

World Energy Council Austria

Young Energy Professionals (YEP)

Endbericht

Arbeitsgruppe: Netze

**Titel: Netzinfrastruktur im Wandel -
Herausforderungen, Chancen,
Weichenstellungen**

ÜBER YOUNG ENERGY PROFESSIONALS

Die Young Energy Professionals (YEP) bilden das interdisziplinäre Netzwerk junger Berufstätiger im WEC Austria. Gegründet „von jungen Menschen für junge Menschen“ auf dem Weltenergiekongress 2007 in Rom, sind die Ziele der Young Energy Professionals

- faktenbasiert Wissen zu energiewirtschaftlichen Themen zu vermitteln,
- ein fachlich übergreifendes Netzwerk aufzubauen,
- junge Entscheidungsträger und Meinungsbildner sowie den energiewirtschaftlichen Nachwuchs anzusprechen,
- Erfahrungs- und Wissensaustausch innerhalb des WEC-Netzwerks zu ermöglichen sowie
- die internationalen Aktivitäten der Future Energy Leaders Community von WEC zu unterstützen.

WEC Austria beschloss im Jahr 2015 eine nationale YEP-Gruppe zu etablieren. Zum einen unterstützen die YEP von WEC Austria die Arbeiten der internationalen Nachwuchsorganisation des World Energy Council. Zum anderen werden auf nationaler Ebene Lösungsvorschläge zu verschiedenen energiewirtschaftlichen Fragestellungen erarbeitet. Hierbei deckt ein interdisziplinärer Pool an jungen Berufstätigen der Energiewirtschaft vielfältige Themenbereiche ab. Ein Board unterstützt und begleitet die YEP.

ARBEITSGRUPPE

Netze

TITEL DER ARBEIT

**Österreichs Netze – Netzinfrastruktur im Wandel –
Herausforderungen, Chancen, Weichenstellungen**

AUTOR:INNEN

**Elisabeth BERGLER
Bernhard KROGER
Manuel SCHAFFER
Viola STURM
Esther WERDERITSCH**

Über die Autor:innen

Elisabeth Bergler, MSc BA ist im Bereich Klimawandel, -Risiken, -Resilienz und Anpassung an die Auswirkungen des Klimawandels interdisziplinär, national und international tätig. Dabei beschäftigt sie sich u.a. mit den klimawandelbedingten Folgen, Herausforderungen und Lösungen für den Energiesektor. Frau Bergler ist Mitautorin der österreichischen Strategie zur Anpassung an den Klimawandel (2024). Aktuell arbeitet sie im zuständigen Bundesministerium für Klima (BMLUK Sektion Klima – zuvor BMK Sektion Klima und Energie – in der Abteilung VI/1 Allgemeine Klimapolitik). Dem vorangegangen sammelte Frau Bergler Erfahrung bei der Europäischen Kommission in Brüssel, in der Unternehmensberatung und Baubranche sowie im Rahmen von Forschungsprojekten der Regional Academy on the United Nations in Kooperation mit der FAO und dem UN-Weltraumbüro. Während ihrer Studien der Sozial- und Humanökologie, der Kommunikationswirtschaft und einem EU-Lehrgang befasste sie sich sowohl mit sozial- als auch naturwissenschaftlichen Fragestellungen.

Dipl.-Ing. Bernhard Kroger hat das Masterstudium Wirtschaftsingenieurwesen Maschinenbau mit dem Schwerpunkt Energietechnik an der TU Graz im Jahr 2021 abgeschlossen. In seiner Diplomarbeit hat er sich mit verschiedenen Methoden zur Produktion von Wasserstoff auseinandergesetzt. Seit dem Jahr 2021 ist er im Regulierungsmanagement der Energienetze Steiermark GmbH tätig. In diesem Bereich beschäftigt er sich mit der Neugestaltung der regulatorischen Rahmenbedingungen für Strom- und Gasverteilernetze in Österreich und ist in den Verhandlungsprozess zwischen Branche und der zuständigen Regulierungsbehörde eingebunden. Zu den Schwerpunkten zählen hier die Sicherstellung der Finanzierung der stark steigenden Netzinvestitionen sowie die Ermöglichung des Anschlusses dezentraler erneuerbarer Erzeuger (PV-Anlagen, Wind) sowie Biogasanlagen an die Verteilernetze und die zugehörige Kostenanerkennung für die Netzbetreiber.

Ing. Manuel Schaffer, MSc, verfügt über eine langjährige Erfahrung bei den Wiener Netzen und ist seit 2004 und in verschiedenen Energietechnikbereichen tätig. Seit 2019 agiert er erfolgreich als Projektleiter für Bauprojekte im Nieder- und Mittelspannungsbereich sowie bei Lichtwellenleiterprojekten. Parallel zu seiner beruflichen Tätigkeit absolvierte er von 2016 bis 2019 ein BA-Studium in Europäischer Wirtschaft und Unternehmensführung an der Fachhochschule des BFI Wien und setzte seine berufsbegleitende Ausbildung mit einem Masterstudium in Innovations- und Technologiemanagement an der Fachhochschule Technikum Wien fort. Als zertifizierter Assessor im EFQM-Modell für Unternehmensqualitätsbewertung trägt er maßgeblich zur Weiterentwicklung und Qualitätssicherung bei.

Dipl.-Ing. Viola Sturm, BSc. hat Energietechnik an der Montanuniversität Leoben und an der Colorado School of Mines, USA studiert. Der Schwerpunkt ihrer Abschlussarbeit liegt im Bereich der Elektrotechnik, insbesondere in der Vermessung und Schaltungsauslegung von Photovoltaikmodulen. Während ihrer Ausbildung war sie studentische Mitarbeiterin am Lehrstuhl für Elektrotechnik und hat weiters Erfahrungen in diversen Unternehmen, von der Energiegewinnung aus sekundären Rohstoffen und regenerativen Quellen bis hin zur Verteilung durch Netzausbau, gewonnen. Seit ihrem Abschluss ist Viola Sturm als Elektrotechnikerin bei der VERBUND Hydro Power GmbH tätig. Die zentralen Aufgaben sind das Dimensionieren, Planen und Umsetzen von elektrischen Schaltanlagen.

Dipl.-Ing. Esther Werderitsch, BSc. studierte Elektrotechnik und Informationstechnik an der Technischen Universität Wien und der Universität Politecnica de Catalunya, Barcelona. Neben ihrer beruflichen Tätigkeit absolvierte sie das Masterstudium der Energie- und Automatisierungstechnik mit den Schwerpunkten Energieversorgung, Energiewirtschaft und Energieökonomie an der TU Wien. Seit 2016 war sie im Innovationsmanagement der Energie Burgenland AG tätig und verantwortete unter anderem die Koordination und Abwicklung von Forschungsprojekten im Bereich Erneuerbare Energien, Sektorkopplung und Wasserstoff. Seit 2020 ist Esther Werderitsch als engagierte technische Expertin bei der E-Control für den Anschluss von erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen zuständig. Zu ihren Aufgaben gehört auch die Mitarbeit in der europäischen Arbeitsgruppe „System Operation und Grid Connection“. Esther Werderitsch entwickelt und optimiert die technischen und organisatorischen Regeln (TOR) und befasst sich mit aktuellen Netzanschlusssthemen.

Danksagung

Die Arbeitsgruppe „Netze“ der Young Energy Professionals (YEP) bedankt sich herzlich bei Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Thomas Kienberger für seine engagierte fachliche Begleitung, seine konstruktiven Rückmeldungen sowie die wertvollen Impulse, die maßgeblich zur Qualität und Ausrichtung dieses Berichts beigetragen haben.

Ein besonderer Dank gilt darüber hinaus den folgenden Institutionen und Unternehmen:

- Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Klima- und Umweltschutz, Regionen und Wasserwirtschaft (BMLUK), und dem ehem. Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK)
- Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control)
- Energienetze Steiermark GmbH
- VERBUND Hydro Power GmbH
- Wiener Netze GmbH

Die Autor:innen dieses Berichts sind in diesen Institutionen tätig und konnten daher sowohl praktische Erfahrung als auch aktuelles Fachwissen in die Analyse einbringen. Die Verbindung von beruflicher Praxis mit interdisziplinärer Zusammenarbeit im Rahmen des YEP-Programms war ein zentraler Erfolgsfaktor bei der Erstellung dieses Berichts.

Wir danken allen Beteiligten für ihre Offenheit, Unterstützung und ihren Beitrag zum fachlichen Diskurs.

Inhaltsverzeichnis

Energiezukunft im Klimawandel – Herausforderungen und veränderte Rahmenbedingungen	10
Dekarbonisierung und Strombedarf	10
Klimarisiken und Anpassung an veränderte klimatische Bedingungen	11
Fazit	14
Akzeptanz der Energiewende in der Bevölkerung	15
Dimensionen der Akzeptanz	15
Hindernisse und Herausforderungen	16
Soziale und psychologische Faktoren	16
Die Rolle von Energiegemeinschaften	17
Arten von Energiegemeinschaften	18
Technologische Lösungen und Bildung	18
Internationale Perspektiven	19
Fazit und Ausblick	19
Energiezukunft: Bedeutung und Herausforderungen des Netzausbaus	20
Allgemeine Rahmenbedingungen	20
Dispatch und Redispatch	26
Einleitung	26
Regelung des Netzes	27
Heutiger Stand, Herausforderungen und Aussichten	29
Fazit	30
Rahmenbedingungen Unternehmen	31
Investitionsbedingungen und Herausforderungen im regulierten Umfeld	31
Kosten des Netzes: „Wie viel kostet das Netz?“	32
Wie werden die Netzkosten geteilt: „Wer bezahlt dafür (wie viel)?“	36
Auswirkungen auf Ressourcen, Bedeutung von Fachkräften und Lieferketten	38
Rechtliche und technische Rahmenbedingungen - Herausforderungen bei der Integration von erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen	39
Einleitung	39
Aktuelle Herausforderungen	41
Viele Herausforderungen – viele Ideen zur Verbesserung	41
Monitoring Netzanschluss	43
Fazit: Rahmenbedingungen für die Zukunft gestalten	44
Impressum	52

Abstract

Die Transformation des Energiesystems stellt Österreich vor enorme Herausforderungen. Vor dem Hintergrund ambitionierter Klimaziele – insbesondere der vollständigen Stromversorgung aus erneuerbaren Energien bis 2030 – rücken Stromnetze als zentrales Rückgrat der Energiewende in den Fokus. Der vorliegende Bericht der Arbeitsgruppe „Netze“ der Young Energy Professionals (YEP, 4. Zyklus) beleuchtet umfassend die aktuellen und zukünftigen Anforderungen an das österreichische Stromnetz sowie die damit verbundenen Chancen, Risiken und Handlungsfelder.

Im Zentrum der Analyse stehen der steigende Strombedarf durch Elektrifizierung von Industrie, Mobilität und Gebäuden, die Integration volatiler erneuerbarer Energieträger sowie die Auswirkungen des Klimawandels auf Infrastruktur und Versorgung. Der Bericht zeigt, dass sowohl Investitionen in den Netzausbau als auch die Weiterentwicklung regulatorischer, technischer und organisatorischer Rahmenbedingungen essenziell sind, um Versorgungssicherheit und Systemstabilität langfristig zu gewährleisten.

Ein weiterer Schwerpunkt liegt auf der gesellschaftlichen Akzeptanz der Energiewende. Die Untersuchung zeigt, dass Akzeptanz nicht allein durch Information, sondern durch Beteiligung, Transparenz und gerechte Kostenverteilung gestärkt werden muss. Energiegemeinschaften, technologische Innovationen und gezielte Bildungsmaßnahmen bieten hier wichtige Ansatzpunkte.

Die Analyse der Investitionsbedarfe im Übertragungs- und Verteilernetz, die Darstellung der Herausforderungen im Redispatch-Management sowie ein Blick auf rechtliche Barrieren und Förderregime runden den Bericht ab. Österreichs Energiesystem der Zukunft braucht starke Netze – resilient, intelligent und breit getragen von Gesellschaft und Politik. Der Bericht schließt mit Empfehlungen zur Stärkung der Netzinfrastuktur als Grundlage für eine nachhaltige und klimagerechte Energiezukunft.

Einleitung

Die Energiewende ist nicht mehr Vision, sondern Realität – und sie fordert umfassende Veränderungen in nahezu allen Bereichen unserer Gesellschaft. Österreich hat sich mit dem Ziel, bis 2040 klimaneutral zu werden, ambitionierte Vorgaben gesetzt. Bereits bis 2030 soll der gesamte Stromverbrauch bilanziell durch erneuerbare Energie gedeckt werden. Diese Transformation verlangt nicht nur massive Investitionen in Erzeugungskapazitäten, sondern stellt auch das bestehende Energieinfrastruktursystem vor grundlegende Herausforderungen. Im Zentrum dieser Veränderungen stehen die Stromnetze – die kritische Infrastruktur, die das Gelingen oder Scheitern der Energiewende maßgeblich beeinflusst.

Die Arbeitsgruppe „Netze“ der Young Energy Professionals (YEP) im 4. Zyklus des World Energy Council Austria hat sich zum Ziel gesetzt, diesen Transformationsprozess aus interdisziplinärer Perspektive zu analysieren. Der vorliegende Bericht behandelt die wichtigsten Aspekte, die das zukünftige österreichische Stromnetz betreffen. Er gliedert sich in mehrere Themenfelder: der wachsende Strombedarf im Kontext der Dekarbonisierung, die Auswirkungen des Klimawandels auf Energieinfrastrukturen, die gesellschaftliche Akzeptanz, der Netzausbau und dessen Finanzierung, technologische Entwicklungen sowie rechtliche Rahmenbedingungen.

Zentral ist dabei die Erkenntnis, dass Netzinfrastrukturen in den kommenden Jahren nicht nur ausgebaut, sondern auch intelligent gesteuert, klimafit gestaltet und gesellschaftlich legitimiert werden müssen. Die Herausforderungen sind dabei vielfältig: Neben technischen Fragestellungen wie Netzstabilität, Redispatch und Regelenergie treten Fragen der Finanzierung, Regulierung, Personalkapazitäten und Lieferketten, aber auch soziale Aspekte wie Akzeptanz, Partizipation und Fairness in den Vordergrund.

Durch die Analyse aktueller Strategien wie des integrierten österreichischen Netzinfrastukturplans (ÖNIP), die Auseinandersetzung mit regulatorischen Hürden sowie durch das Einbeziehen von Praxisbeispielen aus Energiegemeinschaften und internationalen Erfahrungen will dieser Bericht einen fundierten Beitrag zur Diskussion über die Zukunft der Stromnetze in Österreich leisten. Ziel ist es, aufzuzeigen, welche Weichen gestellt werden müssen, damit Netze auch in Zukunft ihre Rolle als Rückgrat eines klimaneutralen, resilienten und sozial akzeptierten Energiesystems erfüllen können.

Energiezukunft im Klimawandel – Herausforderungen und veränderte Rahmenbedingungen

[Elisabeth Bergler]

Energie kommt in der Gestaltung der Zukunft eine entscheidende Bedeutung zu. Jeder Bereich der Gesellschaft bedarf einer sicheren Verfügbarkeit von Energie, wodurch Versorgungssicherheit von grundlegender Relevanz ist. [1]

Neben wirtschaftlichen, geopolitischen, technischen und demographischen Entwicklungen wirken vielzählige Faktoren auf den Energiebereich und seine Konditionen ein. Nicht zuletzt spielt auch der Klimawandel eine zunehmende Rolle bei Erzeugung, Verteilung und Nachfrage von Energie: zum einen durch Initiativen und Entwicklungen zur Eindämmung der fortschreitenden Erderhitzung (Klimaschutz) sowie zum anderen durch notwendige Anpassungen an die Auswirkungen des bereits stattfindenden Klimawandels, d.h. den heute und in Zukunft noch verstärkt eintreffenden Folgen der veränderten klimatischen Rahmenbedingungen (Klimawandelanpassung, Klimaresilienz). [2]

Dekarbonisierung und Strombedarf

Der menschengemachte Klimawandel zählt zu den größten weltweiten Risikofaktoren, wirkt als Bedrohungsmultiplikator und gefährdet Gesundheit, Wohlstand und unsere Lebensgrundlagen. „Um Klimarisiken einzudämmen, sind die ursächliche Bekämpfung des Klimawandels und die Klimaneutralität von oberster Priorität.“ wie auch die Österreichische Sicherheitsstrategie festhält. [3, S. 45]

Durch die Dekarbonisierung der Industrie sowie Wärme- und Mobilitätswende ist – selbst unter zunehmender Energieeffizienz – in Österreich von einer beinahe Verdopplung des Strombedarfs bis 2040 i.Vgl. zu heute auszugehen. Im integrierten österreichischen Netzinfrastukturplan (ÖNIP) wird eine Erhöhung des Strombedarfs von 74 TWh im Jahr 2021 auf 121 TWh im Jahr 2040 angenommen. [4] Zudem strebt Österreich an, bis 2030 den gesamten Stromverbrauch im Land bilanziell zu 100 Prozent aus erneuerbaren Energiequellen zu decken. [5]

Bereits daraus ergeben sich erhebliche Anforderungen für Stärkung und Ausbau der Übertragungs- und Verteilernetze sowie der Speicherkapazitäten, [2] wie auch in den folgenden Kapiteln weiter beleuchtet.

Klimarisiken und Anpassung an veränderte klimatische Bedingungen

Gleichzeitig kommt es durch die bereits stattfindende und rasant fortschreitende Erderhitzung zu neuen Rahmenbedingungen und Gefährdungen u.a. für die Energieinfrastruktur (vgl. Abbildungen 1 und 2). Dabei erwärmt sich Europa doppelt so schnell, wie der globale Durchschnitt und ist jener Kontinent, der sich am schnellsten erwärmt. [6]

Die Auswirkungen des Klimawandels führen zu vielfältigen Folgen in sämtlichen Bereichen der Energiewirtschaft von Erzeugung und Verteilung - sowohl bei Errichtung wie bei Betrieb und Wartung von Infrastrukturen - bis hin zur Nachfrage und Endkund:innenversorgung. [2] Wirtschaftliche Schäden in klimaexponierten Sektoren u.a. im Energiesektor wurden bereits verzeichnet. [7] Konkrete Projektionen über Auswirkungen auf Hoch- und Höchstspannungsnetze soll bspw. das Projekt „Klimacheck“ der APG in Kollaboration mit der GeoSphere Austria liefern. [8]

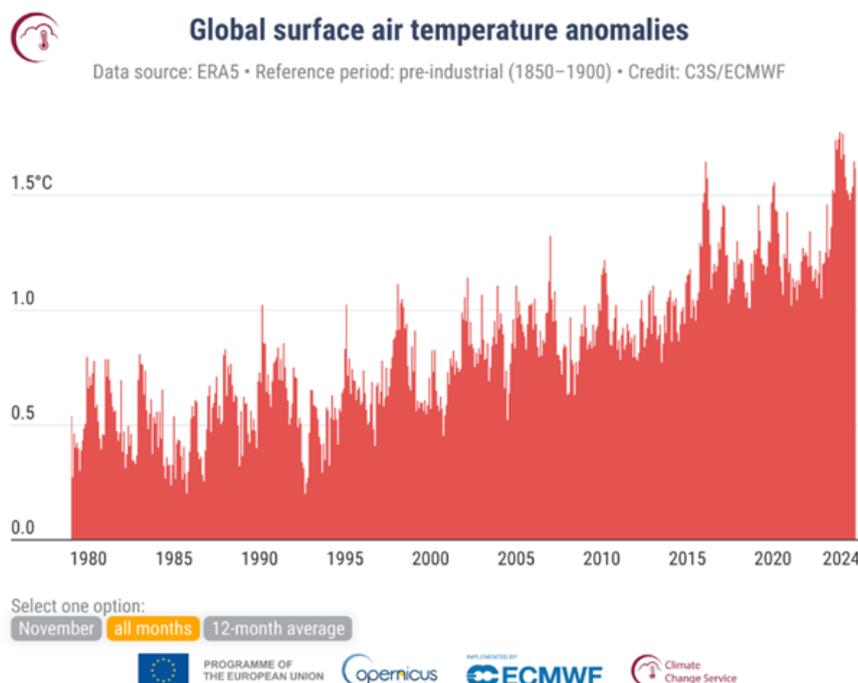


Abbildung 1: Globale durchschnittliche Abweichung der Oberflächenlufttemperatur von 1979 bis 2024 (im Vergleich zum Referenzzeitraum 1850-1900, für alle Monate). Datenquelle: ERA5. Credit: C3S/ECMWF. [9]

Anomalies and extremes in surface air temperature in 2024

Data: ERA5 (1979–2024) • Reference period: 1991–2020 • Credit: C3S/ECMWF

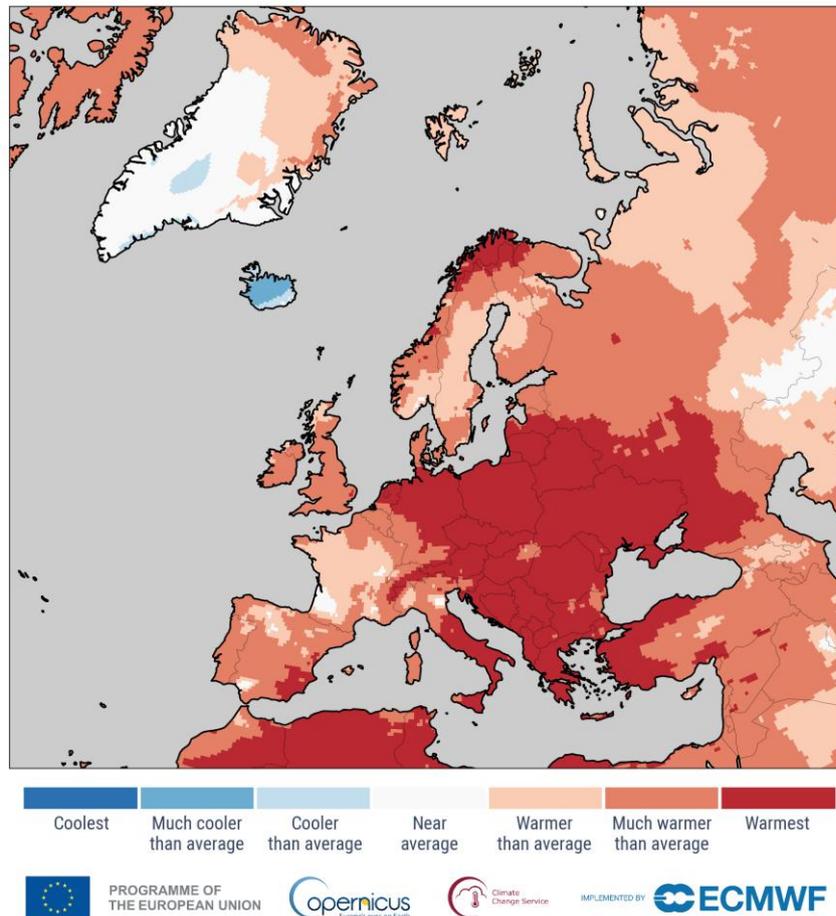


Abbildung 2: Anomalien und Extremwerte der jährlichen Oberflächenlufttemperatur im Jahr 2024. Die Extremkategorien („kühlste“ und „wärmste“) beruhen auf den Ranglisten für 1979-2024. Die anderen Kategorien beschreiben, wie die Temperaturen im Vergleich zu ihrer Verteilung während des Referenzzeitraums 1991-2020 sind. „Viel kühler/wärmer als der Durchschnitt“ - kühler/wärmer als 90 % der Temperaturen. „Kühler/wärmer als der Durchschnitt“ - kühler/wärmer als 66 % der Temperaturen. „Nahezu durchschnittlich“ - innerhalb der mittleren 33 %.

Daten: ERA5. Credit: C3S/ECMWF [10]

Sowohl Stromerzeugung als auch Netzinfrastruktur sind folglich auf veränderte Rahmenbedingungen der kommenden Jahrzehnte einzustellen, um auch weiterhin hohe Versorgungssicherheit zu ermöglichen. [2], [3], [4] Gemäß „Österreichischer Strategie zur Anpassung an den Klimawandel“ [2], [11] sind die Auswirkungen des Klimawandels „bei allen energiepolitischen und energiewirtschaftlichen Entscheidungen mitzudenken, um das Energiesystem resilient und zukunftsfähig zu gestalten“ [2, S. 160ff]:

Durch den Klimawandel werden u.a. Extremwetterereignisse häufiger und heftiger. Folgen reichen von Beeinträchtigungen der Anlagen bspw. durch extrem hohe Temperaturen, über Schwankungen aufgrund von Änderungen der Niederschlagsverteilung bis hin

zu Beschädigungen an der Infrastruktur durch Naturgefahren. So können Extremwetterereignisse wie Starkniederschläge, Starkwinde, atmosphärische Vereisung (Blitzeis), Muren, Steinschlag sowie Hangrutschungen beträchtliche Schäden an Energieerzeugungsanlagen und der Energienetzinfrastruktur verursachen sowie die Sicherheit von Stau-becken beeinträchtigen. Sehr hohe Windgeschwindigkeiten können Herausforderungen bei der Einspeisung in die Netze bedeuten. Zurückgehender Permafrost kann zu vermehrten Felsstürzen und -abbrüchen und dadurch zu beschädigten Strommasten und Leitungsunterbrechungen führen. Hohe Temperaturen verringern die Leitungskapazität der Übertragungs- und Verteilernetze, welche mit steigender Erderhitzung öfter und höher zu erwarten sind. Gleichzeitig wird hitzebedingt der Stromverbrauch durch den Einsatz von Klimaanlageanlagen und anderen Kühlgeräten ansteigen, während der Heizbedarf sinken wird (vgl. Abbildung 3). Zudem können jedoch auch vermehrte Trockenperioden, klimawandelbedingte Veränderungen im Abflussregime der Flüsse, anhaltend niedrige Wasserstände sowie das langfristige Verschwinden der Gletscher und der Rückgang der Schneedecke in alpinen Regionen saisonal und regional zu Veränderungen bei der Stromerzeugung aus Wasserkraft führen. [2], [11], [12] Zudem sind Rückkopplungseffekte durch energiesystembetreffende Klimawandelfolgen im Ausland auf die österreichische Energieinfrastruktur möglich.

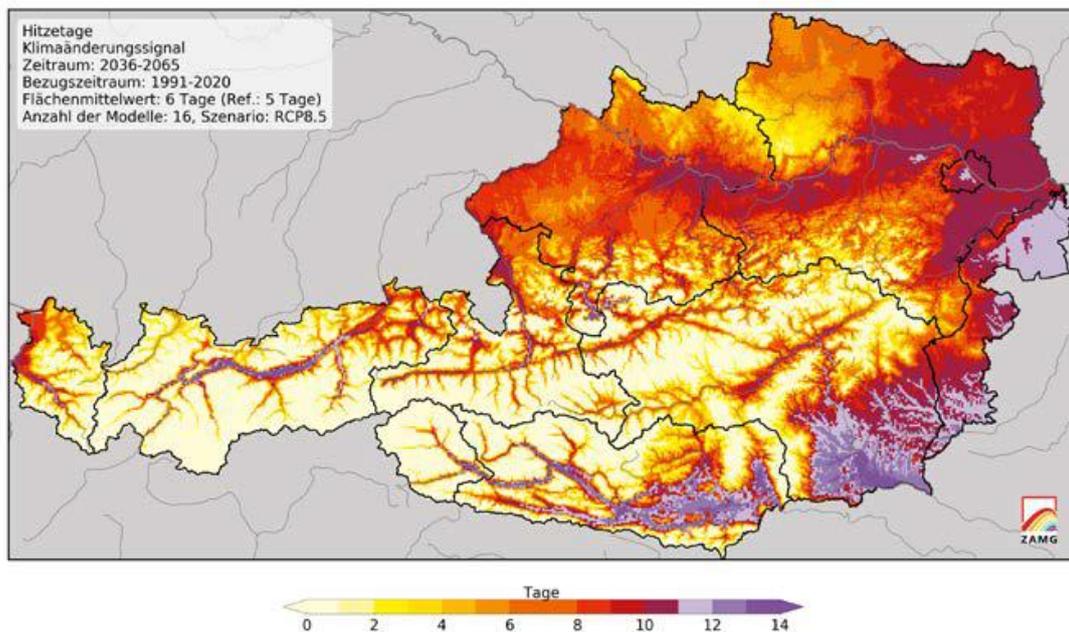


Abbildung 3: projizierte Zunahme der Hitzetage in Österreich im Zeitraum 2036–2065 (Szenario RCP8.5 ohne Klimaschutz) Quelle/Grafik: Geo-Sphere Austria, zitiert nach [11]

Entwicklungen zur Erreichung der Klimaresilienz und Anpassung an den Klimawandel werden regelmäßig im Fortschrittsbericht zur österreichischen Anpassungsstrategie festgestellt. Trotz erkennbarer Fortschritte besteht jedoch nach wie vor eindeutiger weiterer Handlungsbedarf – so auch im Energiesektor. [13]

Im Aktionsplan der österreichischen Anpassungsstrategie sind dahingehend sechs Handlungsempfehlungen zur Erhöhung der Klimaresilienz im Energiesystem formuliert – samt konkreter Umsetzungsschritte wie bspw. u.a. Analyse möglicher Folgen klimawandelbedingter Extremereignisse und Naturgefahren auf Infrastrukturkomponenten, laufende Optimierung der Netzsteuerung insbes. unter Berücksichtigung künftig verstärkter Extremwetterereignisse, und vermehrte Umsetzung von Ringschlüssen, uvm. [2]

Die Verbindlichkeit und die Umsetzungswahrscheinlichkeit der in der Anpassungsstrategie vorgesehenen Maßnahmen sollen gemäß Regierungsprogramm 2025-2029 erhöht werden. [14]

Fazit

Klimawandelbedingte, weitreichende Folgen wie zunehmende Hitze- und Trockenperioden, vermehrte Starkregenereignisse sowie schmelzende Gletscher- und auftauende Permafrostflächen sind bereits heute in Österreich feststellbar. Diese gefährden auch die heimische Energieinfrastruktur und werden sich in Zukunft weiter verschärfen. Neben ambitionierten Anstrengungen zur Dekarbonisierung und Elektrifizierung des Energiesystems bedarf es zur Erhaltung der hohen Versorgungssicherheit daher auch geeigneter Maßnahmen zum Umgang mit neuen, sich verschärfenden Klimarisiken. Die enge Verknüpfung von Klimaschutz, Klimawandelanpassung und Versorgungssicherheit im Energiebereich macht es notwendig, diese bei strategischen Entscheidungen jeweils wechselseitig zu berücksichtigen, Synergien zu nutzen und zueinander gegensätzliche Aktivitäten möglichst zu vermeiden. Dadurch können sowohl Kosten, Schäden und Ausfallrisiken reduziert als auch neue Chancen genutzt werden. Wie der integrierte österreichische Netzinfrastukturplan (ÖNIP) darlegt, ermöglicht eine vorausschauende Planung, die Auswirkungen des Klimawandels bei Aus- und Umbau der Energieinfrastruktur mitzuberechnen.

Die Auswirkungen des Klimawandels, die Betroffenheit durch diese sowie die Wirksamkeit gesetzter wie möglicher Maßnahmen und deren Zusammenspiel mit weiteren Aktivitäten bedürfen einer kontinuierlichen Evaluierung.

Akzeptanz der Energiewende in der Bevölkerung

[Manuel Schaffer]

Die Energiewende ist eine der zentralen Maßnahmen zur Eindämmung des Klimawandels. Ihr Erfolg hängt entscheidend von der Akzeptanz in der Bevölkerung ab [15]. In Österreich, wo erneuerbare Energien traditionell einen hohen Stellenwert einnehmen, ist die grundsätzliche Zustimmung groß. Auch der nationale Energie- und Klimaplan (NEKP) betont die Bedeutung breiter gesellschaftlicher Unterstützung. Dennoch steht die Transformation vor spezifischen Herausforderungen, etwa im Ausbau von Windkraft und Netzinfrasturktur, hier kommt es auch zu regional teils starken Unterschieden in den Bundesländern.[14] Dieses Kapitel beleuchtet die verschiedenen Dimensionen der Akzeptanz in Österreich, die damit verbundenen Hindernisse und regionale Unterschiede sowie Maßnahmen zur Förderung der Zustimmung.

Dimensionen der Akzeptanz

Die Akzeptanz der Energiewende lässt sich in drei Hauptdimensionen unterteilen:

- **Sozio-politische Akzeptanz:** Sie bezeichnet die allgemeine Unterstützung durch Bevölkerung und politische Akteure. In Österreich ist diese Zustimmung aufgrund der historisch starken Rolle erneuerbarer Energien – insbesondere der Wasserkraft – hoch. Umfragen bestätigen eine breite Befürwortung des Ausbaus erneuerbarer Energien in der Bevölkerung. [16] Allerdings gibt es Unterschiede in der Unterstützung einzelner Technologien: Umfragen zeigen etwa, dass Maßnahmen wie der Ausbau von Windkraft auf geringere Zustimmung stoßen als zum Beispiel Wasserkraft oder Photovoltaikanlagen. [17]
- **Lokale Akzeptanz:** Diese betrifft die Zustimmung zu konkreten Projekten vor Ort, wie Windparks oder Solaranlagen. Sie hängt stark von der direkten Betroffenheit und Partizipation der Anwohner ab. Studien belegen, dass frühzeitige Einbindung der Bevölkerung und transparente Planung entscheidend sind, um die Akzeptanz zu fördern [18]. Einer Umfrage zufolge würden zwar 76 % der Österreicher:innen ein erneuerbares Energieprojekt in ihrer eigenen Gemeinde begrüßen; jedoch liegt die Zustimmungsrage bei Windkraftprojekten mit rund 66 % deutlich niedriger als bei Photovoltaik-Projekten (88 %). [19]
- **Verfahrensakzeptanz:** Hier steht die Wahrnehmung fairer, transparenter Entscheidungsprozesse im Mittelpunkt. Die Einbindung lokaler Gemeinschaften und Interessensgruppen spielt eine zentrale Rolle, besonders da viele Projekte – etwa neue Kraftwerke oder Netzausbauten den lokalen politischen Willen brauchen. Werden Bürger als gleichberechtigte Partner eingebunden und ihre Perspektiven

berücksichtigt, steigt ihre Bereitschaft, Projekte mitzutragen. Transparentes Vorgehen und das Schaffen von Mitsprachemöglichkeiten können das Vertrauen stärken und so die Verfahrensakzeptanz erhöhen. [18]

Hindernisse und Herausforderungen

Trotz der grundsätzlich positiven Haltung gibt es zahlreiche Hürden bei der Umsetzung der Energiewende:

- **Hohe Genehmigungsaufgaben und Kosten:** Umfangreiche Prüfungen von Alternativen, langwierige Genehmigungsverfahren und Eingaben verzögern Projekte und treiben die Kosten in die Höhe. [20] Zusätzlich erfordern intensive Öffentlichkeitsarbeit und Anrainerdialoge erhebliche personelle sowie finanzielle Ressourcen, was die wirtschaftliche Rentabilität von Energieprojekten weiter belastet. [20] Gerade bei einer schweren wirtschaftlichen Lage wie 2022, kann eine hohe Inflation dazu führen, dass Die Akzeptanz von regenerativen Energien zurück geht. [16]
- **Landschaftsästhetik und Flächenkonkurrenz:** Der Ausbau von Windkraftanlagen – etwa in Regionen wie dem Burgenland oder Niederösterreich – stößt mitunter auf Widerstand, da Veränderungen des Landschaftsbildes und Eingriffe in Naturräume befürchtet werden. Ähnliche Diskussionen gibt es um die Nutzung landwirtschaftlicher Flächen für große Photovoltaik-Anlagen. Solche Eingriffe können lokale Emotionen hochkochen lassen und erfordern behutsames Vorgehen sowie Kompensationsmaßnahmen, um Akzeptanz zu gewinnen. [21]
- **Kommunikationsdefizite:** Fehlende oder unklare Informationen schüren oft Misstrauen gegenüber neuen Technologien und Projekten. Dies zeigt sich z.B. beim Ausbau der Wasserkraft oder bei Geothermie Projekten, die in Österreich ein erhebliches Potenzial haben, aber ohne ausreichende Aufklärung Skepsis hervorrufen können. [18] Eine offene, proaktive Kommunikation ist notwendig, um Vorurteile abzubauen und sachliche Debatten zu ermöglichen.
- **Technologische Komplexität:** Viele innovative Lösungen der Energiewende (etwa Smart Grids oder Wasserstoff-Technologien) sind für Laien nur schwer verständlich. Diese Komplexität kann Befürchtungen auslösen und die Akzeptanz bremsen. Gezielte Informationskampagnen und Bildungsinitiativen können helfen, solche Barrieren abzubauen und Verständnis für die Notwendigkeit technologischer Neuerungen zu schaffen.

Soziale und psychologische Faktoren

Neben administrativen und regionalen Aspekten beeinflussen auch soziale und psychologische Faktoren die Akzeptanz erheblich:

- **Vertrauen:** Vertrauen in staatliche Institutionen (Bund und Länder) sowie in Projektbetreiber ist essenziell. Werden Ziele und Vorgehen glaubwürdig kommuniziert und sind die verantwortlichen Akteure transparent, fördert dies die Zustimmung der Bevölkerung. [18] Umgekehrt können Skandale oder Intransparenz das Vertrauen nachhaltig erschüttern und Widerstand hervorrufen.
- **Wahrnehmung von Kontrolle:** Menschen unterstützen Veränderungen eher, wenn sie das Gefühl haben, Einfluss nehmen zu können. Die Beteiligung der Bürger an Entscheidungsprozessen – etwa durch Bürgerversammlungen oder partizipative Planungsverfahren – erhöht das Gefühl der Kontrolle und damit die Akzeptanz. Wenn Betroffene merken, dass ihre Anliegen ernst genommen werden, identifizieren sie sich stärker mit Projekten.

Studien zeigen, dass ein höheres Informationsniveau allein nicht ausreicht, um die Zustimmung zu konkreten Energieprojekten zu erhöhen. Vielmehr spielen Vertrauen, Beteiligung und wahrgenommene Fairness eine entscheidende Rolle. [22] Oft reichen bloße Informationskampagnen nicht aus, um Vorbehalte auszuräumen. Notwendig sind dialogorientierte Formate, in denen Sorgen adressiert und Missverständnisse geklärt werden. So bieten in Österreich Umweltorganisationen und Bürgerinitiativen verstärkt Dialogveranstaltungen an, um Verständnis zu fördern und Akzeptanzbarrieren abzubauen.

Ein weiteres psychologisches Hindernis ist die „Loss Aversion“ (Verlustaversion): Menschen gewichten potenzielle Verluste häufig stärker als gleichwertige Gewinne. Im Kontext der Energiewende bedeutet dies, dass der wahrgenommene Verlust an Lebensqualität oder Naturschätzen durch ein Projekt schwerer wiegt als dessen langfristiger Nutzen. In Österreich zeigt sich dieses Phänomen zum Beispiel in Debatten über die Beeinträchtigung von Landschafts- und Naturschutzgebieten durch Windparks oder Stromtrassen. Durch die Betonung langfristiger Vorteile (wie Klimaschutz, regionale Wertschöpfung) und die aktive Einbindung der lokalen Gemeinschaft kann solchen Verlustängsten entgegen gewirkt werden. [18] Erfolgreiche Praxisbeispiele zeigen, dass Beteiligungsmodelle – etwa Anrainer, die finanziell am Projekt beteiligt werden – die gefühlten Verluste ausgleichen und die Akzeptanz deutlich steigern können.

Die Rolle von Energiegemeinschaften

Energiegemeinschaften stellen ein zentrales Instrument dar, um die Akzeptanz der Energiewende zu fördern. Sie ermöglichen Bürger:innen, sich aktiv an der Energieerzeugung und -nutzung zu beteiligen und direkt vom Ausbau erneuerbarer Energien zu profitieren. In Österreich bieten das Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) und das Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (EIWOG) den rechtlichen Rahmen für die Gründung solcher Gemeinschaften. Dadurch wird Bürgern der Einstieg in lokale Energieprojekte erleichtert, und die Akzeptanz steigt, da man nicht mehr nur Betroffener, sondern Mitgestalter der Energiewende ist.

Arten von Energiegemeinschaften

- **Erneuerbare-Energiegemeinschaften:** Fokus liegt auf der lokalen Erzeugung und Nutzung erneuerbarer Energie, z.B. in Form von gemeinschaftlich betriebenen Photovoltaik-Anlagen oder Windrädern. Der regionale Ansatz erlaubt den Mitgliedern Zugang zu günstigeren Netztarifen und fördert die Zusammenarbeit innerhalb von Gemeinden [23]. Erfolgreiche Beispiele zeigen, dass solche Gemeinschaften die regionale Wertschöpfung erhöhen und Vorbehalte gegenüber neuen Anlagen mindern, da die Vorteile unmittelbar vor Ort spürbar sind.
- **Bürgerenergiegemeinschaften:** Diese Gemeinschaften sind – anders als rein regionale Erneuerbare-Energiegemeinschaften – nicht räumlich beschränkt. Sie ermöglichen den Handel mit selbst erzeugtem Strom über größere Distanzen und eröffnen somit auch in urbanen Räumen Beteiligungsmöglichkeiten. [23] Bürgerenergiegemeinschaften verbinden Menschen über Gemeindegrenzen hinweg und schaffen ein Gefühl der gemeinsamen Verantwortung für die Energiewende.

Energiegemeinschaften fördern nicht nur die Akzeptanz erneuerbarer Energieprojekte, sondern steigern auch die lokale Wertschöpfung und Identifikation der Teilnehmenden mit ihren Projekten. Studien zeigen, dass Mitglieder von Energiegemeinschaften tendenziell ein höheres Umweltbewusstsein haben und der Energiewende mit mehr Vertrauen begegnen. [23] Durch die direkte Teilhabe wird abstrakte Energiepolitik für viele greifbarer, was die Zustimmung zu notwendigen Veränderungen erhöht.

Technologische Lösungen und Bildung

Technologische Innovationen sind ein wesentlicher Treiber der Energiewende und können die Akzeptanz positiv beeinflussen. Fortschritte bei Speichertechnologien (etwa Pumpspeicherkraftwerke), Geothermie und Windkraft ermöglichen eine dezentrale Energieversorgung und verringern die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern. Sichtbare technologische Erfolge – wie leistungsfähige Batteriespeicher oder effizientere Windräder – demonstrieren die Machbarkeit der Energiewende und können skeptische Stimmen überzeugen, dass eine stabile Energieversorgung auch mit Erneuerbaren möglich ist.

Intelligente Stromzähler und Smart-Home-Systeme, die in Österreich bereits weit verbreitet sind, helfen Verbrauchern, ihren Energieverbrauch besser nachzuvollziehen und effizienter zu gestalten. Pilotprojekte in Österreich und Deutschland zeigen, dass solche Technologien das Bewusstsein für den eigenen Energieverbrauch schärfen können. [24] Wenn Haushalte in Echtzeit sehen, wann und wo sie Energie einsparen können, steigt die Bereitschaft, aktiv am Gelingen der Energiewende mitzuwirken.

Ebenso spielt Bildung eine Schlüsselrolle. Schulen und Universitäten können verstärkt praxisorientierte Programme anbieten, um schon bei jungen Menschen ein tieferes Verständnis für erneuerbare Energien und Klimaschutz zu verankern. Positive Medienberichte und lokale Erfolgsgeschichten – etwa wie die innovativen Photovoltaikanlagen in Obergoms, Schweiz auf Lawinenverbauungen – tragen dazu bei, das öffentliche Bewusstsein zu stärken und Vorbilder zu schaffen. [17] Auch für Erwachsene sind speziell

konzipierte Bildungs- und Informationsprogramme sinnvoll. Sie sollten praktische Anwendungen (etwa die Installation einer PV-Anlage) und finanzielle Vorteile (zum Beispiel Einsparungen durch Energieeffizienz) hervorheben, um Interesse und Akzeptanz in breiteren Bevölkerungsschichten zu steigern.

Internationale Perspektiven

Die Erfahrungen aus Schweden zeigen, dass staatliche Programme eine zentrale Rolle bei der Förderung gesellschaftlicher Akzeptanz für die Energiewende spielen. Laut dem Nordischen Ministerrat entstehen Akzeptanzprobleme sowohl auf lokaler Ebene – etwa bei Windkraftprojekten – als auch auf nationaler Ebene, wenn Maßnahmen wie Kraftstoffsteuern als ungerecht wahrgenommen werden. [19] Widerstand tritt insbesondere dann auf, wenn Teile der Bevölkerung eine ungleiche Belastung befürchten, etwa ländliche Regionen bei steigenden Mobilitätskosten. Um dem entgegenzuwirken, setzt Schweden auf gezielte Ausgleichsmaßnahmen, transparente Kommunikation und frühzeitige Bürgerbeteiligung. Gemeinden werden aktiv in die Planung eingebunden und erhalten direkten Nutzen – etwa durch finanzielle Beteiligung oder lokale Wertschöpfung. Der Bericht zeigt deutlich: Akzeptanz entsteht nicht allein durch Information, sondern durch Mitsprache, Fairness und das Gefühl, Teil des Wandels zu sein. Damit wird deutlich, dass gesellschaftlicher Rückhalt ebenso entscheidend ist wie technologische Lösungen. [19] Österreich hat hier Anreizsysteme – etwa Investitionsförderungen für Photovoltaik oder Elektromobilität – bereits erfolgreich umgesetzt, kann aber durchaus das Portfolio an Maßnahmen erweitern. [21]

Fazit und Ausblick

Die Energiewende in Österreich wird von einer breiten Mehrheit der Bevölkerung grundsätzlich befürwortet. Dennoch bestehen konkrete Herausforderungen: eine als ungerecht empfundene Verteilung von Kosten, Bedenken hinsichtlich Landschaftsveränderungen und Defizite in der Kommunikation können die Umsetzung bremsen. Um diese Hürden zu überwinden, sind transparente Prozesse und echte Beteiligungsmöglichkeiten für Bürger unabdingbar. Technologische Innovationen müssen verständlich vermittelt und durch Bildungsmaßnahmen begleitet werden, damit ihre Vorteile erkannt und akzeptiert werden.

Langfristig wird die Akzeptanz davon abhängen, inwieweit es gelingt, die Bevölkerung als aktive Mitgestalter der Energiewende einzubinden. Internationale Erfahrungen zeigen, dass Partizipation und innovative Kommunikationsstrategien entscheidend sind. Mit einer Kombination aus Aufklärung, Technologieentwicklung und Bürgerbeteiligung kann die Energiewende in Österreich zu einem gemeinsamen Erfolg geführt werden. Jeder einzelne Schritt – vom großen Infrastrukturprojekt bis zur privaten PV-Anlage – profitiert von einer informierten und engagierten Bevölkerung, die die Energiewende nicht nur erduldet, sondern mitträgt, denn sonst kann sich die Akzeptanz auch in eine negative Richtung entwickeln. [25]

Energiezukunft: Bedeutung und Herausforderungen des Netzausbaus

[Bernhard Kroger]

Allgemeine Rahmenbedingungen

Durch den Umbau des Energiesystems, die notwendige Anpassung an den Klimawandel und vermehrte Verwundbarkeit durch Cyberangriffe ergeben sich für die Stromnetze stetig steigende Herausforderungen. Einerseits müssen die Netze weiter ausgebaut werden, um der veränderten Form der Nutzung und Erzeugung elektrischer Energie gerecht zu werden. Andererseits wird der Ausbau und der Betrieb durch die vermehrt und heftiger auftretenden Extremwetterereignisse und die steigende Digitalisierung mit einhergehendem zusätzlichem Fokus auf Cybersicherheit aufwändiger.

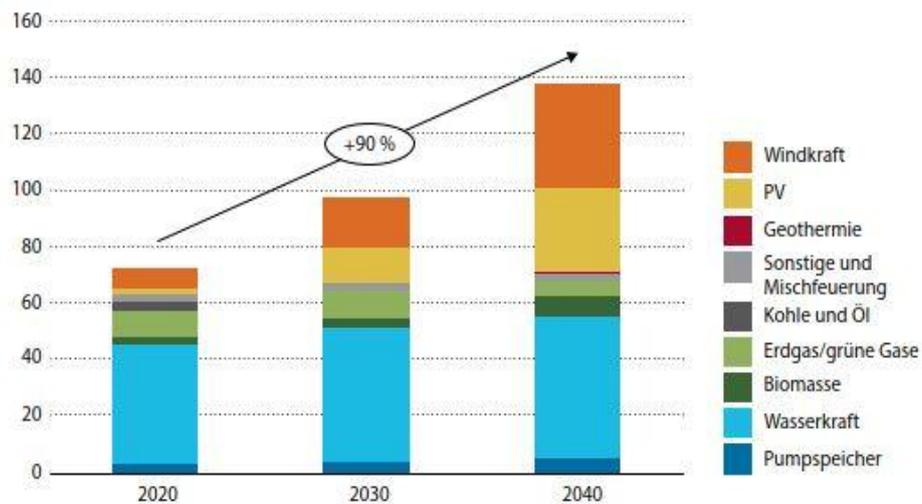
Durch den Ausbau und den gleichzeitigen Anstieg der Komplexität ist mit erhöhten Kosten zu rechnen, die bereits aktuell die Netztarife in vielen Ländern stark steigen lassen, und in vielen Ländern zu Diskussionen über die Verteilung dieser Kosten führen.

Die Bedeutung der Netze verändert sich durch den Übergang zu neuen Formen der Erzeugung und Nutzung von elektrischer Energie. Die Dimensionierung der Netze und damit auch der Ausbau- / bzw. Investitionsbedarf wird u. a. durch die zusätzliche an das Netz angeschlossene Leistung von dezentralen Erzeugern sowie neuartigen Verbrauchern determiniert. Die zunehmende Bedeutung der dezentralen Erzeugung sowie die Zunahme von neuartigen Verbrauchern stellen die Netze somit vor große Herausforderungen und machen verschiedene Ausbaumaßnahmen nötig. Die Auswirkungen sollen in Beispielen für Österreich dargestellt werden.

Eine Quelle für ein zukünftiges Energieszenario stellt der ÖNIP [4] (Integrierter österreichischer Netzinfrastukturplan) dar. Mit dem ÖNIP wird ein übergeordnetes Instrument geschaffen, das die zukünftige Aufbringung und die zukünftigen Bedarfe von Energie abschätzt, sowie Erfordernisse im Bereich der Planung von Strom- und Gasnetzen zeigt, sowie das Zusammenwirken der Sektoren. Im Bereich der Planung der Stromnetze werden das 380-kV- und das 220-kV-Übertragungsnetz betrachtet. Die Planung der Verteilernetze wird im ÖNIP nicht betrachtet. Die Entwicklung des Strombedarfs wird von 74 TWh im Jahr 2021 auf 121 TWh im Jahr 2040 geschätzt. Die Erzeugung von Photovoltaik (PV) wird von 2 TWh/a (2020) lt. Prognose auf 41,1 TWh/a (angenommene Erzeugung) im Jahr 2040 zunehmen. Die Erzeugung aus Windkraft beträgt im Jahr 2020 7 TWh/a, im ÖNIP wird für das Jahr 2040 eine Erzeugung von 29 TWh/a angenommen. Die Basis für die Mengen des Energiebedarfs und der Energiebereitstellung bildet ein Szenario des Umweltbundesamts (UBA), nämlich das Transition Szenario 2023. Dieses Szenario zeigt einen möglichen Weg zur Erreichung der Klimaneutralität bis 2040 auf. Im

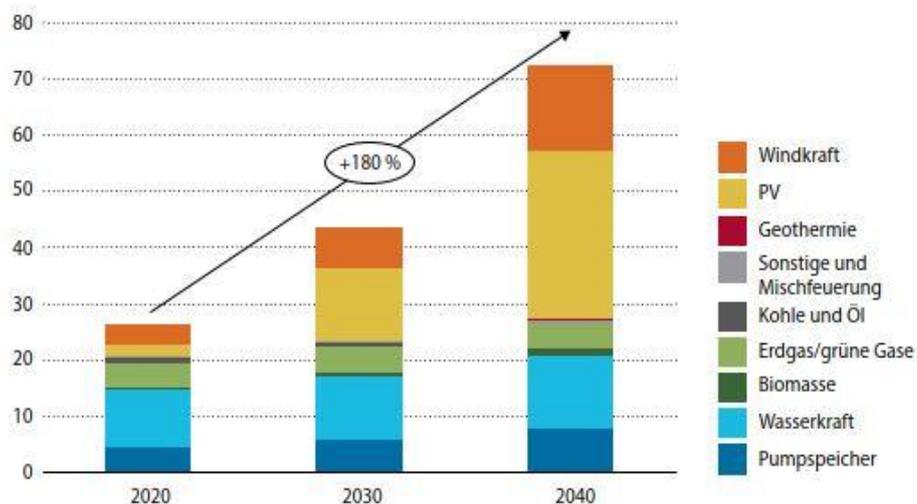
Detail wurden im NIP einige zusätzliche Berechnungen zum Transition Szenario durchgeführt, wodurch es zu Anpassungen der Mengen bzw. Leistungen im NIP kommt. Beispielsweise wird im NIP ein höherer Wasserstoffeinsatz in Strom- und Fernwärmeerzeugung angenommen, sowie werden Umwandlungsverluste von Batterien und Pumpspeichern anders berücksichtigt. Eine weitere Quelle für ein zukünftiges Szenario für die Entwicklung der Erzeugung und des Verbrauchs von elektrischer Energie stellt die 2022 erstellte Studie „Österreichs Weg in eine klimaneutrale Energiezukunft“ [26] dar. Laut dieser wird sich bis 2040 die Stromnachfrage in Österreich in etwa verdoppeln. Insbesondere in der Industrie, im Verkehr und für die Erzeugung von Wasserstoff soll es zu einer deutlichen Zunahme bei der Nutzung von elektrischer Energie kommen. Damit der stark steigende Bedarf aus erneuerbaren Quellen gedeckt werden kann, wäre ein Ausbau der installierten Erzeugungsleistung um 180 % nötig, was beinahe einer Verdreifachung entspricht. Damit soll die Erzeugungsmenge ausgehend von 2020 um 90 % erhöht werden. Der überproportionale Anstieg der Leistung lässt sich durch den PV-Anteil erklären, da PV-Anlagen geringere Volllaststunden aufweisen.

Erzeugungsmenge in TWh



Quelle: Daten für 2020: E-Control & Eurostat | 2030: EAG | Prognose OE & PwC

Installierte Leistung in GW



Quelle: Daten für 2020: E-Control | 2030: EAG | Prognose OE & PwC

Abbildung 4: Entwicklung, Erzeugung und Installierte Leistung bis 2040 (Österreichs Weg in eine klimaneutrale Energiezukunft [26])

Die in den Szenarien gezeigten Zahlen machen die Herausforderungen für die Netze deutlich. Die Netze müssen die erhöhte Produktion bzw. die erhöhte installierte Leistung der Erzeuger aufnehmen und die Spitzenlasten der (neuen) Netznutzer abdecken können. Welche Erleichterungen es für die Netze durch den Einsatz von Flexibilitäten oder einer potenziellen Leistungskappung bei Einspeisern geben kann, ist von den gesetzlichen Rahmenbedingungen abhängig, beispielsweise im neuen Elektrizitätswirtschaftsgesetz EIWG, welches da EIWOG 2010 ablösen soll.

Für alle Aussagen über zukünftige notwendige Investitionen in die Netze sind Annahmen über die Erzeugung und den Verbrauch sowie die Eingriffsmöglichkeiten (Stichwort „Spitzenkappung bzw. Leistungskappung“) und Flexibilitätsoptionen notwendig. Die Abschätzung der möglichen Flexibilitätsoptionen (bspw. Elektrolyseure, Großbatterien, etc.) wird im ÖNIP für das Übertragungsnetz durchgeführt und in der Ableitung der Netzerfordernisse durch die Festlegung eines Szenarios für 2030 und 2040 berücksichtigt. Eine Abschätzung für zukünftige notwendige Investitionen in die österreichischen Strom-Verteilernetze wird beispielsweise in einer Studie von Frontier Economics und dem AIT („Volkswirtschaftlicher Wert der Stromverteilernetze“ [27]) getroffen, in der für die Verteilernetze in Österreich von einem Investitionsbedarf von 2020 bis 2030 iHv. 24,2 Mrd.€ ausgegangen wird und von 2020 bis 2040 iHv. 44,4 Mrd.€. Davon wären im erstgenannten Zeitraum 9,9 Mrd.€ und im zweitgenannten Zeitraum 19,7 Mrd.€ in Form von Regelinvestitionen (Ersatzinvestitionen) erforderlich. Der darüber hinausgehende Teil stellt notwendige Zusatzinvestitionen dar, deren Notwendigkeit lt. Studie durch PV-Anlagen, Windkraft, E-Fahrzeuge und private Wärmepumpen verursacht wird.

Eine Größenordnung für zukünftige Investitionen in das Übertragungsnetz liefern die Prognosen der APG (Übertragungsnetzbetreiber in Österreich): Mit Stand 2024 werden bis 2034 für die im ÖNIP definierten notwendigen Projekte 9 Mrd.€ an Investitionen geplant, darunter fallen Neubauten sowie Erneuerungen und Ausbauten. [28], [29]

Im Zusammenhang mit notwendigen Maßnahmen bezüglich Cybersecurity können die Anforderungen aus den europäischen NIS-Richtlinien abgeleitet werden. [30] Die beiden NIS-Richtlinien (NIS-1 und NIS-2) geben die Maßnahmen vor, die durch Unternehmen in kritischen Infrastrukturen zu treffen sind, um sich vor Sicherheitsvorfällen im Bereich der Netzwerk- und Informationssicherheit zu schützen, wobei die NIS-2 Richtlinie zum Stand 2025 noch nicht in nationales Österreichisches Recht umgesetzt wurde. Bei den Betreibern von Infrastruktur wie den Stromnetzbetreibern fallen dadurch bereits heute erhöhte Aufwände an. Diese Maßnahmen werden einen Einfluss auf die operativen Kosten der Netze haben, und auch Investitionen können dadurch zusätzlich teurer werden. Durch die NIS-2 Richtlinie werden auch kleinere Netzbetreiber dazu verpflichtet, Maßnahmen in diese Richtung zu treffen.

Zusammengefasst zeigt sich folgendes Bild: Der enorme Ausbau der Erzeugung elektrischer Energie gemeinsam mit der erwarteten Bedarfssteigerung und die damit notwendigen Investitionen in die Stromnetze haben einen erheblichen Einfluss auf energiepolitische Fragestellungen, was anhand dem energiepolitischen Zieldreieck gezeigt werden kann, in dem die Themen **Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und ökologische Verträglichkeit als Eckpunkte der Energiepolitik** definiert werden. [31] Alle diese Aspekte werden durch den notwendigen Ausbau der Netze beeinflusst, wobei umgekehrt der „Nicht-Ausbau“ der Netze die Schaffung zusätzlicher Erzeugung bzw. die bestmögliche Nutzung der erzeugten Energie in vielen Bereichen unmöglich macht. Die Rolle der

Netze bzw. des Netzausbaus kann wie folgt im Kontext des energiepolitischen Zieldreiecks gesehen werden:

- **Wirtschaftlichkeit:** Sehr vereinfacht singular betrachtet (reine Netzkosten) wird die Wirtschaftlichkeit durch den Ausbau der Netze für die Bezieher von elektrischer Energie verschlechtert. (Höhere Investitionen und Höhere Komplexität im Betrieb bedeuten höhere Kosten). Die Frage der Wirtschaftlichkeit kann jedoch nur durch eine Gesamtbetrachtung des Energiesystems beantwortet werden. Höhere Kosten auf einer Wertschöpfungsebene können durch geringere Kosten auf anderen Ebenen ausgeglichen werden. Insgesamt positive Effekte können sich beispielsweise ergeben, wenn die Stromgestehungskosten von erneuerbaren Einspeisern (die durch den Netzausbau einspeisen können) so gering sind, dass dieser Effekt die höheren Netzkosten überwiegt. Laut einer aktuellen Studie [32] des Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE liegen die Stromgestehungskosten von Windenergie und PV bereits 2024 deutlich und in der Zukunft noch deutlicher unter denen von konventionellen Kraftwerken (Gas, Kohle, Kernkraft). Damit könnte in Zukunft der Vorteil bei den Energiepreisen die höheren Netzkosten überkompensieren. Für Österreich wurden in einer Studie [33] die Kosten des Stromnetzausbaus mit den volkswirtschaftlichen Kosten wie den Kosten durch die Abregelung von Erneuerbaren Einspeisern verglichen und es wurde gezeigt, dass der Wert der zusätzlich möglichen Einspeisung die Kosten des Netzausbaus überwiegt und dass ein zu geringer Stromnetzausbau weit höhere negative volkswirtschaftliche Auswirkungen hat als eine Überdimensionierung. In dieser Studie lag der Fokus auf den Verteilernetzen. Auch auf der übergeordneten Ebene der Übertragungsnetze stellt sich die Frage, ob bzw. ab wann die Vorteile durch Investitionen in diesen Bereichen die Kosten überwiegen. Durch Investitionen in das Übertragungsnetz können erneuerbare Quellen (Wind, Wasser, PV) nicht nur auf nationaler Ebene, sondern auch auf europäischer Ebene besser genutzt werden. Als Beispiel für Österreich werden die Kosten von zu geringen Netzkapazitäten in den fünf Jahren bis 2023 mit rund 120 Mio.€ p.a. beziffert, darunter sind bspw. Kosten von Redispatch oder Abregelung von Kraftwerken zu verstehen (siehe auch Kapitel Dispatch und Redispatch). [28]
- **Versorgungssicherheit:** Höhere Aufwände bspw. für Cybersicherheit, Klimaresilienz und Investitionen bspw. in die Anbindung von Speichern sind für die Versorgungssicherheit notwendig. Auch der Netzausbau für den Anschluss von erneuerbaren Einspeisern leistet einen Beitrag zur Versorgungssicherheit.
- **Ökologische Verträglichkeit bzw. Nachhaltigkeit** (des Energiesystems gesamt und der Netze): Der Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung ist nur durch den Ausbau der Netze möglich. Auch beim Ausbau der Netze an sich stellt sich die Frage einer ökologisch verträglichen Ausführung.

Auszugsweise werden zwei Beispiele zu möglichen „Widersprüchen“ in diesem Zieldreieck dargestellt, womit deutlich wird, dass der Netzausbau viele Facetten der Energiepolitik beeinflusst:

- **Wirtschaftlichkeit vs. ökologische Verträglichkeit bzw. Nachhaltigkeit:** Betrachtet wird der Fall von Netzinvestitionen, die für zusätzliche Einspeisung nötig sind. Eine Reduktion der maximal möglichen netz wirksamen Einspeiseleistung (beispielsweise um 30 %) würde zu einem Rückgang der jährlichen Produktion (von etwa 5 % [34]) führen. Die Kosten der Investitionen in das Netz würden sinken („Wirtschaftlichkeit“), wenn nur eine niedrigere Leistung aufgenommen werden muss, dafür wird nicht die gesamte mögliche Produktion ausgereizt (keine vollständige Umsetzung des Punktes „Nachhaltigkeit“). Eine Abwägung ist hier erforderlich und durch den gesetzlichen Rahmen (Zum Beispiel im EIWG) zu klären. Bei dieser Thematik wirkt sich eine niedrigere Investition durch geringere Leistung, und damit einer besseren Wirtschaftlichkeit, in einem weit geringeren Ausmaß negativ auf die Komponente „Nachhaltigkeit“ aus, als es vermeintlich zu erwarten wäre. Umgekehrt wirkt sich die Investition, die zur Ermöglichung der vollen Leistung nötig ist, wirtschaftlich stark aus, während kein großer Beitrag zum Faktor Nachhaltigkeit geleistet wird.

Insgesamt ergeben sich bei den Netzen durch den aktuellen Umbau zu einem nachhaltigeren Energiesystem jedenfalls höhere Netzkosten. Es ist jedoch der Einfluss auf die Kosten bzw. Gesamtwirtschaftlichkeit des Systems zu betrachten. Ein weiterer Punkt, der einen Widerspruch zwischen Wirtschaftlichkeit und Nachhaltigkeit darstellen kann, ist die Integration von PV-Anlagen in das Netz, die unter §17a (6) EIWOG 2010 fallen. Diese Anlagen haben das Recht auf Einspeisung in das Netz im Ausmaß der erworbenen Bezugsleistung, ohne dass für den Anschlusswerber hier Kosten für den Netzzutritt anfallen dürfen. Damit kann zwar ein Beitrag zur erneuerbaren Erzeugung geleistet werden („Nachhaltigkeit“), die wirtschaftliche Belastung durch die nötigen Netzinvestitionen können aber um ein Vielfaches höher sein als in anderen Netzgebieten, wo mit der gleichen Investition weit höhere Leistungen angeschlossen werden könnten. Diese Investitionen im Rahmen von §17a Anlagen würden ohne Kostenbefreiung für das Netzzutrittsentgelt, wenn diese vom konkreten Kunden bezahlt werden müssten, oftmals nicht durchgeführt werden. Durch das Gesetz wird damit ein für die restlichen Netzkunden potenziell ungünstiges Verhältnis von „Wirtschaftlichkeit“ und „Nachhaltigkeit“ geschaffen.

- **Wirtschaftlichkeit vs. Versorgungssicherheit:** Erhöhter Aufwand für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit steht im Gegensatz zur Wirtschaftlichkeit bzw. Leistbarkeit. Der Volkswirtschaftliche Schaden durch einen Ausfall des Netzes ist in diesen Überlegungen jedoch mitzubedenken. Die Gewährleistung der Versorgungssicherheit verursacht Kosten, was das in Folge im Detail erläuterte Beispiel des „Redispatch“ deutlich macht.

Dispatch und Redispatch

[Viola Sturm]

Einleitung

Österreich befindet sich mit dem Großteil der europäischen Länder im europäischen Verbundnetz. Bei diesem elektrischen Netz handelt es sich um ein Höchstspannungsnetz mit einer Spannungsebene von 220 kV beziehungsweise 380 kV, wie in folgender Abbildung ersichtlich.

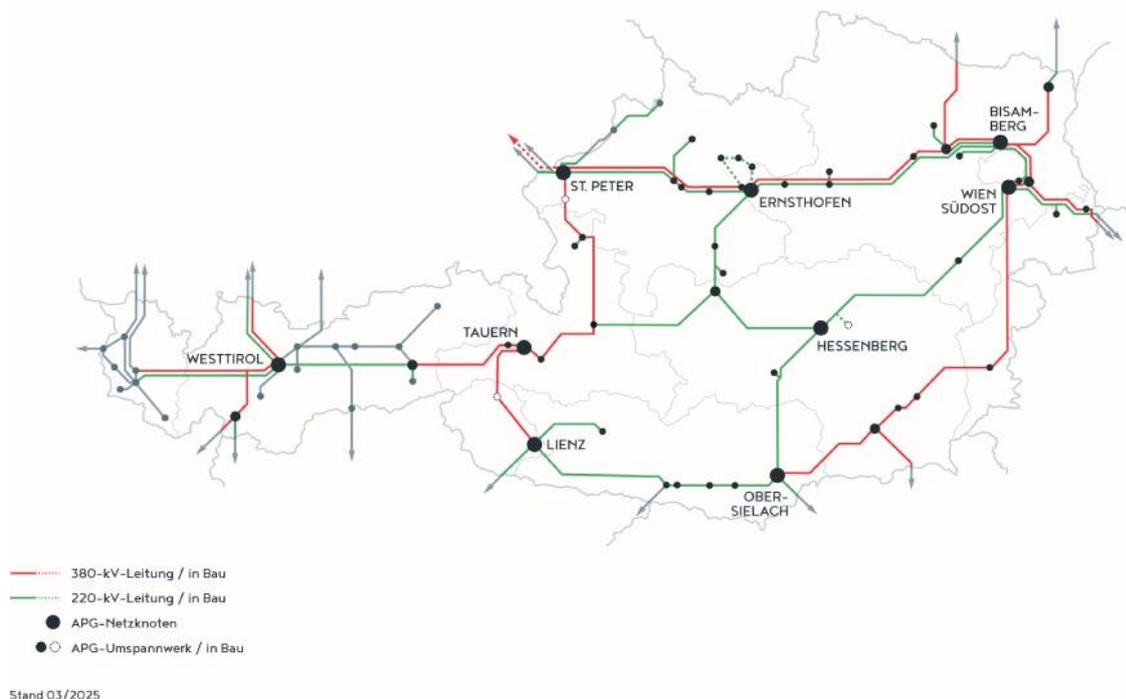


Abbildung 5: APG-Netzgrafik [35]

Um die Stromversorgung aufrechtzuerhalten, ist es notwendig, dass Einspeiser und Verbraucher sich ausgleichen und die Frequenz von 50 Hz durchgängig halten. Um dies gewährleisten zu können, speisen Erzeuger wie Wasserkraftwerke synchron in das Netz. Manche Stromerzeuger können das Netz auch regulieren, wenn es zu Abweichungen kommt. Bereits kleine Abweichungen von 0,2 Hz führen zu einem Zusammenbruch des Netzes. Diese Herausforderung kann durch die Größe des Verbundnetzes einfacher bewältigt werden, da Schwankungen leichter auszugleichen sind. Dies koordiniert in Österreich ein unabhängiger System-Operator, auch Regelzonenführer genannt, die Austrian Power Grid (APG). Die APG „ist als Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, das Netz sicher, zuverlässig, leistungsfähig und unter Bedachtnahme auf den Umweltschutz zu betreiben, zu erhalten und entsprechend der Nachfrage nach Leitungskapazitäten auszubauen.“ [36]

Dispatch

Dispatch bezeichnet jenen Prozess, bei dem Kraftwerke ihren Einsatz zugewiesen bekommen, damit die elektrische Leistung der Stromnachfrage entspricht. Mit dieser Steuerung kann eine stabile Stromversorgung aufrechterhalten werden. Unter die Aufgaben des Dispatch fallen die Kapazitätenplanung, die Betriebsführung und die Netzstabilität. Das heißt die Planung der verfügbaren Kapazitäten und Ressourcen zur Deckung des prognostizierten Energiebedarfs, die Steuerung, um die Leistung bereitzustellen und die sichere und stabile Stromversorgung durch die Überwachung und Anpassung des Betriebs. Es handelt sich um einen kontinuierlichen Prozess, der sich an die Nachfrage und die Verfügbarkeit anpasst, die auf Grundlage von Energieprognosen, Marktbedingungen und Netzkapazitäten basiert.

Redispatch

Wenn die vorhandene Netzkapazität nicht ausreicht, um Engpässe zu vermeiden oder den Stromfluss zu bewältigen, kommt das Instrument Redispatch zum Einsatz. Das heißt, sobald Übertragungsleitungen zum Beispiel überlastet sind, werden regionale, meist teure, nicht umweltfreundliche Kraftwerke eingeschaltet. Es handelt sich um kurzfristige Maßnahmen, die das Netz stabilisieren. Die Herausforderungen sind die Umleitung von Stromflüssen durch Aktivierung zusätzlicher Kapazitäten oder durch Lastabwurf mit dem Ziel, Überlastungen oder Engpässe in bestimmten Netzabschnitten zu vermeiden. Auch das Redispatch wird von den Übertragungsnetzbetreibern (APG) koordiniert und durchgeführt, die im ständigen Austausch mit den Erzeugern und Betreibern des Stromnetzes sind.

Regelung des Netzes

Für die Einsatzplanung eines Kraftwerkes gibt der Kraftwerksbetreiber am Vortag diesen Plan an den Übertragungsnetzbetreiber weiter, welcher im Rahmen des Flow-Based Market Coupling (EUPHEMIA - Algorithmus, der den grenzüberschreitenden Stromhandel in Zentral- und Westeuropa optimieren soll [37]) erstellt wird, wobei bestimmte Netzrestriktionen berücksichtigt werden. In diesem Zusammenhang führen die Übertragungsnetzbetreiber koordinierte Netzberechnungen durch, um den Redispatchbedarf zu ermitteln. Dieser Bedarf entsteht entweder durch Fehler im EUPHEMIA-System oder, häufiger, durch begrenzende Faktoren innerhalb der Regelzonen. Anschließend werden nach dem Merit-Order-Modell der Einsatz der jeweiligen Kraftwerke und deren Fahrpläne bestimmt. Dieser Fahrplan wird nach dem prognostizierten Verbrauch erstellt. Durch den immer größer werdenden Anteil an volatilen Stromerzeugern wie Photovoltaik und Windenergie stehen die Übertragungsnetzbetreiber vor einer immer größer werdenden Herausforderung. Die Fahrpläne für den Folgetag sind von Wetterereignissen deutlich abhängiger geworden und das Engpassmanagement, Redispatch, kommt zum Einsatz. Hierbei handelt es sich um das Eingreifen in den Fahrplan, um das Netz trotz zum Beispiel unerwarteten Wetterbedingungen stabil zu halten.

Da die Prognosen und der tatsächlich benötigte Strom nicht immer übereinstimmen, ist eine sofortige Nachregelung des Netzes notwendig. Die erste Maßnahme erfolgt über die intrinsische Regelung. Diese erfolgt über die Trägheit der Erzeugungsmaschinen und wird daher auch Trägheitsreserve genannt. Bei zum Beispiel einer Absenkung der Frequenz im Netz speisen rotierende Verbraucher mit hoher Trägheit ins Netz ein. Bei intrinsischen Vorgängen ist noch kein Eingriff von Kraftwerken erfolgt.

Kann die Frequenz trotz Trägheitsregelung nicht gehalten werden und sollte es zum Beispiel zu einem größeren Ausfall kommen, tritt die Primär-Regelung ein. Diese dient der Bereitstellung von Wirkleistung und daher zur Einhaltung der Frequenzen. Diese Leistung ist „eine automatisch wirksam werdende Wiederherstellung des Gleichgewichtes zwischen Erzeugung und Verbrauch mit Hilfe eines definierten frequenzabhängigen Verhaltens von Erzeugungs- und/oder Verbrauchseinheiten, welche im Zeitbereich bis höchstens 30 Sekunden nach Störungseintritt vollständig aktivierbar sein muss“. [38]

Zeitgleich kommt es zur Aktivierung der Sekundärregelung. Diese dient der Rückführung der Frequenz auf den Sollwert von 50 Hz. Wie in Abbildung 6 ersichtlich, unterscheiden sich Primär- und Sekundärregelung aufgrund ihrer Zuständigkeitsgrenzen. Jedes Land muss mit der Sekundärregelung den größten möglichen Block-Ausfall mit einer Sekundärreserve kompensieren können, ist dies nicht der Fall, können andere Länder dies für sie übernehmen. Oftmals werden für die Sekundärregelung Kraftwerkskapazitäten betriebsbereit gehalten, die dafür monetär entschädigt werden. Aus wirtschaftlicher Sicht tritt als Ablöse für die Sekundärregelung die Tertiärregelung ein. Diese erfolgt nach circa 15 Minuten nach dem Störungsbeginn.

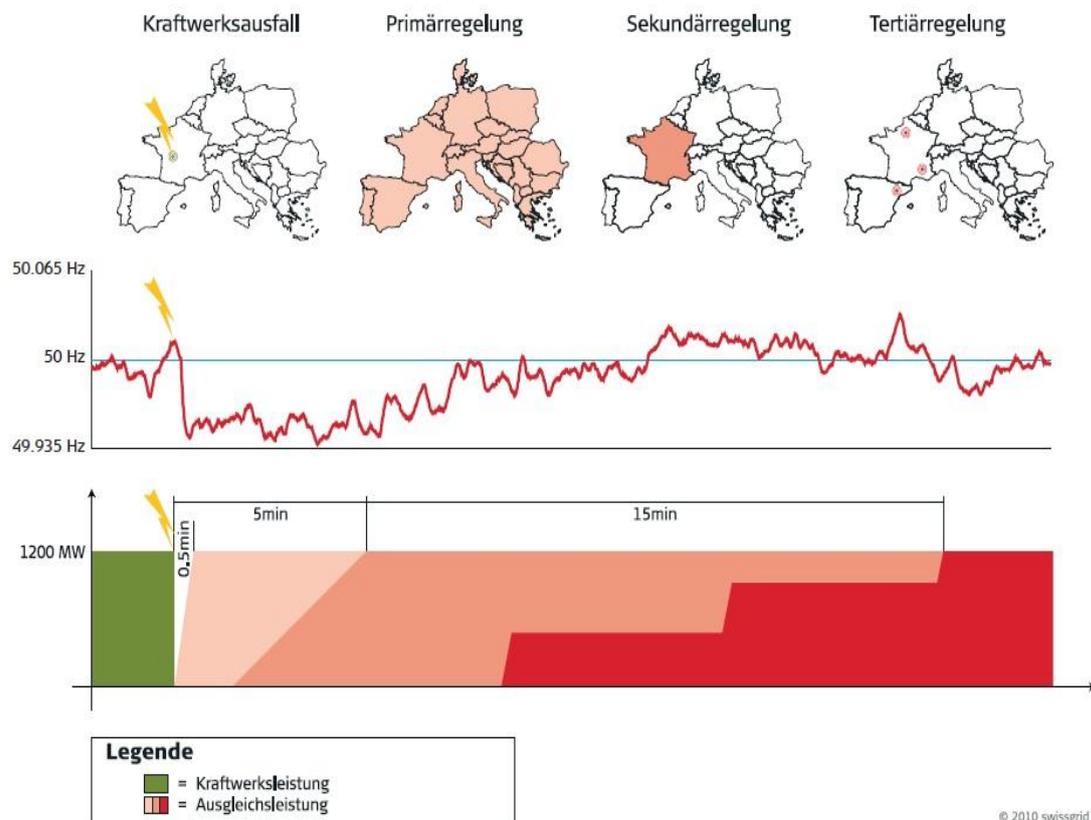


Abbildung 6: Die drei Stufen der Regelenergie am Beispiel eines Kraftwerksausfalls in Frankreich [38]

Heutiger Stand, Herausforderungen und Aussichten

Heute trägt maßgeblich der Einsatz von thermischen Kraftwerken zur Netzstabilität bei. Diese Stabilität zu halten wird vermehrt eine Herausforderung, da der Einsatz von volatilen Kraftwerken steigt und die Fluktuation ausgeglichen werden muss. Im Zuge der Energiewende und dem verstärkten Einsatz von Solar- und Windenergie stehen die Dispatcher vor verschiedenen Challenges.

Um die Netzstabilität auch in Zukunft zu halten, sind der Netzausbau und die Modernisierung des Übertragungsnetzes von wesentlicher Bedeutung. Das bedarf einer beträchtlichen Investition sowie Zeit und die regulatorischen Rahmenbedingungen sind ebenso entscheidend. In der folgenden Abbildung, Abbildung 7, sieht man die Kosten von 2017 bis 2024, die für Redispatch angefallen sind.

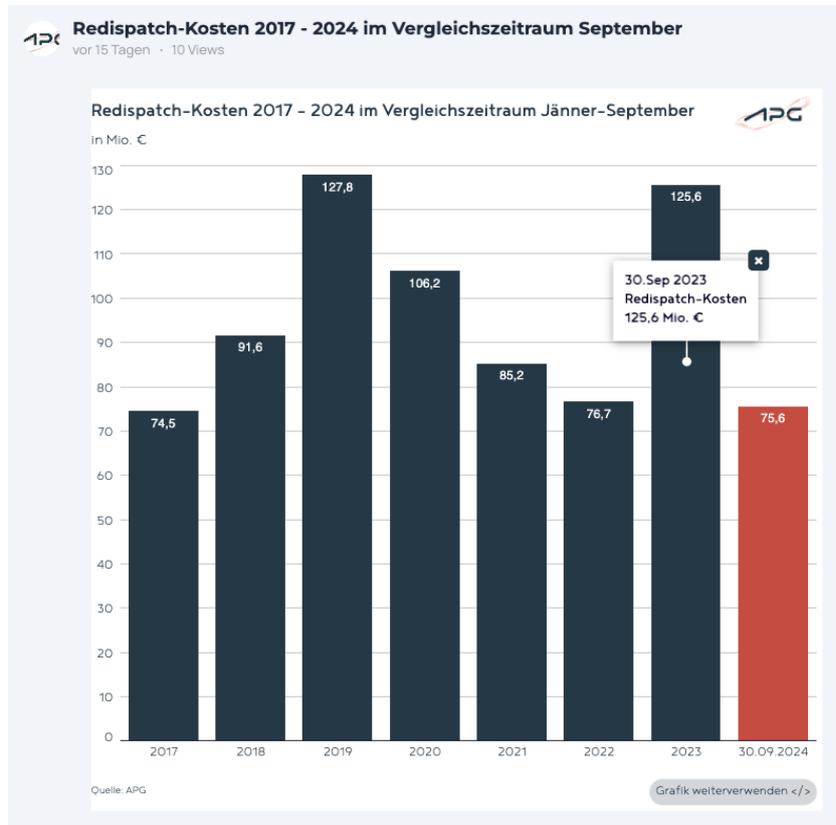


Abbildung 7: Redispatch-Kosten 2017 - 2024 im Vergleichszeitraum September [39]

Ein zentraler Punkt ist die Weiterentwicklung von Technologien und Methoden zur flexiblen Steuerung und Integration von erneuerbaren Energien. Intelligente Netze, fortschrittliche Prognosemodelle und innovative Marktmechanismen können dazu beitragen, die Effizienz zu steigern und die Kosten zu optimieren.

Fazit

Ein wesentliches Instrument im Stromnetzmanagement ist das Dispatch und Redispatch. Es gewährleistet eine stabile und zuverlässige Stromversorgung. Durch die effektive Koordination von Erzeugung, Übertragung und Verbrauch tragen sie dazu bei, die Herausforderungen der Energiewende zu bewältigen und die Transformation hin zu einem nachhaltigen Energiesystem voranzutreiben. Es ist entscheidend, weiterhin in Technologien, wie Batterien, Infrastruktur und regulatorische Rahmenbedingungen zu investieren, um die Effizienz und Flexibilität von Dispatch und Redispatch zu verbessern und die Ziele einer sicheren, sauberen und bezahlbaren Energieversorgung zu erreichen.

Ein verstärkter und europaweit koordinierter Netzausbau könnte erheblich dazu beitragen, den Redispatchbedarf zu reduzieren. Dies würde nicht nur die Effizienz des Stromnetzes verbessern, sondern auch zu einer Senkung der damit verbundenen Kosten führen. Durch eine optimierte Infrastruktur ließen sich Engpässe besser vermeiden und eine zuverlässigere Energieversorgung sicherstellen.

Rahmenbedingungen Unternehmen

[Bernhard Kroger]

Als Beispiel für die Betrachtungen in diesem Kapitel werden Rahmenbedingungen in Österreich herangezogen. Die gesetzliche Grundlage für den Betrieb der Stromnetze in Österreich sowie deren Regulierung stellt das EIWOG 2010 dar, bzw. in Zukunft das EIWG, sowie bspw. das E-ControlG sowie das EAG und zukünftig das EABG. Grundsätzlich besteht eine Anschlusspflicht an das öffentliche Stromnetz. Vereinfacht gesprochen müssen somit alle Investitionen von den Netzbetreibern getätigt werden, die notwendig sind, damit alle Kunden (Verbraucher und Einspeiser) den Zugang zum Netz erhalten können. Es ist jedoch geregelt, dass Kunden in einem bestimmten Ausmaß Teile dieser Investitionen mittragen (Netzzutrittsentgelt, Netzbereitstellungsentgelt). Damit wird ein gewisser Anteil der Investitionen direkt von den Kunden finanziert, je nach Anwendungsfall über eine pauschale Beteiligung der Kunden oder in der tatsächlichen Höhe des Aufwandes. Den größten Teil der Kosten für Investitionen trägt jedoch das Kollektiv aller Netzkunden.

Investitionsbedingungen und Herausforderungen im regulierten Umfeld

Bei den Stromnetzen handelt es sich um ein natürliches Monopol, das bedeutet, dass in bestimmten Gebieten nur ein Netzbetreiber am Markt tätig ist, und es auch nicht sinnvoll wäre, dass ein zweiter Betreiber in den Markt einsteigen würde. Die Netzbetreiber unterliegen einer Regulierungssystematik [40] und betreiben ihre Geschäfte im Rahmen dieser Bestimmungen. Des Weiteren sind die Netze von den anderen Sparten der Energiewirtschaft getrennt („Unbundling“). In der Europäischen Union gehen diese Bestimmungen auf die Liberalisierung der Elektrizitätsmärkte in den Jahren nach der Jahrtausendwende zurück. Diese Bestimmungen wurden in nationale Rechte überführt, mit dem EIWOG 2010 als aktuell gültigem Recht in Österreich.

In Österreich ist die E-Control für die Umsetzung und Kontrolle als Behörde zuständig, in Deutschland beispielsweise die BNetzA. Die Interessen von verschiedenen Stakeholdern sind bei der Regulierung der Netze von Bedeutung. Dabei stehen die Interessen oftmals im Widerspruch und ein bestmöglicher Ausgleich soll geschaffen werden.

Simulation eines Wettbewerbs in natürlichen Monopolen inkl. Interessenausgleich zwischen divergierenden Zielen

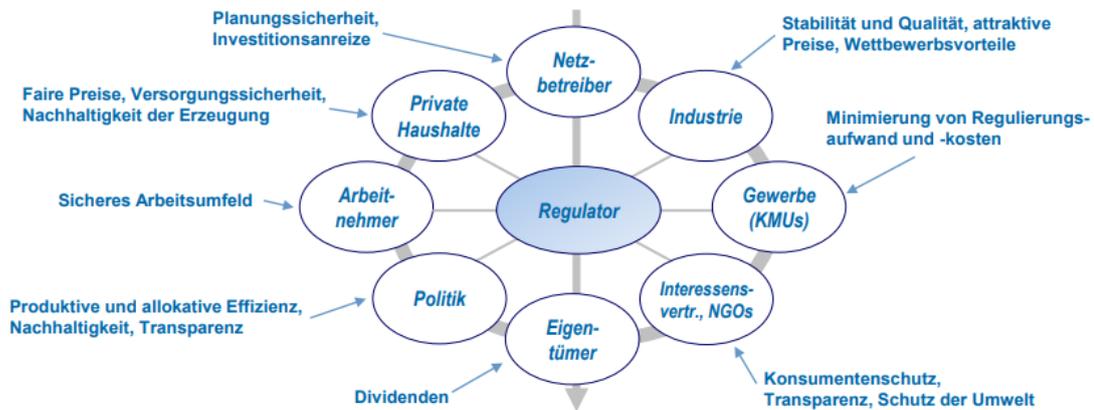


Abbildung 8: Stakeholder und Interessen im Umfeld des regulierten Netzes – Veranstaltung der E-Control „Energie-markt und Netze – eine Abgrenzung“ [41]

Im Folgenden wird insbesondere auf die Rahmenbedingungen für Verteilernetze in Österreich eingegangen, und beschrieben, wie die Kosten des Netzes (Betriebskosten und Kapitalkosten für Investitionen) ermittelt werden und wie diese Kosten in weiterer Folge von den Kunden über die Netzentgelte getragen werden. Erst damit wird deutlich, wie sich die geänderten Rahmenbedingungen auf die Netzkunden und die Unternehmen auswirken, und durch welche Maßnahmen die Effekte teilweise bereits abgedeckt werden oder noch abgedeckt werden könnten. Die Kunden der Verteilernetze tragen auch anteilig die Kosten des Übertragungsnetzes mit, und damit die bereits dargestellten Kosten des Redispatch (siehe Kapitel Dispatch und Redispatch).

Kosten des Netzes: „Wie viel kostet das Netz?“

Da es sich bei den Netzen um ein natürliches Monopol handelt, können die Preise nicht nach Angebot und Nachfrage bestimmt werden, da es nur ein Angebot (durch den Netzbetreiber im jeweiligen Gebiet) gibt, und es außerdem in definierten Gebieten einheitliche Preise gibt. Um einen Preis zu bestimmen, werden durch die E-Control die Kosten der Netzbetreiber festgestellt. Im österreichischen Regulierungsmodell werden die Kosten der Verteilernetzbetreiber im Rahmen der Anreizregulierung bestimmt. Durch dieses System werden über einen gewissen Zeitraum die Betriebskosten der Netzbetreiber und die Erlöse aus den Netzentgelten voneinander losgelöst. Das bedeutet, dass die Kosten, die von den Kunden getragen werden und die Erlöse der Netzbetreiber ergeben, nicht den tatsächlichen Betriebskosten entsprechen. Im Gegensatz dazu werden in der sogenannten „cost-plus-Regulierung“ die tatsächlichen Kosten jährlich ermittelt und den Netzbetreibern (zuzüglich einer Gewinnkomponente) abgegolten, wodurch sich jedoch ein geringerer Anreiz für Kosteneinsparungen ergibt. Die tatsächlichen Betriebskosten werden in Österreich im Rahmen der Anreizregulierung aktuell alle 5 Jahre ermittelt, für die aktuell

gültige Systematik war dieses „Fotojahr“ das Jahr 2021. Die Kosten, die in die Netzentgelte einfließen, werden aus diesen Kosten berechnet und ergeben einen Kostenpfad, der die Erlöse der Netzbetreiber determiniert. In diesem Pfad ist eine Komponente für die allgemeine Preisentwicklung eingerechnet (Netzbetreiber-Preisindex) sowie Komponenten für einen generellen Produktivitätsfortschritt (xgen) sowie einen individuellen Effizienz Abschlag (dieser ergibt sich durch das Benchmarking zwischen den Netzbetreibern - xind). [40]

Damit ergeben sich ausgehend von den geprüften Kosten real sinkende Kosten (durch die alleinige Anwendung des Preisindex würden die Kosten real in gleicher Höhe bleiben, durch die beiden Komponenten xind und xgen ergibt sich der reale Rückgang), und durch das Benchmarking wird ein Wettbewerb zwischen den Monopol-Unternehmen eingeführt. Die Kosten werden mit dieser Methode für den Zeitraum von 5 Jahren berechnet (entspricht der Dauer einer „**Regulierungsperiode**“).

Die Loslösung von tatsächlichen Kosten und den realisierten Erlösen in der Anreizregulierung hat den Effekt, dass niedrigere tatsächliche Kosten einen zusätzlichen Gewinn ergeben (Zusätzlich zur Verzinsung auf das eingesetzte Kapital, siehe Abschnitt „Kosten für Investitionen“), aber höhere tatsächliche Kosten umgekehrt einen negativen Beitrag zum Ergebnis ergeben. Es ergibt sich der „**Anreiz**“, über die im Kostenpfad vorgegebenen Vorgaben hinaus weiter zu sparen, da der zusätzliche Gewinn einbehalten werden kann. Daraus ergibt sich außerdem ein positiver Effekt für die Netzkunden, da die Kosten in der Zukunft geringer werden, indem bei der erneuten Ermittlung der Ist-Kosten im „Fotojahr“ die geringeren Kosten festgestellt werden und in Zukunft als Basis in den Kostenpfad für die folgende Regulierungsperiode einfließen. Als ein Ziel der Regulierung kann angesehen werden, dass sich die unterschiedlichen Unternehmen immer mehr an den Zustand eines effizienten Unternehmens annähern. Durch stärkere Kostensenkungen von ineffizienten Unternehmen kann das gelingen. Die Wirkungen der Anreizregulierung auf die Erlöse der Unternehmen werden schematisch in der folgenden Abbildung dargestellt.

Grundlagen der Anreizregulierung

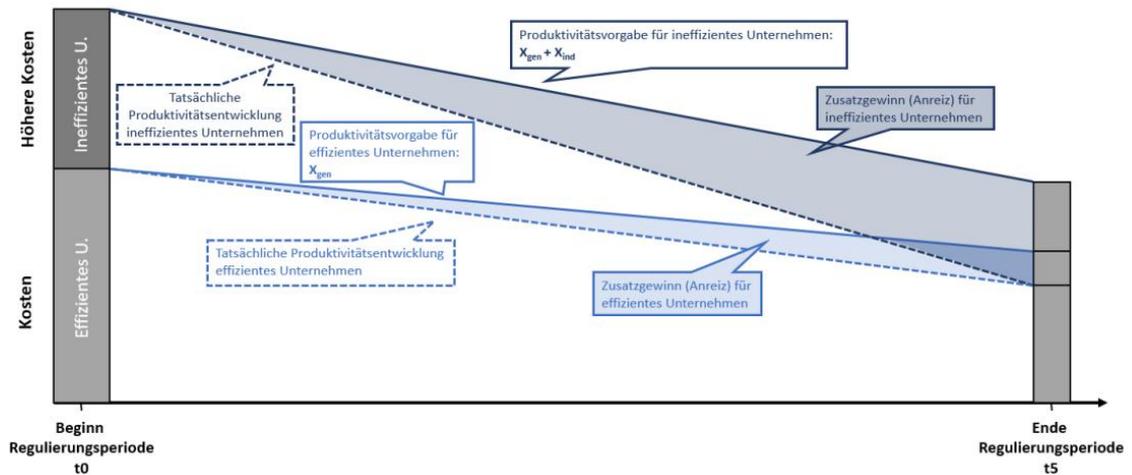


Abbildung 9: Grundlagen der Anreizregulierung und Kostenpfad – Veranstaltung der E-Control „Energemarkt und Netze – eine Abgrenzung“ [41]

Eine Besonderheit stellen die Betriebskosten für Tätigkeiten dar, die innerhalb einer Regulierungsperiode neu entstehen und durch den Kostenpfad nicht abgedeckt werden. Hier ist als besondere neue Herausforderung die gestiegene Anzahl von Anschlüssen erneuerbarer Einspeiser zu nennen, diese Zusatzkosten werden in der aktuellen Systematik in Österreich in den Jahren 2024 bis 2028 durch einen **Betriebskostenfaktor** abgedeckt, da die Aufwände im Jahr 2021 (Fotojahr) noch nicht enthalten waren. Auch für die allgemeine Netzerweiterung besteht ein Betriebskostenfaktor, durch diesen werden den Netzbetreibern bei einer steigenden Anzahl an Zählpunkten und einer Zunahme der Leitungslängen zusätzliche Erlöse zuerkannt, da hier auch zusätzliche Kosten für die Unternehmen entstehen. Damit ergibt sich durch die Betriebskostenfaktoren eine Komponente, die dem (real) sinkenden Kostenpfad entgegenwirkt. Eine weitere wesentliche Komponente, die dem sinkenden Kostenpfad entgegenwirken kann, und die insbesondere durch den starken Netzausbau beeinflusst wird, stellen die Kosten für die Netzinvestitionen dar.

Die **Kosten für Investitionen (=Kapitalkosten)** werden den Netzbetreibern in Form der Abschreibung (AfA) und einer Verzinsung auf das eingesetzte Kapital bzw. die „Regulatory Asset Base“ (RAB) abgegolten. Als Verzinsung erhalten die Netzbetreiber einen von der E-Control festgesetzten WACC (Weighted Average Cost of Capital). Diese Verzinsung stellt in der Theorie genau das Ergebnis (EBIT) des Unternehmens dar, wenn der beschriebene Kostenpfad für die Betriebskosten genau eingehalten wird. In weiterer Folge sind daraus zunächst die Kosten für Fremdkapital durch die Netzbetreiber abzudecken, als verbleibender Betrag ergibt sich die Eigenkapitalverzinsung auf das eingesetzte Eigenkapital. Nur wenn die Netzbetreiber die tatsächlichen Fremdkapitalkosten in der Höhe der festgesetzten Fremdkapitalkosten im WACC erreichen, kann die zugestandene

steigenden Investitionen lassen die Kapitalkosten erheblich ansteigen. Die stark steigenden Investitionen schlagen damit insbesondere auf die Kapitalkosten durch und damit steigen die **Gesamtkosten der Netzbetreiber** an.

Weitere Komponenten der Netzkosten der Verteilernetze stellen bspw. die Netzverlust-Kosten dar sowie die Kosten für die Übertragungsnetze (vorgelagerte Netzkosten), worin die Kosten für das Redispatch enthalten sind.

Wie werden die Netzkosten geteilt: „Wer bezahlt dafür (wie viel)?“

Um die Netzkosten für die einzelnen Kunden zu bestimmen, werden die festgestellten Gesamtkosten in die zu bezahlenden Preise umgerechnet, die als **Netztarife** bezeichnet werden (Netznutzungsentgelte). Um die Tarife zu bestimmen kann in einen Leistungs- und einen Arbeitspreis differenziert werden sowie in die Nutzung auf verschiedenen Netzebenen. Über die Netztarife werden die Kosten des Netzes durch die Netzkunden getragen.

Eine weitere Möglichkeit stellt bspw. die Tragung der Netzkosten durch Förderungen dar. Entweder könnten die Gesamtkosten direkt gefördert werden, womit die Tarife allgemein sinken würden, oder ein Teil der Tarife, womit eine zielgerichtete Förderung möglich ist.

„Kostentragung durch Netzkunden“

Die von den Kunden zu tragenden Beträge ergeben sich aus den zuvor beschriebenen Kostenanteilen **Betriebskosten** und **Kapitalkosten** und den weiteren Bestandteilen wie **Netzverlust-Kosten** und **Kosten für das Übertragungsnetz**, wobei es sich bei den Kosten für Abschreibungen und Netzverluste um Ist-Kosten handelt, bei den Betriebskosten handelt es sich um die errechneten Kosten aus dem Kostenpfad und bei den Zinskosten um die Kosten aus dem pauschalen WACC, in den potenziell höhere oder niedrigere FK-Zinsen der Unternehmen nicht einfließen. Diese Kosten werden über die Netzentgelte getragen. Aus den festgestellten Kosten wird ein Tarif berechnet, und die einzelnen Kunden bezahlen je nach beanspruchter Menge bzw. Leistung für das Netz. Bei der Kostentragung durch den Netzkunden stellt sich die Frage nach einer fairen Verteilung. Durch die Art der Verteilung können die Kosten für einzelne Gruppen stark beeinflusst werden. Die Kostenteilung zwischen Einspeisung und Bezug sowie zwischen leistungs- und arbeitsbezogenen Tarifbestandteilen können hier als Beispiel genannt werden.

Im EIWOG 2010 (§51) ist festgehalten, dass das Entgelt für das Netz (Systemnutzungsentgelt) dem Grundsatz der Gleichbehandlung aller Systembenutzer, der Kostenorientierung und der weitestgehenden Verursachungsgerechtigkeit zu entsprechen hat. Über die Verursachungsgerechtigkeit gibt es aufgrund der aktuell hohen Kosten vermehrte Diskussionen. Die Kostentragung könnte verursachungsgerechter gestaltet werden, wenn die Leistungskomponente auf allen Netzebenen eingeführt bzw. erhöht wird bzw. auch

Einspeiser einen höheren Beitrag zu den Netzkosten leisten. Im aktuellen Regierungsprogramm 2025 [14] wurde diese Thematik aufgenommen. Die Netztarifstruktur soll gem. dem Programm angepasst werden, und eine Verursachungsgerechtigkeit soll erreicht werden durch eine stärkere Orientierung an der Leistung bei Verbrauchern und ebenso eine stärkere leistungsabhängige Beteiligung von Einspeisern.

Ein weiteres konkretes Beispiel für die Möglichkeit der Lenkung durch die Netztarife stellen Beanreizungen für ein bestimmtes „Nutzungsverhalten“ dar wie niedrigere Netztarife zu bestimmten Tageszeiten oder eigene Tarife für eine kontinuierliche Nutzung, die in Deutschland für Industrieunternehmen unter gewissen Bedingungen gelten, bei denen jedoch aktuell eine Einschränkung oder Abschaffung diskutiert wird, da sie nicht mehr den aktuellen Bedingungen am Strommarkt entsprechen würden. [42]

„Kostentragung durch Förderungen“

Eine weitere Möglichkeit ist eine Teilkostentragung durch Förderungen, wie sie bspw. der Bund im Jahr 2023 für die Netzverluste ausbezahlt hat.

Wie könnten die Netzkunden entlastet werden? Was könnte man ändern?

Es stellt sich die Frage, ob das aktuelle Modell an seine Grenzen stößt. Steigen die Kosten zu stark an, sodass die Netze nicht mehr leistbar sind? Oder müsste nur die Bedeutung der Netze (bringt andere Benefits wie Versorgungssicherheit, in Zukunft potenziell sinkende Energiepreise durch Erneuerbare, etc.) besser hervorgehoben werden? Einige Lösungsvorschläge bzw. Ansätze sollen abschließend noch genannt werden:

- Allgemein sollten (auch aus Akzeptanzgründen) die Kosten möglichst verursachungsgerecht getragen werden. Beispiele dafür sind die Einhebung von angemessenen Baukostenzuschüssen für den Netzzutritt, aber auch eine potenzielle höhere Bepreisung der Leistungskomponente bei der Netznutzung oder auch eine höhere Beteiligung durch Einspeiser.
- Ein weiterer Ansatz ist ein Eingreifen direkt bei der Kostenentstehung. Die Kosten könnten beispielsweise abgedeckt werden, wenn der Bund mit Hilfe von Garantien günstiges Fremdkapital zur Verfügung stellen könnte. In diesem Fall könnte der Fremdkapitalzinssatz im WACC für diesen Teil abgesenkt werden. Auch ein verringerter Netzausbau würde die Netzkosten senken. Durch den Einsatz von (günstigeren) Flexibilitätsleistungen, Spitzenkappung bei Einspeisern, oder mehr große Anlagen statt viele kleine dezentrale Anlagen, könnten Investitionskosten gespart werden.
- Auch im Bereich der Kostentragung gibt es noch weitere Ansätze: Die Tragung durch die Netzkunden könnte in die Zukunft verschoben werden, um aktuell sehr hohe Netzentgelte abzufedern, die in Zukunft von einer höheren Zahlerbasis

(durch höhere Menge von genutzter elektrischer Energie) besser getragen werden könnten. Einzelne Kundengruppen könnten gezielt nach sozialen Bedürfnissen unterstützt werden, und auch regionale Unterschiede könnten durch eine einheitlichere Tarifgestaltung ausgeglichen werden.

Auswirkungen auf Ressourcen, Bedeutung von Fachkräften und Lieferketten

Im Bereich der Netze gab es in den vergangenen Jahren, seit der Liberalisierung des Strommarktes und der Einführung der Anreizregulierung, durch die Anwendung der Kostenpfade auf die Betriebskosten das Erfordernis, zu sparen. Da die ersten Jahre nach der Liberalisierung der Strommärkte in einem relativ stabilen energiepolitischen Umfeld lagen, waren die Aufgaben der Netzbetreiber im Rahmen dieser Kosten (und Personal) - Reduktionen erfüllbar. Durch den einsetzenden Umbau des Energiesystems steigen bzw. stiegen die Anforderungen und in kurzer Zeit werden bzw. wurden viele neue Mitarbeiter benötigt. Die Herausforderungen in dieser Thematik liegen dabei einerseits am Arbeitsmarkt, da technische Mitarbeiter schwierig zu finden sind bzw. eine fachspezifische Ausbildung in den Unternehmen einen gewissen Zeitraum in Anspruch nimmt bzw. Spezialausbildungen benötigt werden, und andererseits in der Anerkennung der Kosten für die zusätzlichen Mitarbeiter.

Aktuell zeigt sich auch bei den Investitionen das Bild von stark steigenden Kosten. Dies kann auf Lieferschwierigkeiten zurückgeführt werden, da der erhöhte Ausbau in vielen Ländern nun gleichzeitig stattfindet, beispielsweise können hier Transformatoren genannt werden. Auch die gesetzlich erforderliche Umstellung von verwendeten Materialien (Verbot bzw. Einschränkung von SF6 in Schaltanlagen [43]) macht Investitionen teurer.

Rechtliche und technische Rahmenbedingungen - Herausforderungen bei der Integration von erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen

[Esther Werderitsch]

Einleitung

Die E-Control ist die unabhängige Regulierungsbehörde für den österreichischen Strom- und Gasmarkt. Ihre Hauptaufgaben bestehen darin, den Elektrizitäts- und Gasmarkt in Österreich zu überwachen und zu regulieren. Dadurch soll der Wettbewerb gefördert, faire Preise sichergestellt und die Versorgungssicherheit gewährleistet werden.

Darüber hinaus engagiert sich die E-Control für den Schutz der Verbraucherinteressen. Sie bietet beispielsweise transparente Informationen an und vermittelt bei Streitigkeiten zwischen Verbrauchern und Energieunternehmen. Die Behörde verfolgt zudem die Entwicklung von Energiemärkten und -technologien und unterstützt Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz und zur Integration erneuerbarer Energien.

Ein zentrales Ziel der Regulierungsbehörde ist seit ihrer Gründung die Schaffung eines angemessenen regulatorischen Rahmens, der im Einklang mit den gesetzlich vorgegebenen Zielen der Energiepolitik und Energieeffizienz steht. Die E-Control sorgt für einen sicheren, effizienten und nachhaltigen Energiemarkt in Österreich. Sie fördert Wettbewerb, Verbraucherschutz und Innovation, während transparente Rahmenbedingungen geschaffen werden und die Energiesystemwende unterstützt wird.

Die Marktregeln für den Strommarkt sind die Summe aller Vorschriften, Regelungen und Bestimmungen auf gesetzlicher oder vertraglicher Basis, die Marktteilnehmer im Elektrizitätsmarkt einzuhalten haben, um ein geordnetes Funktionieren dieses Marktes zu ermöglichen und zu gewährleisten.

Die Marktregeln beinhalten unter anderem die Zuweisung einzelner Aufgaben an die jeweiligen Marktteilnehmer und Netzbetreiber, die Ausgestaltung der Allgemeinen Bedingungen (AB) für Verteilernetzbetreiber und Übertragungsnetzbetreiber, die Implementierung der technischen und organisatorischen Umsetzung und weitere Vorgaben und erforderliche Rahmenbedingungen für das Funktionieren des Strommarktes. Die E-Control hat gemäß E-ControlG [44] in Zusammenarbeit mit den Marktteilnehmern die Marktregeln [45] zu erarbeiten, diese in geeigneter Weise zu veröffentlichen und zur Verfügung zu stellen.

Die Marktregeln sind unterteilt in:

- Allgemeine Bedingungen (AB)
- Sonstige Marktregeln (SoMa)
- Technische und Organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (TOR)

Die Allgemeinen Bedingungen regeln in Ergänzung der gesetzlichen und behördlichen Vorgaben das den Netzzugang betreffende Rechtsverhältnis zwischen Verteilernetzbetreiber und der Netzkundin und bilden einen integrierenden Bestandteil des Netzzugangsvertrags.

Die Sonstigen Marktregeln Strom der E-Control regeln operative Details des österreichischen Strommarkts, insbesondere die Kommunikation zwischen Marktteilnehmern. Sie umfassen Vorgaben für die Datenübermittlung, Abrechnung und technische Prozesse, wie die Standardisierung von Datenformaten und Geschäftsprozessen.

Die „Technischen und Organisatorischen Regeln“ stellen ein mehrteiliges und umfassendes nationales technisches Regelwerk dar und wenden sich gleichermaßen an die Betreiber aller Übertragungs- und Verteilernetze sowie an sämtliche Netzbenutzer. Die TOR sind angewandte Betriebs- und Erhaltungsregeln für Stromnetze zur Erzielung einer angemessenen Versorgungssicherheit und eines störungsfreien Verbundbetriebs und regeln das Zusammenwirken von Stromerzeugungsanlagen, Übertragungs- und Verteilernetzen sowie Anlagen der Netzbenutzer.



Abbildung 11: Hierarchie der Regeln für den Anschluss von Anlagen

Abbildung 11 zeigt die Hierarchie der geltenden Regeln für den Anschluss von Anlagen. Rechtswirksam werden die Marktregeln durch Einbindung in privatrechtliche Verträge zwischen den Marktteilnehmern.

Aktuelle Herausforderungen

Österreich verfolgt das Ziel, ab 2030 den gesamten Stromverbrauch bilanziell vollständig aus erneuerbaren Energien zu decken. [46] Die Integration erneuerbarer, oft schwankender und dezentraler Stromerzeugungsanlagen erfordert umfangreiche Netzverstärkungen, den Ausbau der Netzinfrastruktur, Digitalisierung sowie den gezielten Einsatz von Flexibilitätsmaßnahmen, um eine sichere und leistbare Energieversorgung zu gewährleisten.

Effiziente Regelungen für den Netzanschluss und -zugang erneuerbarer Stromerzeugungsanlagen sind essenziell für die Umsetzung der Erneuerbaren-Ziele. Ebenso wichtig sind entsprechende Regelungen für Verbrauchsanlagen, insbesondere für Betriebsmittel wie Wärmepumpen, elektrische Energiespeicher und Ladeinfrastrukturen für Elektrofahrzeuge, die zunehmend an Bedeutung gewinnen. Seit der Energiekrise 2022 hat das Interesse an der Errichtung neuer Stromerzeugungsanlagen erheblich zugenommen. Die daraus resultierende hohe Zahl an Netzanschlussanfragen kann von Verteilernetzbetreibern nur durch standardisierte und digitalisierte Prozesse bewältigt werden. Dabei zeigt sich, dass die österreichischen Verteilernetzbetreiber unterschiedliche Fortschritte bei der Einführung automatisierter Prozesse gemacht haben.

Neben dem starken Anstieg an Anträgen auf Netzanschluss von erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen, gab es in der Vergangenheit lange Wartezeiten bei Netzzugangsanfragen, bei der Bekanntgabe von Einspeisepunkten, sowie bei der Erteilung der Betriebserlaubnis und Inbetriebnahmen. Weitere Herausforderungen waren die Einschränkung der Einspeiseleistungen sowie die zunehmend begrenzten Netzkapazitäten in den Verteilernetzen.

Viele Herausforderungen – viele Ideen zur Verbesserung

Die E-Control hat den „Aktionsplan Netzanschluss“ [47] entwickelt, um die rasche Umsetzung der Erneuerbaren-Ziele zu unterstützen und den steigenden Bedarf an Netzanschlüssen zukunftsfähig zu bewältigen. Der „Aktionsplan Netzanschluss“ umfasst konkrete Maßnahmen und Lösungen, um Netzanschlüsse von erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen effizient und zeitnah zu ermöglichen.

Dazu gehören z.B. Anreize für Last-, Erzeugungs- und Speichermanagement durch das Konzept der netzwirksamen Leistung. Das Konzept der netzwirksamen Leistung zielt darauf ab, die Integration dezentraler erneuerbarer Stromerzeugungsanlagen in die Stromnetze durch Last-, Erzeugungs- und Speichermanagement (behind the meter) zu erleichtern. Lokale Kombinationen von Lasten, Erzeugern und Speichern in Verbindung mit einem Energiemanagementsystem dienen der effizienten Nutzung vorhandener Netzkapazitäten und der Vermeidung von Leistungsspitzen.

Darüber hinaus werden im „Aktionsplan Netzanschluss“ Digitalisierungsmaßnahmen und effiziente Datennutzung zur Unterstützung des Netzbetriebs sowie der Kundenprozesse gefordert. Durch standardisierte und automatisierte Netzanschlussbeurteilungen werden die Netzanschlussprozesse effizienter. Gemäß § 19 Abs 1 EIWOG 2010 legt E-Control Standards für Stromnetzbetreiber in Bezug auf Sicherheit, Zuverlässigkeit und Qualität der Dienstleistungen fest. Diese Standards werden per Verordnung (END-VO 2012) [48] erlassen und durch Berichte zur kommerziellen Qualität der Strom- und Gas- Verteilernetzbetreiber überwacht.

Mit der Novelle 2024 der END-VO 2012 wurde ein durchgehender Fristenlauf vom Antrag einer Stromerzeugungsanlage bis zur deren Betriebserlaubnis sichergestellt. Abbildung 12 zeigt die neuen Fristen für die jeweiligen Prozessabschnitte. Durch diese Ergänzung wurden zusätzliche Qualitätsstandards eingeführt, die den Bedürfnissen aus der Praxis entsprechen.

	Antrag	Angebot	Anschluss	Betrieb
END-VO 2012	Nach 2 Wochen (4 Wochen): - konkreter Vorschlag für die weitere Vorgangsweise - Ansprechperson - voraussichtliche Bearbeitungsdauer	Keine Frist für das Angebot für den Netzzutritt.	§ 46 EIWOG 2010	Keine Frist für die Erteilung der Betriebserlaubnis.
EIWOG 2010 geltende Fassung	Keine Fristen, außer für Anlagen gemäß § 17 a EIWOG		§ 46 EIWOG 2010	Keine Frist für die Erteilung der Betriebserlaubnis.
END-VO 2012 Novelle 2024	Nach 2 Wochen (4 Wochen): - konkreter Vorschlag für die weitere Vorgangsweise - Ansprechperson - voraussichtliche Bearbeitungsdauer	Nach 2 Wochen (4 Wochen): - Angebot für den Netzzutritt - Kostenaufstellung - Zählpunktbezeichnung	§ 46 EIWOG 2010	Spätestens zwei Wochen (4 Wochen) nach Einlangen der Meldung über die ordnungsgemäße Fertigstellung der Stromerzeugungsanlage (einschließlich Installationsdokument und Energie-Abnahmevertrag) ist die Betriebserlaubnis zu erteilen.

Abbildung 12: Überblick von Fristen und Mindestanforderungen. (Quelle E-Control: Aktionsplan Netzanschluss 2024)

Als weitere Maßnahme des „Aktionsplan Netzanschluss“ gehören die Netzanschlusserhebungen [49] und das laufende Monitoring, welche die Netzbetreiber bei der Optimierung von Prozessabläufen unterstützen sollen. Zudem werden verfügbare und gebuchte Netzanschlusskapazitäten auf Netzebene 4 gemäß KBM-V 2022 veröffentlicht [50]. Ein Leitfaden für die erstmalige Erstellung von Netzentwicklungsplänen für Verteilernetze wurde veröffentlicht. Die E-Control hat sich für die Veröffentlichung von Verteilernetzentwicklungsplänen eingesetzt, um eine langfristige Planung und Transparenz auf der Verteilernetzebene für alle relevanten Stakeholder zu gewährleisten [51]. Technische und Organisatorische Regeln (TOR) wurden und werden auch fortlaufend von E-Control in Zusammenarbeit mit Netzbetreibern erstellt, wobei ein kontinuierlicher Austausch mit Branchen- und Industrievertretern stattfindet.

Die Umsetzung der Maßnahmen aus dem Aktionsplan Netzanschluss liegt sowohl bei der E-Control selbst als auch bei den Netzbetreibern bzw. ist dafür die Zusammenarbeit aller Beteiligten notwendig.

Die E-Control arbeitet kontinuierlich daran, regulatorische und technische Voraussetzungen zu schaffen, die eine effiziente Integration erneuerbarer Energien in die Stromnetze ermöglichen.

Monitoring Netzanschluss

Im Zuge des „Aktionsplans Netzanschluss“ setzt E-Control auf verstärktes Monitoring beim Netzanschluss erneuerbarer Stromerzeugungsanlagen. Mittels quartalsweiser Erhebungen bei den 16 größten Netzbetreibern, diese decken über 85 % der Zählpunkte ab, wird der aktuelle Fortschritt des Ausbaus und der Integration der erneuerbaren Energien erfasst.

Die Ergebnisse zeigen deutliche Fortschritte: Während im Jahr 2022 bereits ein beachtlicher Zuwachs von etwa 1 GW an PV-Anlagen verzeichnet wurde, hat der bisher größte jährliche Zuwachs 2023 mit rund 2,5 GW stattgefunden. Im Jahr 2024 gab es einen ähnlich großen Zuwachs von über 2,2 GW. Abbildung 13 zeigt die Entwicklung der installierten Engpassleistungen von Photovoltaik- und Windkraftanlagen von 2019 bis 2024. Die Daten der Jahre 2019 bis 2021 stammen aus der Bestandsstatistik der E-Control; ab 2022 werden die Daten aus der Erhebung Netzanschluss gezeigt.

BESTAND ENGPASSLEISTUNG VON PV- UND WINDKRAFTANLAGEN BEI 60 VNB (STAND 2024)

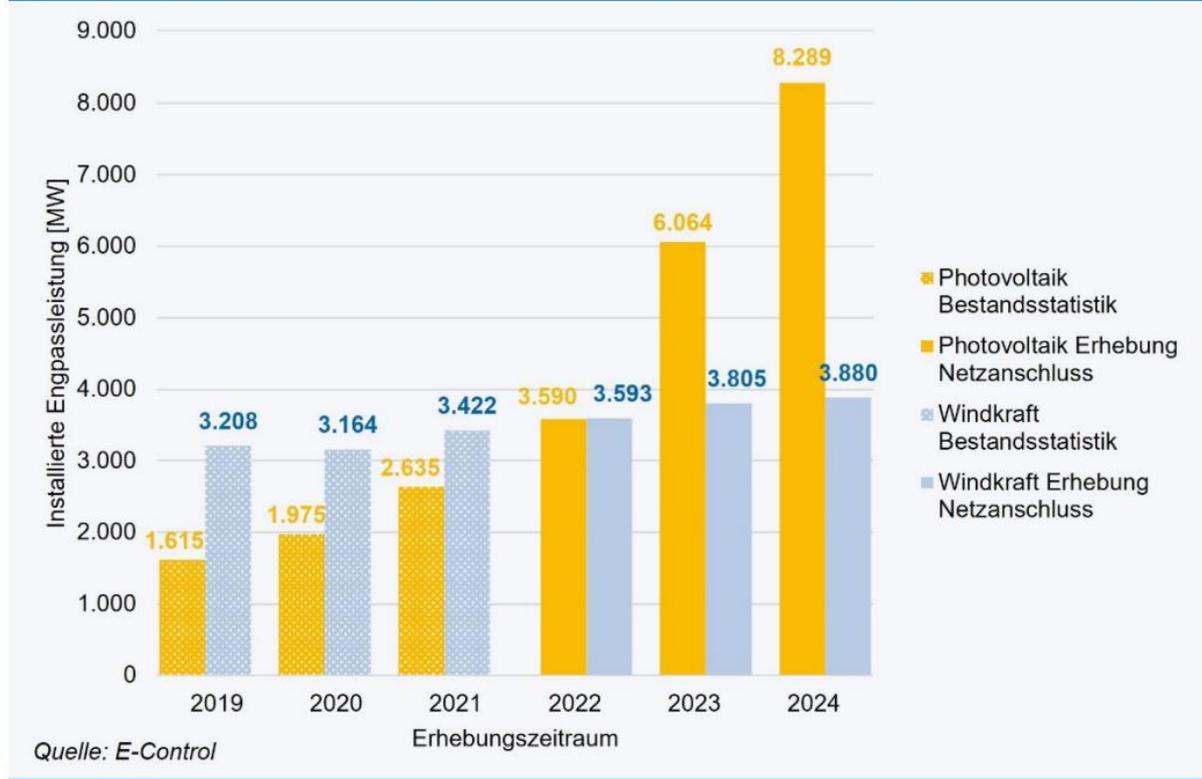


Abbildung 13: Entwicklung des Bestands (Engpassleistung) von Photovoltaik- und Windkraftanlagen ab 2019 bei 60 Verteilernetzbetreibern, Stand 2024 (Quelle E-Control: Jahresbericht Erhebung Netzanschluss 2025, Berichtsjahr 2024)

Fazit: Rahmenbedingungen für die Zukunft gestalten

Die E-Control legt die Grundlage für eine nachhaltige Netzinfrastruktur, indem sie die Integration erneuerbarer Energien technisch, rechtlich und organisatorisch unterstützt. Ihre Maßnahmen sind darauf ausgerichtet, Optimierungspotenziale zu erkennen, Prozesse zu verbessern und Innovationen in den Netzbetrieb zu integrieren. Dies erfordert eine enge Zusammenarbeit mit allen Akteuren, um den steigenden Anforderungen des Energiesystems gerecht zu werden. Die E-Control gestaltet rechtliche und technische Rahmenbedingungen, um die Stromnetze zukunftsfähig zu machen. Herausforderungen wie steigende Antragszahlen und Netzengpässe erfordern effiziente Lösungen. Der „Aktionsplan Netzanschluss“ liefert Maßnahmen zur Beschleunigung von Netzanschluss und -zugang durch Digitalisierung, Flexibilisierung und Transparenz. Ergänzend sollen neue gesetzliche Regelungen wie das Elektrizitätswirtschaftsgesetz die Integration erneuerbarer Energien erleichtern. Mit umfassenden Planungen und klaren Vorgaben treibt die E-Control die Energiewende aktiv voran.

Literaturverzeichnis

- [1] „Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (2024). Die Österreichische Strategie zur Anpassung an den Klimawandel: Teil 2 – Aktionsplan Handlungsempfehlungen für die Umsetzung,“ [Online]: https://www.bmimi.gv.at/themen/klima_umwelt/energiewende/erneuerbare/foerderungen/pv/eag.html. [Zugriff am 04 05 2025].
- [2] „Die Österreichische Strategie zur Anpassung an den Klimawandel: Teil 2 – Aktionsplan Handlungsempfehlungen für die Umsetzung, Bundesministerium Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie,“ 2024. [Online]: https://www.bmk.gv.at/themen/klima_umwelt/klimaschutz/anpassungsstrategie/oe_strategie.html. [Zugriff am 13 12 2024].
- [3] „Bundeskanzleramt (2024), Österreichische Sicherheitsstrategie,“ 2024. [Online]: <https://www.bundeskanzleramt.gv.at/themen/sicherheitspolitik/sicherheitsstrategie.html>. [Zugriff am 13 12 2024].
- [4] „Bundesministerium Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (2024). Integrierter österreichischer Netzinfrastukturplan (ÖNIP),“ [Online]: <https://www.bmk.gv.at/themen/energie/energieversorgung/netzinfrastukturplan.html>. [Zugriff am 13 12 2024].
- [5] „Bundesministerium für Wirtschaft, Energie und Tourismus. Erneuerbare Energie,“ [Online]: <https://www.bmwet.gv.at/Themen/Energie/erneuerbare-energie.html>. [Zugriff am 08 05 2025].
- [6] „Copernicus Climate Change Service (C3S) und World Meteorological Organization (WMO) (2025): European State of the Climate 2024,“ [Online]: <https://climate.copernicus.eu/sites/default/files/custom-uploads/ESOTC-2024/press-resources/ESOTC-2024-report.pdf>. [Zugriff am 20 05 2025].
- [7] „IPCC (2023): Summary for Policymakers. In: Climate Change 2023: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Core Writing Team, H. Lee and J. Romero (eds.)],“ 2023. [Online]: https://www.ipcc.ch/report/ar6/syr/downloads/report/IPCC_AR6_SYR_SPM.pdf. [Zugriff am 13 12 2024].
- [8] „APG. Einfluss des Klimawandels auf den Leitungsbau,“ [Online]: <https://www.apg.at/news-presse/apg-einfluss-des-klimawandels-auf-den-leitungsbau/>. [Zugriff am 25 04 2025].
- [9] „Copernicus Climate Change Service. Surface Air Temperature,“ 2024. [Online]: <https://climate.copernicus.eu/surface-air-temperature-november-2024>. [Zugriff am 19 12 2024].
- [10] „Copernicus Climate Change Service (C3S) und World Meteorological Organization (WMO), 2025: European State of the Climate 2024 - Graphics from the report,“ [Online]: <https://climate.copernicus.eu/esotc/2024/graphics-gallery/temperature>. [Zugriff am 20 05 2025].

- [11] „Bundesministerium Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (2024). Die Österreichische Strategie zur Anpassung an den Klimawandel: Teil 1 – Kontext,“ 2024. [Online]: https://www.bmk.gv.at/themen/klima_umwelt/klimaschutz/anpassungsstrategie/oe_strategie.html. [Zugriff am 13 12 2024].
- [12] „APCC (2024). Österreichischer Sachstandsbericht Klimawandel 2014 (AAR14),“ 2014. [Online]: https://www.austriaca.at/apcc_aar2014.pdf. [Zugriff am 19 12 2024].
- [13] „Bundesministerium Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (2021). Zweiter Fortschrittsbericht zur Österreichischen Strategie zur Anpassung an den Klimawandel,“ 2021. [Online]: https://www.bmk.gv.at/themen/klima_umwelt/klimaschutz/anpassungsstrategie/anpassung-oe.html. [Zugriff am 19 12 2024].
- [14] „Jetzt das Richtige tun; Regierungsprogramm,“ [Online]: <https://www.bundeskanzleramt.gv.at/bundeskanzleramt/die-bundesregierung/regierungsdokumente.html>. [Zugriff am 23 04 2025].
- [15] „Spiess, H., Bättig, M., Carabias-Hütter, V. & Eberle, A. (2019). Akzeptanzforschung für die Energiewende. GAIA, 28(1),“ 2019. [Online]: <https://doi.org/10.14512/gaia.28.1.14>. [Zugriff am 01 05 2025].
- [16] „Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (2025). Akzeptanz von Grünstrom-Projekten zwar hoch, aber... BMK-Infothek Bericht,“ 28 01 2025. [Online]: <https://infothek.bmk.gv.at/akzeptanz-erneuerbare-klimaschutz-oesterreich>. [Zugriff am 04 05 2025].
- [17] „WSL Birmensdorf(2024). Energiewende: kommunale und regionale Handlungsmöglichkeiten. Gisler, L., et al.,“ [Online]: <https://doi.org/10.55419/wsl:35816>. [Zugriff am 04 05 2025].
- [18] „IG Windkraft (2021). Studie zur Akzeptanz von Windenergie in Österreich. Hampl, N., Sposato, R., Dworzak, V. & Schneider, N.,“ [Online]: https://www.igwindkraft.at/assets/downloads/studien/studie-zur-akzeptanz-von-windenergie_nina-hampl,-robert-sposato,-veronika-dworzak,-&nina-schneider---alpen-adria-universitat-klagenfurt.pdf. [Zugriff am 04 05 2025].
- [19] „Oesterreichs Energie (2023). Akzeptanz: Not In My Backyard? Branchen-Newsartikel,“ 06 07 2023. [Online]: <https://oesterreichsenergie.at/aktuelles/neuigkeiten/detailseite/akzeptanz>. [Zugriff am 04 05 2025].
- [20] „Austrian Power Grid (APG) & Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH (2023): Netzentwicklungsplan Österreich 2023. Wien,“ [Online]: https://pb1-medien.apg.at/im/dl/pboxx-pixelboxx-23545/APG_Netzentwicklungsplan_2023.pdf. [Zugriff am 04 05 2025].
- [21] H. Dumke, „repositUm: Erneuerbare Energien für Regionen: Flächenbedarfe und Flächenkonkurrenzen. TU Wien Academic Press,“ 2020. [Online]: <https://doi.org/10.34727/2020/isbn.978-3-85448-041-9>. [Zugriff am 15 05 2025].
- [22] „Nordischer Ministerrat: Social acceptance as a prerequisite for the green transition.,“ 2025. [Online]: <https://www.norden.org/en/publication/social-acceptance-prerequisite-green-transition>. [Zugriff am 15 05 2025].

- [23] „Winkler, M. (2023). Energiegemeinschaften – Partizipation an der Energiewende. Masterarbeit, Universität Klagenfurt,“ [Online]: <https://netlibrary.aau.at/obvuklhs/download/pdf/9649867>. [Zugriff am 04 05 2025].
- [24] „Setton, D. (2020). Soziale Nachhaltigkeit wagen – Die Energiewende aus Sicht der Bevölkerung. IASS Potsdam,“ [Online]: <https://doi.org/10.2312/iass.2020.007>. [Zugriff am 04 05 2025].
- [25] „WU Wien, Deloitte Österreich & Wien Energie (2025). Erneuerbare Energien in Österreich 2025 – Stimmungsbarometer der Bevölkerung. Studienbericht (10. Ausgabe der Umfrage),“ [Online]: <https://www.deloitte.com/content/dam/assets-zone2/at/de/docs/industries/energy-resources-industrials/2025/studie-erneuerbare-energien-in-oesterreich-2025.pdf>. [Zugriff am 04 05 2025].
- [26] „Österreichs Weg in eine klimaneutrale Energiezukunft, Österreichs Energie,“ 2022. [Online]: <https://oesterreichsenergie.at/publikationen/ueberblick/detailseite/stromstrategie-2040-oesterreichs-weg-in-eine-klimaneutrale-energiezukunft>. [Zugriff am 13 12 2024].
- [27] „Aktualisierung Studie: Volkswirtschaftlicher Wert der Stromverteilernetze,“ [Online]: <https://oesterreichsenergie.at/publikationen/ueberblick/detailseite/aktualisierung-der-netzberechnungen-der-studie-volkswirtschaftlicher-wert-der-stromverteilernetze-auf-dem-weg-zur-klimaneutralitaet-in-oesterreich>. [Zugriff am 13 12 2024].
- [28] „APG investiert 9 Mrd. Euro in den Netzausbau; Energate Messenger,“ [Online]: <https://www.energate-messenger.de/news/243963/apg-investiert-9-mrd.-euro-in-den-netzausbau>. [Zugriff am 23 04 2025].
- [29] „9 Milliarden Euro für eine versorgungssichere Energiewende; APG,“ [Online]: <https://www.apg.at/news-presse/9-milliarden-euro-fuer-eine-versorgungssichere-energie-wende/>. [Zugriff am 23 04 2025].
- [30] „Anlaufstelle Netz- und Informationssystemsicherheitsgesetz (NISG); Bundeskanzleramt,“ [Online]: <https://www.nis.gv.at/>. [Zugriff am 06 05 2025].
- [31] „Energiepolitik; Friedrich Ebert Stiftung,“ [Online]: <https://www.fes.de/wissen/energiepolitik>. [Zugriff am 13 12 2024].
- [32] „Stromgestehungskosten erneuerbare Energien; Fraunhofer ISE,“ [Online]: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.html>. [Zugriff am 13 12 2024].
- [33] „Der Volkswirtschaftliche Wert der Stromverteilernetze auf dem Weg zur Klimaneutralität in Österreich; Oesterreichs Energie,“ [Online]: <https://oesterreichsenergie.at/publikationen/dossiers-1/studie-der-volkswirtschaftliche-wert-der-stromverteilernetze-auf-dem-weg-zur-klimaneutralitaet-in-oesterreich>. [Zugriff am 13 12 2024].
- [34] „Die 70%-Abregelung von PV-Anlagen; Klimaschutz- und Energieagentur Niedersachsen,“ [Online]: <https://www.klimaschutz-niedersachsen.de/aktuelles/Die-70-Abregelung-von-PV-Anlagen-2508>. [Zugriff am 13 12 2024].

- [35] „Netzgrafik Österreich; Grid, Austrian Power,“ [Online]: <https://www.apg.at/stromnetz/stromnetz-oesterreich/>. [Zugriff am 30 04 2025].
- [36] „Leitbild der APG; Austrian Power Grid,“ [Online]: <https://www.apg.at/ueberuns/leitbild/>. [Zugriff am 13 11 2024].
- [37] „„Wie lastflussbasierte Marktkopplung funktioniert – und was verbessert werden muss“,“ [Online]: <https://oesterreichsenergie.at/publikationen/dossiers-1/wie-lastflussbasierte-marktkopplung-funktioniert>. [Zugriff am 18 04 2025].
- [38] „„Die drei Stufen der Regelenergie am Beispiel eines Kraftwerksausfalls in Frankreich“; BKW,“ [Online]: <https://www.bkw.ch/de/ueberuns/aktuell/blog/maerkte-und-analysen/mit-terre-zu-mehr-netzstabilitaet-in-europa>. [Zugriff am 30 04 2025].
- [39] „Redispatch-Kosten 2017 - 2024 im Vergleichszeitraum September; Austrian Power Grid,“ [Online]: <https://www.apg.at/infografiken/#category=211>. [Zugriff am 13 11 2024].
- [40] „Kostenermittlungsverfahren und Regulierungsmodelle; E-Control,“ [Online]: <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/kostenermittlungsverfahren-und-regulierungsmodelle>. [Zugriff am 13 12 2024].
- [41] „Energiamarkt und Netze – eine Abgrenzung; E-Control,“ [Online]: https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/03_Norbert-F%C3%BCrst+%281%29.pdf/1ed0965c-b958-9194-2d6c-8830722ad5de?t=1683098955776. [Zugriff am 13 12 2024].
- [42] „Entfallen die Netzentgelt-Privilegien? Einige trifft es dann hart; Handelsblatt,“ [Online]: <https://www.handelsblatt.com/politik/deutschland/energiepolitik-entfallen-die-netzentgelt-privilegien-einige-trifft-es-dann-hart/100069584.html>. [Zugriff am 13 12 2024].
- [43] „Fluorierte Treibhausgase und FCKW - Schaltanlagen; Umweltbundesamt,“ [Online]: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/fluorierte-treibhausgase-fckw/schaltanlagen-0>. [Zugriff am 13 12 2024].
- [44] „E-Control-Gesetz,“ [Online]: <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20007046>. [Zugriff am 11 12 2024].
- [45] „Marktregeln,“ [Online]: <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/marktregeln>. [Zugriff am 11 12 2024].
- [46] „#mission2030: Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ [Online]: https://www.bundeskanzleramt.gv.at/dam/jcr:903d5cf5-c3ac-47b6-871c-c83eae34b273/20_18_beilagen_nb.pdf. [Zugriff am 11 12 2024].
- [47] „Aktionsplan Netzanschluss,“ [Online]: https://www.e-control.at/publikationen/publikationen-strom/studien#p_p_id_com_liferay_journal_content_web_portlet_JournalContentPortlet_INSTANCE_o0SuC7xWbCZf_. [Zugriff am 11 12 2024].
- [48] „Verordnung des Vorstands der E-Control über die Qualität der Netzdienstleistungen (NetzdienstleistungsVO Strom 2012 – END-VO 2012),“ [Online]: https://www.e-control.at/bereich-recht/verordnungen-zu-strom/-/asset_publisher/tiRyh5zzUOU7/content/netzdienstleistungsverordnung-strom. [Zugriff am 11 12 2024].

- [49] „Berichte Erhebung Netzanschluss,“ [Online]: https://www.e-control.at/publikationen/publikationen-strom/berichte#p_p_id_com_liferay_journal_content_web_portlet_JournalContentPortlet_INSTANCE_I9lkdcBLOtZa_. [Zugriff am 11.12.2024].
- [50] „Kapazitätsberechnungsmethoden-Verordnung 2022 – KBM-V 2022,“ [Online]: https://www.e-control.at/bereich-recht/verordnungen-zu-strom/-/asset_publisher/tiRyh5zzUOU7/content/kapazit%25C3%25A4tsberechnungsmethoden-verordnung-2022-kbm-v-2022-1. [Zugriff am 11.12.2024].
- [51] „Verteilernetzentwicklungspläne,“ [Online]: <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/leitfaden-fuer-verteilernetzentwicklungsplaene>. [Zugriff am 11.12.2024].

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Globale durchschnittliche Abweichung der Oberflächenlufttemperatur von 1979 bis 2024 (im Vergleich zum Referenzzeitraum 1850-1900, für alle Monate). Datenquelle: ERA5. Credit: C3S/ECMWF. [9]	11
Abbildung 2: Anomalien und Extremwerte der jährlichen Oberflächenlufttemperatur im Jahr 2024. Die Extremkategorien („kühlste“ und „wärmste“) beruhen auf den Ranglisten für 1979-2024. Die anderen Kategorien beschreiben, wie die Temperaturen im Vergleich zu ihrer Verteilung während des Referenzzeitraums 1991-2020 sind. “Viel kühler/wärmer als der Durchschnitt” - kühler/wärmer als 90 % der Temperaturen. “Kühler/wärmer als der Durchschnitt” - kühler/wärmer als 66 % der Temperaturen. “Nahezu durchschnittlich” - innerhalb der mittleren 33 %. Daten: ERA5. Credit: C3S/ECMWF [10]	12
Abbildung 3: projizierte Zunahme der Hitzetage in Österreich im Zeitraum 2036–2065 (Szenario RCP8.5 ohne Klimaschutz) Quelle/Grafik: Geo-Sphere Austria, zitiert nach [11]	13
Abbildung 4: Entwicklung, Erzeugung und Installierte Leistung bis 2040 (Österreichs Weg in eine klimaneutrale Energiezukunft [26])	22
Abbildung 5: APG-Netzgrafik [35]	26
Abbildung 6: Die drei Stufen der Regelenergie am Beispiel eines Kraftwerksausfalls in Frankreich [38].....	29
Abbildung 7: Redispatch-Kosten 2017 - 2024 im Vergleichszeitraum September [39]..	30
Abbildung 8: Stakeholder und Interessen im Umfeld des regulierten Netzes – Veranstaltung der E-Control „Energiamarkt und Netze – eine Abgrenzung“ [41]	32
Abbildung 9: Grundlagen der Anreizregulierung und Kostenpfad – Veranstaltung der E-Control „Energiamarkt und Netze – eine Abgrenzung“ [41]	34
Abbildung 10: Schematische Darstellung Kosten und Erlöse gemäß Anreizregulierung (eigene Darstellung)	35
Abbildung 11: Hierarchie der Regeln für den Anschluss von Anlagen.....	40
Abbildung 12: Überblick von Fristen und Mindestanforderungen. (Quelle E-Control: Aktionsplan Netzanschluss 2024).....	42
Abbildung 13: Entwicklung des Bestands (Engpassleistung) von Photovoltaik- und Windkraftanlagen ab 2019 bei 60 Verteilernetzbetreibern, Stand 2024 (Quelle E-Control: Jahresbericht Erhebung Netzanschluss 2025, Berichtsjahr 2024).....	44

ÜBER DEN WORLD ENERGY COUNCIL AUSTRIA

Der World Energy Council Austria ist das **österreichische Nationalkomitee des World Energy Council** und **Gründungsmitglied** der internationalen Mutterorganisation. Damit feierte der World Energy Council Austria im Jahr 2023 seinen 100. Geburtstag. Der Sitz befindet sich seit Beginn seiner Aktivitäten in Wien. Seine Aktivitäten orientieren sich, bzw. gliedern sich in die Aktivitäten der Mutterorganisation ein. Dabei gilt jedoch immer ein von den Mitgliedsorganisationen gesetzter individueller und bedarfsorientierter Fokus. Mit einem engagierten Team und einem starken Netzwerk konnte der WEC-Austria seine Aktivitäten gerade in den letzten Jahren weiter ausbauen und Sichtbarkeit gewinnen. Eine Besonderheit des WEC-Austria ist die durch den Sitz in Wien bedingte enge Beziehung zu einer Vielzahl internationaler Organisationen, zu denen über den Vienna Energy Club formelle Beziehungen etabliert werden konnten.

In Österreich sind maßgebende Unternehmen und Verbände Mitglied. Die nationale Organisation unterstützt **globale, nationale und regionale Energiestrategien** durch hochkarätige **Veranstaltungen** (alternative Mobilität, Energiewende, Energiespeicher), Studien und Rankings über die aktuelle Energiesituation im Konnex mit dem europäischen Umfeld. Querdialoge unter den Mitgliedsorganisationen und die Förderung von **Young Energy Professionals** sind ein wesentlicher Bestandteil.

Der **Nutzen für Mitglieder** liegt vor allem in folgenden Dienstleistungen des Weltenergieerats Österreich:

1. Sicherung des Zuganges zu den Erkenntnissen des WEC, der einzigen **weltweiten Nicht-Regierungsorganisation**, die sich mit allen Fragen und Formen der Energie befasst.
2. Bereitstellung eines **Netzwerkes** mit nationalen und internationalen energiewirtschaftlichen Verbindungen.
3. Möglichkeit der aktiven Teilnahme an den energiewirtschaftlichen und statistischen **Arbeiten des WEC** und damit der aktiven Mitgestaltung von langfristigen strategischen Zielen.
4. Behandlung aktueller Fragen der Energiewirtschaft in den eigenen Gremien, in öffentlichen **Veranstaltungen** sowie durch Veröffentlichungen und damit Verbreitung von Fachwissen sowie Meinungsbildung in energiewirtschaftlichen und energiepolitischen Fragen.
5. Plattform für auf Konsens aufgebaute Lobbyingarbeit.

Impressum

Eigentümer (Medieninhaber) und Verleger:

World Energy Council Austria (WEC Austria)
A-1040 Wien, Brahmplatz 3

Tel.: +43-(0)1-5046986
Fax.: +43-(0)1-5047186
Mail: office@wec-austria.at

Druck: Eigenvervielfältigung

© Copyright 2025 by WEC Austria

