumpspeicher – wie im Hebel 5 beschrieben – wird nicht der gesamte Überschuss effektiv abgefangen werden können. Eine zusätzliche Möglichkeit den überschüssigen Strom zu nutzen, besteht darin, ihn in andere Sektoren zu übertragen, etwa in Form von Wärme, Gas oder Mobilität. Solche sektorkoppelnden Anwendungen werden in Österreich bislang jedoch kaum systematisch genutzt.

Maßnahmen

Für die Netzstabilität sind kurzfristig flexible Anwendungen wie Power-to-Mobility und Power-to-Heat besonders relevant. Ein großes Potenzial bietet dabei künftig Power-to-Mobility, also die Nutzung von Strom im Verkehrssektor, vor allem durch die Zwischenspeicherung von überschüssigem Strom in Batterien von E-Autos, die flexibel geladen werden können. Perspektivisch ist auch eine Rückspeisung ins Stromnetz möglich (Vehicle-to-Grid), wodurch zusätzliche Flexibilität entsteht. Alternativ kann mit Power-to-Heat überschüssiger Strom genutzt werden, um Wasser zu erhitzen und die gespeicherte Wärme Stunden oder Tage später zum Beispiel in der Fernwärme oder in der Gebäudeheizung und -kühlung einzusetzen – etwa durch die flexible Wärme- und Kälteregulierung als Reaktion auf Schwankungen im Netz. Bei der Umwandlung über einfache Elektrodenkessel geht jedoch viel Energie verloren. Effizienter sind Großwärmepumpen, da sie zusätzlich Umweltwärme nutzen. Sie erfordern allerdings höhere Investitionskosten.

Für bestimmte Anwendungen und bei großen, längerfristigen Stromüberschüssen ist eine Power-to-Gas Sektorkopplung ebenso wichtig. Dabei wird Strom mithilfe von Elektrolyse in Wasserstoff umgewandelt, der über längere

Zeiträume gespeichert und bedarfsorientiert bis zu Monate später beispielsweise in Industrieprozessen oder in der chemischen Industrie als Rohstoff für die Ammoniakproduktion genutzt werden kann. Aufgrund der hohen Umwandlungsverluste ist Power-to-Gas jedoch nur sinnvoll, wenn kurzfristige und effizientere Flexibilitätsoptionen bereits weitgehend ausgeschöpft sind.

Damit Sektorkopplung in der Praxis funktioniert, braucht es klare gesetzliche Rahmenbedingungen. Für bidirektionales Laden, bei dem Energie in beide Richtungen fließen kann, braucht es Regelungen zur Netzintegration, zur Vergütung rückgespeicherter Energie und zu standardisierten Schnittstellen. Für die Umwandlung in Wasserstoff braucht es einen angepassten gesetzlichen Rahmen, etwa durch eine Überarbeitung des Gaswirtschaftsgesetzes, um Investitionen in Speicher, Verteilnetze und industrielle Nutzung zu ermöglichen.

Neben klaren Rahmenbedingungen sind auch gezielte Anreize für Sektorkopplung hilfreich. Zwar können niedrige oder negative Strompreise einen wirtschaftlichen Impuls geben, doch machen fixe Netzentgelte und Abgaben den Einsatz häufig trotzdem unrentabel. Dynamische Netzentgelte, wie beim Hebel 6 beschrieben, wären auch für Sektorkopplung ein wichtiger Anreiz, da sie netzdienliches Verhalten finanziell belohnen.

8. Elektrifizierung vorantreiben

Status Quo

In Österreich werden rund 21 Prozent des Energieverbrauchs durch Strom gedeckt. In der Industrie sind es 29 Prozent, bei Haushalten 28 Prozent und im Verkehr nur rund drei Prozent (siehe Grafik 2). Ein höherer Elektrifizierungsgrad macht die Energiewende effizienter und langfristig kostengünstiger: *Erstens*, weil viele strombasierte Anwendungen, wie etwa Wärmepumpen, deutlich weniger Energie benötigen als fossile Alternativen. *Zweitens*, weil sich die Fixkosten für Erzeugung, Netze und Speicher auf mehr

genutzte Kilowattstunden verteilen. *Drittens*, weil viele dieser Anwendungen zeitlich steuerbar sind und damit netz- und systemdienlich eingesetzt werden können – etwa durch automatisiertes Laden von E-Autos oder Wärmebereitstellung mit Pufferspeichern. Ohne breiten Elektrifizierungsfortschritt drohen höhere Pro-Kopf-Kosten und ein weniger flexibles Energiesystem.

Maßnahmen

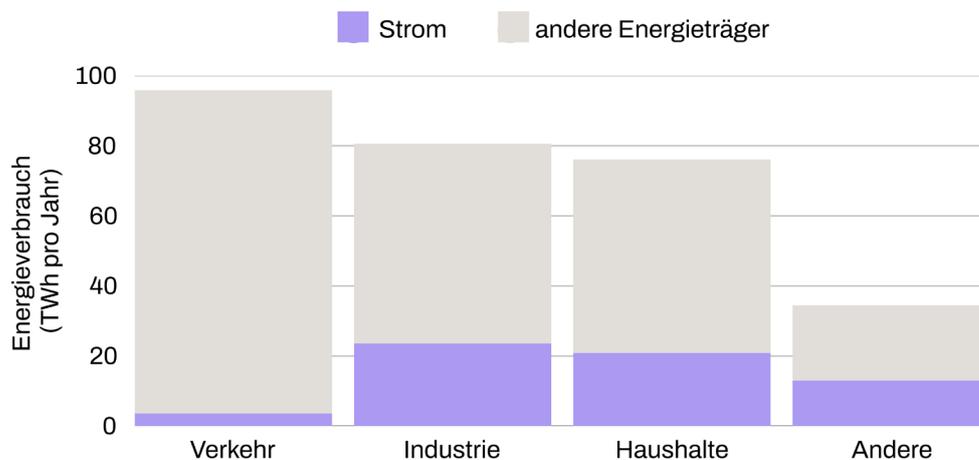
Um dieses Potenzial zu heben, braucht es in allen Sektoren Technologieklarheit mit gezielten Investitionsförderungen für strombasierte Technologien und deren Infrastruktur. Der Großteil der Technologien, die für die Energiewende benötigt werden (erneuerbare Energien, Wärmepumpen, E-Mobilität etc.), ist bereits marktreif und skalierbar. Nischentechnologien, wie E-Fuels und Wasserstoff, sollten nur dort eingesetzt werden, wo es keine Alternativen gibt, etwa in der energieintensiven Industrie.

Im Bereich Heizen und Gebäude braucht es neben einem klaren Enddatum für fossile Heizsysteme im Bestand auch Erleichterungen für den Tausch fossiler Gas- und Ölheizungen und den geordneten Rückbau von Gasnetzen.

In Österreich sind noch immer rund 500.000 Öl- und 900.000 Gasheizungen verbaut. Um die Umstellung auf klimafreundliche Alternativen (etwa Wärmepumpen) sicherzustellen, ist ein gesetzlich festgelegtes Enddatum für fossile Heizsysteme im Bestand notwendig. Vor allem im mehrgeschossigen Wohnbau braucht es zusätzlich rechtliche Regelungen und Anreize für den Umstieg. Neben der Elektrifizierung können Sanierungsmaßnahmen die Energieeffizienz in Gebäuden zusätzlich verstärken und dadurch den (elektrischen) Energiebedarf senken. Parallel sollte der Rückbau der Gasnetze transparent vorangetrieben werden, um Netzkosten zu reduzieren und Planungssicherheit zu schaffen.

Im Verkehrssektor gilt es, E-Mobilität und Ladeinfrastruktur auszubauen. Der Elektrifizierungsgrad ist im Verkehrssektor mit drei Prozent enorm niedrig. Deshalb muss der Umstieg von Verkehrsmitteln mit Verbrennermotoren auf klimafreundliche Fortbewegungsmittel massiv unterstützt werden. Der größte Hebel liegt dabei im Ausbau von strombasiertem öffentlichem Verkehr und aktiver Mobilität. Dort wo Menschen noch immer auf ein Auto angewiesen sind, ist der Umstieg auf E-Autos essenziell.

Elektrifizierung und Energieverbrauch verschiedener Sektoren



Anmerkung: Zeigt den gesamten Endenergieverbrauch & den Anteil des Stromverbrauchs (= Grad der Elektrifizierung) pro Sektor. "Andere" = private und öffentliche Dienstleistungen, Landwirtschaft.

Quelle: Statistik Austria, Energiebilanz 2023.

Grafik 2

Für die Elektrifizierung der Industrie braucht es klare Transformationspläne und verlässlichen Rückhalt bei deren Umsetzung, etwa durch grüne Leitmärkte. Industrieunternehmen sollten Transformationspläne vorlegen. Mit gezielten Vorgaben in der öffentlichen Beschaffung (z.B. für den Anteil an grünem Stahl oder anderen nachhaltigen Komponenten) können grüne Leitmärkte geschaffen werden. Dadurch haben nachhaltig produzierende Unternehmen eine gesicherte Abnahme. Direktverträge (PPAs) zwischen Industrie und erneuerbaren Stromerzeugern ermöglichen gleichzeitig stabile und günstigere Preise in der Produktion, wodurch die Energiekosten der Industrie auch bei voranschreitender Elektrifizierung stabil bleiben können (siehe Hebel 2).

9. Langfristplanung & Koordination ermöglichen

Status Quo

Die Energiewende erfordert Investitionen mit langen Planungs- und Umsetzungszeiträumen, sowohl beim Ausbau erneuerbarer Energien, Netze und Speicher, als auch bei industrieller Dekarbonisierung und im Bereich der Wärmeinfrastruktur. Gleichzeitig sind politische Rahmenbedingungen oft nicht stabil und langfristig ausgelegt. Manche Förderprogramme ändern sich mit den Legislaturperioden und gesetzliche Rahmenbedingungen verzögern sich. So ist die EU-Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie von 2019 in Österreich bis heute nicht umgesetzt, obwohl dafür bereits ein EU-Vertragsverletzungsverfahren läuft und es in zentralen Punkten breiten fachlichen Konsens gibt (Parlament Österreich, 2024). Blockiert wird der Beschluss durch politische Taktiken, interessenpolitische Uneinigkeiten beispielsweise bei der Verteilung der Netzkosten und die notwendige Zweidrittelmehrheit im Parlament. Zudem mangelt es an institutionalisierter Abstimmung: Raumplanung, Energieplanung, Netzausbau und Förderpolitik laufen häufig unkoordiniert.

Maßnahmen

Da Österreich Teil des europäischen Strommarkts mit gemeinsamen Regeln ist, braucht es in erster Linie vorausschauende Planung auf EU-Ebene und deren nationale Umsetzung. Die Planung kann Orientierung für die nationale Steuerung bieten – sie muss aber auch aktiv genutzt werden. Damit EU-Richtlinien wie die Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie von 2019 künftig zeitgerecht umgesetzt werden, braucht es verbindliche Zeitpläne, klare institutionelle Zuständigkeiten und politischen Willen zur Einigung über zentrale Punkte wie die Kostenverteilung.

Auf nationaler Ebene ist eine bessere institutionelle Steuerung und Koordination notwendig, um energiepolitische Maßnahmen kohärent zu planen, Zielkonflikte frühzeitig sichtbar zu machen und Planungssicherheit zu schaffen. Ein Ansatz wäre die gesetzliche Festlegung konkreter Ziele für Netzinfrastruktur und Speicher. Solche verbindlichen Vorgaben könnten sicherstellen, dass Raumordnung, Förderpolitik und Infrastrukturplanung besser ineinandergreifen. Denkbar wäre etwa ein Ausbauziel für Stromnetze bis 2030, abgestimmt mit Prognosen des Stromverbrauchs und der Elektrifizierung. Damit diese Ziele Wirkung entfalten, braucht es eine koordinierende Stelle mit klarer Zuständigkeit, die Zielabweichungen frühzeitig sichtbar macht und Umsetzungsverantwortung zuweist. Als ergänzendes Format könnte ein jährlicher Energiewende-Gipfel dienen, bei dem Bund, Länder und zentrale Akteure:innen Prioritäten abstimmen und Zielkonflikte klären. Eine solche institutionelle Steuerung könnte im EIWG verankert werden.

10. Akzeptanz sichern und Ausgleich schaffen

Status Quo

Die Energiewende bringt langfristig große Vorteile: Sie stärkt die Versorgungssicherheit, reduziert die Abhängigkeit von fossilen Importen und schafft regionale Wertschöpfung. Auch die Strompreise sinken – jedoch relativ langsam und noch nicht flächendeckend spürbar, da sie weiterhin stark von fossilen Kraftwerken im europäischen Strommarkt bestimmt werden. Gleichzeitig steigen kurzfristig Kosten: durch höhere Netzentgelte, neue Infrastruktur und notwendige Investitionen in die Elektrifizierung. Besonders betroffen sind energieintensive Unternehmen sowie Haushalte mit niedrigem Einkommen. Sie spüren die Vorteile bisher kaum, die Kosten jedoch stark.

Neben der gezielten Abfederung von Kosten ist für die Akzeptanz der Energiewende vor allem aktive Beteiligung zentral. Wo das gelingt, steigt die Bereitschaft, Reformen mitzutragen und Infrastrukturvorhaben zu unterstützen.

Maßnahmen

Eine Senkung der Energiesteuer könnte Haushalte und Unternehmen kurzfristig entlasten und wurde im Februar 2025 von der Europäischen Kommission im Rahmen des Clean Industrial Deal vorgeschlagen. In Österreich wurde bereits bis Jänner 2025 im Rahmen der Strompreisbremse die Elektrizitätsabgabe von 15 auf 1 Cent pro Kilowattstunde gesenkt, die Maßnahme wurde jedoch nicht verlängert (Bundeskanzleramt, 2025). Eine erneute pauschale Steuer senkung wäre angesichts der angespannten Budgetsituation politisch schwer durchsetzbar und hätte zudem klimapolitisch problematische Nebenwirkungen: Ohne gezielte Einschränkung würden auch fossile Energieträger wie Erdgas begünstigt und damit klimaschädliche Subventionen entstehen. Gezieltere Entlastungsmaßnahmen wären daher sinnvoller.

Für Haushalte mit geringem Einkommen ist ein Sozialtarif sinnvoll. Dieser wird derzeit im Rahmen des EIWG diskutiert. Energiearme

Haushalte könnten etwa die ersten 2.900 Kilowattstunden zu einem sehr geringen Preis (beispielsweise 5 Cent pro Kilowattstunde) erhalten.

Für die energieintensive Industrie wäre eine Weiterentwicklung des bestehenden Strompreiskosten-Ausgleichsgesetzes denkbar.

Dieses stellte 2022 rund 185 Millionen Euro zur Verfügung (Parlament Österreich, 2025). Eine Weiterführung sollte jedoch stärker an Bedingungen geknüpft werden, wie an konkrete Energieeffizienz- oder Dekarbonisierungsziele.

Ein weiterer zentraler Hebel ist die gesellschaftliche Akzeptanz für die Energiewende.

Sie hängt nicht nur von der Kostenverteilung ab, sondern auch davon, ob Menschen den Wandel als nachvollziehbar, gerecht und gestaltbar erleben. Frühzeitige Einbindung – insbesondere von Gemeinden, Unternehmen und Interessensvertretungen – kann helfen, Transparenz zu schaffen, Verständnis zu fördern und Konflikte frühzeitig zu entschärfen. Wie soziale Akzeptanz gezielt gestärkt werden kann und welche Rolle Beteiligungsprozesse dabei spielen, wird eine eigene Analyse von KONTEXT im Herbst 2025 vertiefen.

Fazit

Der Umbau des Energiesystems ist in Österreich bereits in vollem Gange. Smarte Stromzähler werden installiert, PV-Anlagen ans Netz angeschlossen und auch die Elektrifizierung von Industrie, Mobilität und Haushalten schreitet voran. Doch um diese Prozesse leistbar und effizient zu gestalten, braucht es weitere politische Weichenstellungen. Denn aktuell leiden sowohl Haushalte als auch die Industrie unter hohen Netz- und Energiekosten. Gleichzeitig erfolgt der Ausbau der Stromnetze und der erneuerbaren Energien noch nicht koordiniert genug und auf einem ausreichend hohen Niveau, um Haushalte und Industrie langfristig sicher und zu stabilen und günstigen Preisen mit Energie zu versorgen.

In der vorliegenden Analyse wurden daher 10 Hebel herausgearbeitet, welche Lösungen für eine effiziente und leistbare Energiewende vor allem mittel- bis langfristig adressieren. Während für den Übergang zu einem zukunftsfähigen Energiesystem auch die langfristige Planung und Koordination auf nationaler und EU-Ebene (Hebel 9) und die soziale Akzeptanz und gerechte Kostenverteilung (Hebel 10) übergreifend relevant sind, gibt es auch spezifische Stellschrauben in Bezug auf die Erzeugung, Verteilung und den Verbrauch von Strom.

Im Bereich Erzeugung sind dabei (1) der gezielte Ausbau der Erneuerbaren und (2) die Weitergabe der günstigen Strompreise an Verbraucher:innen essenziell. Beim Ausbau erneuerbarer Energien muss zukünftig nicht nur die notwendige Gesamtmenge an erzeugter Energie berücksichtigt werden, sondern auch, wo diese Energie besonders gut genutzt werden kann, etwa weil große industrielle Abnehmer:innen, Speicher, oder genügend Netzkapazitäten vorhanden sind. Das kann durch höhere Förderungen bei netzdienlicher Lage und den kombinierten Ausbau von Wind, PV samt Speichern, sowie eine bessere Ausweisung von Netzkapazitäten erreicht werden. Obwohl Erneuerbare eigentlich jetzt schon in vielen Stunden sehr günstigen Strom produzieren, profitieren Industrie und Haushalte kaum davon. Insbesondere für die Industrie können Garantien für langfristige Direktstromverträge (*Power Purchase Agreements, PPAs*) helfen, Zugang zu stabilen und

niedrigeren Preisen zu sichern. Einen ähnlichen Effekt hätte es auch, die regulatorischen Hürden für die Produktion von eigenem Strom für die Industrie zu senken. Haushalte können durch Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften von günstigeren Preisen profitieren.

Bezüglich der Verteilung unterstützt (3) der strategische und günstige Ausbau der Netze, (4) deren intelligente Steuerung und (5) der Ausbau und netzdienliche Betrieb von Speichern dabei, dass der erzeugte Strom effizienter und flexibler an die Verbraucher:innen verteilt werden kann. Für den Ausbau ist vor allem der Zugang zu günstigem Kapital wichtig, damit den Netzbetreiber:innen genügend Mittel zur Verfügung stehen, um alle notwendigen Investitionen in die Netze vorzunehmen. Effiziente Genehmigungsverfahren und verpflichtende Transparenz zu Netzkapazitäten und Netzausbauplänen auf Verteilnetzebene können den Netzausbau außerdem schneller, effizienter und damit günstiger ermöglichen. Damit dann der Strom auch dorthin transportiert werden kann, wo er gebraucht wird, ist eine intelligente Steuerung notwendig. Echtzeitinformationen aus Sensorik- und Smart-Meter-Daten, und die Begrenzung von Einspeisespitzen (min. 70% bei PV und potenziell variabel bei Wind) können weiters helfen, Netze nicht zu überlasten. Gleichzeitig reduzieren sie den notwendigen Ausbaubedarf der Netze und somit die Kosten. Dazu trägt auch der Ausbau von Speichern und deren netzdienlicher Betrieb bei.

Nachfrageseitig braucht es für die Energiewende vor allem (6) Möglichkeiten zur Steuerung nach Netz- und Energieverfügbarkeit, (7) die Ausweitung der Sektorkopplung, für die effiziente Verwendung von Energieüberschüssen und (8) einen Turbo bei der Elektrifizierung vor allem im Industrie-, Verkehrs- und Gebäudesektor. Die Nachfragesteuerung funktioniert zum Beispiel über die Einführung dynamischer oder leistungsabhängiger Strom- und Netzentgelte, die als Preissignale nicht nur eine netz- und systemdienliche Lastenverschiebung bewirken können, sondern auch die entstehenden Marktpreise für Strom drücken. Zusätzlich können Flexibilitätsmärkte oder direkter Zugriff auf Speicher und Erzeuger:innen die Netze entlasten

und Stabilität im Stromsystem garantieren. Der Einsatz von Sektorkopplung, wie etwa beim bidirektionalen Laden von E-Autos, sollte außerdem vereinfacht werden, damit Energieüberschüsse sinnvoll genutzt werden können. Durch Technologieklarheit und klare Transformationspfade kann die Elektrifizierung in verschiedenen Sektoren effizient vorangetrieben werden. Im Gebäudebereich braucht es dafür neben elektrifizierten Lösungen (z.B. Wärmepumpen) auch ein verbindliches Enddatum für den Ausstieg aus bestehenden Öl- und Gasheizungen. Im derzeit fast ausschließlich fossilen Verkehrssektor ist der Ausbau von öffentlichem Verkehr, E-Mobilität und Ladeinfrastruktur dringend notwendig. In der Industrie können Instrumente wie grüne Leitmärkte durch eine gesicherte Nachfrage einen Anreiz für nachhaltig produzierende Unternehmen schaffen. Direkte Stromverträge zwischen Unternehmen und Stromlieferanten können außerdem die Kosten für die Produktion reduzieren.

Literaturverzeichnis

- Agora Energiewende und Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (2023). Haushaltsnahe Flexibilitäten nutzen. Wie Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Co. Die Stromkosten für alle senken können. Agora Energiewende und Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2023/2023-14_DE_Flex_heben/A-EW_315_Flex_heben_WEB.pdf
- Austrian Energy Agency. (2024). Netzdienliche PV der Zukunft. Austrian Energy Agency. https://oesterreichsenergie.at/fileadmin/user_upload/Oesterreichs_Energie/Publikationsdatenbank/Studien/2024/Netzdienliche_PV_der_Zukunft_aea_endbericht.pdf
- Bundeskanzleramt. (2025). Elektrizitätsabgabe. Unternehmensservice Portal. https://www.usp.gv.at/themen/steuern-finanzen/weitere-steuern-und-abgaben/verbrauchsteuern_und_energie-abgaben/elektrizitaetsabgabe.html
- E-Control. (2023a). E-Control: Stromnetzentgelte erhöhen sich für 2024 [Presseinformation]. <https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/PA+Stromnetzentgelte+2024.pdf>
- E-Control. (2023b). Regulierungssystematik für die fünfte Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber 1. Jänner 2024—31. Dezember 2028. e-Control. https://www.e-control.at/documents/1785851/0/02_Finale_Regulierungssystematik_5_RP.pdf
- E-Control. (2024a). E-Control: Stromnetzentgelte erhöhen sich für 2025 [Presseinformation]. https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/2024_12_13+Stromnetztarife.pdf
- E-Control. (2024b). Monitoring Report Versorgungssicherheit 2024, Berichtsjahr 2023. E-Control. https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/Monitoring_Report_Versorgungssicherheit_Strom+2024.pdf
- Forman, C., Muritala, I. K., Pardemann, R., & Meyer, B. (2016). Estimating the global waste heat potential. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 57, 1568–1579. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.192>
- Gasparella, A., Koolen, D., & Zucker, A. (2023). The Merit Order and Price-Setting Dynamics in European Electricity Markets. JRC Publications Repository. <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC134300>
- Klimadashboard Österreich. (2025). Produktionsbasierte Emissionen. Klimadashboard Österreich. <https://klimadashboard.at/energie/erneuerbare-energien>
- Lichtenberger, A., & Stehrer, R. (2024). Exploring the Economic Resilience of Low vs. High Carbon Intensity Sectors (83; Policy Notes and Reports). Wiener Institut für Internationale Wirtschaftsvergleiche (wiiw). <https://wiiw.ac.at/exploring-the-economic-resilience-of-low-vs-high-carbon-intensity-sectors-dlp-6970.pdf>
- Neuhoff, K., Ballesteros, F., Kröger, M., & Richstein, J. C. (2025). Contracting matters: Hedging producers and consumers with a renewable energy pool. *The Energy Journal*. <https://doi.org/10.1177/01956574251325>

Parlament Österreich. (2024). Vertragsverletzungsverfahren Nr. 2021/0005 wegen Nichtumsetzung der Richtlinie (EU) 2019/944 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU [Ergänzende Stellungnahme der Republik Österreich zur begründeten Stellungnahme der Europäischen Kommission]. Parlament Österreich. <https://www.parlament.gv.at/gegenstand/XXVII/EU/197856>

Parlament Österreich. (2025). Wirtschaftsausschuss fordert einstimmig Entlastung bei Energiekosten (PK0252/02.04.2025) [Parlamentskorrespondenz Nr. 252]. https://www.parlament.gv.at/aktuelles/pk/jahr_2025/pk0252

Pixer, A., & Maringer, F. (2024). [KON]KLUSIO #3: Die nächste Industrielle Revolution: Ökologisierung als Chance für Europa nutzen. KONTEXT – Institut für Klimafragen. https://kontext-institut.at/uploads/Dateien/202405_KONTEXT_Konklusio_Oekologisierung_Die-naechste-Industrielle-Revolution.pdf

Reininger, T., & Virokannas, I. (2024). Steigende Preise für Erdgas als Inflationstreiber – die Hintergründe. Österreichische Nationalbank. <https://www.oenb.at/Presse/oenb-blog/2024/2024-06-26-steigende-preise-fuer-erdgas-als-inflationstreiber.html>

Schönherr Rechtsanwälte GmbH. (2024). Austria: Neu im EIWG-Entwurf: Bestehende Netzanschlussverhältnisse in Gewerbe- und Industrieparks sollen (geschlossene) Verteilernetze werden. <https://www.schoenherr.eu/content/austria-neu-im-elwg-entwurf-bestehende-netzanschlussverhaeltnisse-in-gewerbe-und-industrieparks-sollen-geschlossene-verteilernetze-werden>

Stühlinger, L., Krause, F., & Panhofer, A. (2025). Finanzierung des Stromnetzausbaus in Österreich [Kurzstudie]. Arbeiterkammer (AK) Wien. https://wien.arbeiterkammer.at/interessenvertretung/wirtschaft/klimadialog/Kurzstudie_Stromnetzfinanzierung_20250303.pdf

Wirtschaftskammer Österreich. (2025). Österreichs Außenhandelsssergebnisse—Jänner bis Dezember 2024 Vorläufige Ergebnisse. Wirtschaftskammer Österreich, Abteilung für Statistik. <https://www.wko.at/statistik/Extranet/AHstat/ah-12-2024v-bericht.pdf>

Autor:innen

Johanna Roniger
Eva Manegold

Zitierhinweis:

Roniger, J., Manegold, E. (2025). [KON]KLUSIO #8, Zehn Schritte zur Energiefreiheit: So geht der effiziente und leistbare Umstieg auf saubere Energie. In: KONTEXT – Institut für Klimafragen.

**Kontaktinformationen:**

Liechtensteinstraße 55/8
1090 Wien

Homepage: <https://kontext-institut.at>

Email: info@kontext-institut.at