

World Energy Council Austria

**Young Energy Professionals
(YEP)**

Endbericht

Arbeitsgruppe: 9

Titel: Strommarktdesign

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.

Auf internationaler Ebene treffen sich die YEP zwei Mal im Jahr auf Einladung eines Mitglieds. Auf internationaler und nationaler Ebene finden zudem Telefonkonferenzen und Netzwerktreffen statt.

Ein YEP Zyklus dauert etwa drei Jahre. Danach werden die YEP Programmteilnehmer in die YEP-Alumni-Community aufgenommen.

ÜBER YOUNG ENERGY PROFESSIONALS



Das Programm-Board besteht aus:

Mag. Elfriede Baumann

Dr. Ulrike Baumgartner-Gabitzer

Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr. Günther Brauner (TU Wien) †

Ass.-Prof. Dipl.-Ing. Dr. Günter Getzinger (TU Graz)

Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr. Thomas Kienberger (MUL)

Dr. Robert Kobau (World Energy Council Austria)

O. Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Dr.h.c. Helmut Kroiss (TU Wien)

Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr. Hans Peter Nachtnebel (BOKU)

Univ.-Prof. iR Dr. Dr.h.c. Nebojsa Nakicenovic (IIASA)

Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr. Stefan Schleicher (Universität Graz, WIFO)

Dr. Barbara Schmidt (Oesterreichs Energie)

SC Dr. Jürgen Schneider (BMK)

Prof. Dr. Stephan Unger (St. Anselm College)

Dipl.-Ing. Theresia Vogel (Klima- und Energiefonds)

ARBEITSGRUPPE

9

TITEL DER ARBEIT

Strommarktdesign

AUTOR*INNEN

**Helena Schneider
Hamid Aghaie
Michael Berger
Florian Galler
Barbara Haubmann
Ulrike Magerl
Lea Weiß**

Über die Autor*innen



Helena Schneider

Helena Schneider, MSc (Econ.) ist in der Energie Steiermark im Bereich Strategie & Business Development als Strategieexpertin tätig. Neben ihren Aufgaben im Team Strategie (z.B. strategische Markt-, Wettbewerbs-, Technologie- und Umfeldanalysen auf europäischer und nationaler Ebene, Strategieentwicklungen) unterstützt sie den Vorstand bei der Umsetzung von konzernweiten Projekten und Initiativen. Sie hat Volkswirtschaftslehre mit Schwerpunkt Politische Ökonomik an der Universität Graz studiert und ihre Masterarbeit zum Thema „European Electricity Market Design“ verfasst. Während ihres Masterstudiums war sie als studentische Mitarbeiterin im Rechnungswesen der Energie Steiermark beschäftigt und hat als Studienassistentin am Institut für Volkswirtschaftslehre gearbeitet. Seit November 2024 studiert sie berufsbegleitend an der Technischen Universität Wien den Master „Renewable Energy Systems“.



Hamid Aghaie

Dr. Hamid Aghaie arbeitet als Energy Market Analyst bei der strategischen Energiewirtschaft der Wien Energie GmbH. In seiner Funktion übernimmt er die Analyse der Energiemärkte und unterstützt die Positionierung von Wien Energie bei den energiepolitischen Entwicklungen. Zuvor war er bei AIT als Projektleiter und -mitarbeiter in nationalen und internationalen Forschungs- und Industrieprojekten tätig. In dieser Funktion beschäftigte er sich mit den Projekten im Bereich Sektorenkopplung, Energiemarktmodellierung und Flexibilitätsvermarktung. 2017 promovierte er in Bereich Strommarktdesign und Versorgungssicherheit bei der Energy Economics Group an der TU Wien. Im Rahmen eines Forschungsaufenthalts während seiner Doktorarbeit besuchte er TU-Delft für einen Wissensaustausch im Bereich Strommarktdesign.



Micheal Berger

Dipl.-Ing Michael Berger, MBA studierte Energietechnik an der TU Wien und der ETH Zürich. Fünf Jahre lang war als Projektleiter im internationalen Anlagenbau von Wasserkraftwerken und Schaltanlagen bei Andritz Hydro GmbH tätig. Berufsbegleitend absolvierte er ein postgraduales Wirtschaftsstudium in Wien und New York. In seinem weiteren beruflichen Werdegang war Herr Berger für den Aufbau und Weiterentwicklung des technisch-wirtschaftlichen Asset-Management-Systems zur Steuerung und Optimierung der Prozesse im Bereich Erzeugung bei Wien Energie GmbH verantwortlich. Herr Berger ist derzeit bei E-Control unter anderem für die Themen nationale und internationale Netzentwicklungsplanung, Netzreserve und Redispatch, technische Aspekte der Anreizregulierung, Energielenkung sowie Netzanschlussangelegenheiten zuständig.



Florian Galler

Florian Galler ist Referent für Angelegenheiten der österreichischen und europäischen Großhandelsmärkte der leitungsgebundenen Energieträger Elektrizität und Gase im Bundesdienst, im Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie. Neben Angelegenheiten wie Marktdesign, Marktintegration und Handel umfasst der vielfältige Aufgabenbereich auch eine Kontakt- und Schnittstellenfunktion zu Marktakteuren und die Mitwirkung in europäischen und internationalen Gremien. Florian besitzt in der Energiewirtschaft aufgrund seines Werdegangs umfangreiche Kenntnisse in dem Bereich. Dies nicht zuletzt aufgrund seiner Erfahrung mit verschiedenen Stakeholdern der Energiewirtschaft. So konnte er beispielsweise beim Branchenverband der Elektrizitätswirtschaft, Österreichs Energie, praxisnahe Erfahrungen im Brüsseler Umfeld sammeln. Die abgeschlossenen Studien der Erneuerbaren Energietechnologien an der FH Technikum Wien und Safety and Systems Engineering an der FH Campus Wien sowie das laufende Studium der Rechtswissenschaften im letzten Abschnitt an der Universität Wien bilden für Florian eine breite Basis um seine Expertise im Bereich Energie gewinnbringend einsetzen zu können.

Über die Autor*innen



Barbara Haubmann

Mag.a Barbara Haubmann ist in der Energie Steiermark Service GmbH als Abteilungsleiterin für den Bereich Service für externe und verbundene Unternehmen zuständig. In dieser Abteilung werden Servicedienstleistungen für die GoGreen Energy und ihre Marken erbracht, aber auch für Auftraggeber wie die Energie Graz GmbH, Fernwärme GmbH, Holding Graz, diverse Mobilitätsdienstleister oder private Energieanbieter außerhalb der Steiermark. Laufend wird daran gearbeitet die Abteilung als BPO Dienstleister in der in der Energiebranche zu etablieren. Als Abteilungsleiterin von mehr als 60 Mitarbeiter:innen ist die Entwicklung derselben ein wesentlicher Teil des Aufgabengebietes. Mit der Einführung des internen Fachkarrieremodells für die gesamte Energie Steiermark Service GmbH – dem ES Empowerment – hat sie einen maßgeblichen Meilenstein zur Mitarbeiter:innenentwicklung im Unternehmen erarbeitet. Sie ist ausgebildeten Betriebswirtin und bringt als Quereinsteigerin in der Energiebranche Wissen und Erfahrung aus den Bereichen der Unternehmensberatung, des Handels, der Pharmaindustrie und der Werbung in ihr tägliches Tun mit ein.



Ulrike Magerl

Dipl. – Ing. Ulrike Magerl studierte Umwelt- und Bioressourcenmanagement mit dem Schwerpunkt Energie an der BOKU. Während ihres Studiums absolvierte sie ein FEM-Tech-Praktikum beim AIT, wo sie anschließend ihre Diplomarbeit verfasste. Darin entwickelte sie ein Optimierungsmodell, welches die Gesamtkosten zur Deckung des Strombedarfs verschiedener Urban Agricultural Systems in Wien, unter Berücksichtigung ökologischer Aspekte wie Flächenverbrauch und Emissionen, minimiert. Direkt nach Abschluss des Studiums begann sie als Fachassistenz der Geschäftsbereichsleitung Energie bei der ÖBB-Infrastruktur AG zu arbeiten. 2024 wechselte sie in den Fachbereich Energieservices in der ÖBB Infrastruktur AG und ist nun als Energiesparmanagerin tätig. Neben der energiebezogenen Nachhaltigkeitsberichterstattung ist die Leitung des Energieeffizienzprogramms ihr wichtigstes Aufgabengebiet.



Lea Weiß

DI Lea Weiß studierte Umweltsystemwissenschaften mit sowohl wirtschaftlichem als auch technischem Fokus an der Uni Graz, TU Graz und Universidade de Coimbra, Portugal. Ihren Master im Gebiet Nachhaltige Energiesysteme absolvierte sie an der FH Burgenland. Während ihres Studiums sammelte sie wertvolle Erfahrungen bei Joanneum Research, im Consulting und beim Umweltbundesamt. Im Anschluss an ihren Studienabschluss 2021 befasste sie sich ein Jahr lang als Universitätsassistentin am Institut für Gebäude und Energie der TU Graz hauptsächlich mit Lehrtätigkeiten. Aktuell ist sie bei der Austrian Power Grid AG im Bereich Wholesale Market Integration tätig. Dort ist sie in europäische Market Coupling Projekte involviert und führt Strommarktanalysen durch.

Danksagung

Die YEP Gruppe 9 Strommarktdesign des 4. YEP-Zyklus bedankt sich beim WEC Austria mit dem Präsidenten Dr. Michael Strugl für die Möglichkeit an diesem Programm teilnehmen zu können. Zudem bedanken wir uns bei unseren Unternehmen, die diese Teilnahme gefördert haben.

Besonderer Dank gilt darüber hinaus dem derzeitigen Geschäftsführer des WEC Austria Dipl.-Ing. Mag. Gerhard Gamperl sowie seinem Vorgänger Dr. Robert Kobau, für die Organisation des Programmes sowie der einzelnen Events.

Ebenfalls bedanken möchten wir uns bei den beiden Koordinator:innen während unserer Teilnahme am YEP-Programm Milijana Keseric und Rupert Wimmer für die Unterstützung und Begleitung während der Erstellung unserer Arbeit.

Für die Betreuung unserer Arbeitsgruppe als Mentoren möchten wir uns sehr herzlich bei Prof. Dr. Stephan Unger und Univ.-Prof. Dr. h.c. Thomas Gehrig für die Zusammenarbeit und Ihre Unterstützung beim Verfassen dieser Arbeit bedanken.

Vorwort

Die Transformation des Energiesystems ist eine der größten Herausforderungen unserer Zeit. Sie erfordert fundiertes Fachwissen, innovative Lösungsansätze und einen intensiven interdisziplinären Austausch. Genau hier setzen die Young Energy Professionals (YEP) an – ein Netzwerk, das junge Expertinnen und Experten aus unterschiedlichen Bereichen der Energiewirtschaft zusammenbringt, um gemeinsam an den zentralen Fragestellungen der Branche zu arbeiten.



Die vorliegende Arbeit ist das Ergebnis der intensiven Auseinandersetzung der Gruppe 9 des 4. Zyklus YEP-Programms mit der nationalen Umsetzung der EU-Strommarktreform (EMD) in Österreich. Die Gruppe hat dabei zentrale Schwerpunkte wie Investitionen in erneuerbare Energien (Contracts for Difference und Kapazitätsmechanismen), die Rolle von Terminmärkten, Flexibilitäten, Energy Sharing und Verbraucherschutz aus verschiedenen Gesichtspunkten (Endkund:innen, Erzeuger, Gesetzgeber/Regulierung, Netzbetreiber und Dienstleister) analysiert. Durch den praxisnahen Ansatz, der die Perspektiven verschiedener Marktteilnehmer miteinbezieht, liefert diese Arbeit Erkenntnisse für die nationale energiepolitische Diskussion und gibt konkrete Handlungsempfehlungen für die Weiterentwicklung des österreichischen Strommarkts. Diese Arbeit zeigt, wie wichtig der interdisziplinäre Dialog für eine zukunftsfähige Energieversorgung ist.

Ich wünsche eine spannende und anregende Lektüre!

Dr. Michael Strugl
Präsident WEC Austria

A handwritten signature in black ink that reads "Michael Strugl".

1. Einleitung
2. Ausgangsmatrix – Fragestellungen bzw. Diskussionspunkte
3. Contracts for Differences (CfDs)
4. Kapazitätsmechanismen
5. Terminmärkte
6. Flexibilitäten
7. Energy Sharing
8. Verbraucherschutz
9. Zielmatrix

ABSTRACT/EXECUTIVE SUMMARY

In dieser Abschlussarbeit der Gruppe 9 des 4. Zyklus des Young Energy Professionals-Programms des World Energy Councils wurde die Novelle der EU-Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung (EMD) (in Kraft seit Mai 2024) und ihre nationale Umsetzbarkeit in Österreich analysiert. Verschiedene Schwerpunktsthemen (Investitionen/Förderung in Erneuerbare (CfDs, Kapazitätsmechanismen), Terminmärkte, Flexibilitäten Energy Sharing und Verbraucherschutz) wurden aus Sicht von verschiedenen Marktteilnehmern (Endkund:innen, Erzeuger, Gesetzgeber/Regulierung, Netzbetreiber und Dienstleister) näher betrachtet und die wesentlichen Fragestellungen je Themenschwerpunkt und Marktteilnehmer in einer Matrix gesammelt. Wesentliche Fragestellungen je Themenschwerpunkt wurden in weiterer Folge ausgewählt und tiefergehend erarbeitet.

Anhand der gewählten Schwerpunkte und zugehörigen Fragestellungen wurden die aktuellen Rahmenbedingungen in Österreich für die Implementierung der EMD diskutiert. Mithilfe von Best-Practice-Beispielen auf europäischer Ebene konnten bestehende Lücken identifiziert werden. Jeder Themenschwerpunkt schließt mit Ableitungen bzw. Vorschlägen, um die nationale Umsetzung der EMD in Österreich zu ermöglichen bzw. zu optimieren. Diese Vorschläge wurden in einer Zielmatrix konsolidiert, welche das zentrale Ergebnis der Abschlussarbeit darstellt.

Die Arbeit wurde durch die beiden Mentoren Stephan Unger und Thomas Gehrig begleitet.

1. Einleitung

Ulrike Magerl

Hintergrund

Spätestens mit Beginn des Ukrainekriegs war ein Anstieg der Strompreise an der europäischen Strommarktbörse EEX zu beobachten. Das Jahr 2022 war geprägt von der Energiekrise, die zu einem Umbruch im europäischen Energiesystem geführt hat.

Die hohe Abhängigkeit von russischen Gasimporten in der EU und der damit verbundene Preisanstieg für Elektrizität ließ Kritik am Preisbildungsmechanismus für Strom – der Merit Order – laut werden. Als Gegensteuerungsmaßnahme hat die EU eine Reform der Gestaltung des Strommarkts angestoßen.

Mit dieser wird vorgeschlagen „die einschlägigen Rechtsvorschriften für den Strommarkt zu ändern und den Schutz der Union vor Marktmanipulation durch bessere Überwachung und Transparenz zu verbessern“ (Europäischer Rat 2023). Die Hauptziele der Reform sind neben der Stärkung des Verbraucherschutzes, die Stabilisierung der Strompreise und die Förderung erneuerbarer Energien, um unabhängiger von russischen Gasimporten zu werden. Wesentlich ist zudem, dass Österreich bei der Umsetzung von Bestimmungen des Clean Energy Packages aus 2019 teilweise säumig ist.

Inhalte des Electricity market design (EMD)

- **Stabilisierung der Strompreise:** Durch die Förderung langfristiger Verträge wie Stromabnahmeverträge (PPAs) und zweiseitiger Differenzverträge (CfDs) sollen die Preise stabilisiert und weniger anfällig für kurzfristige Schwankungen gemacht werden.
- **Stärkung des Verbraucherschutzes:** Verbraucher erhalten mehr Wahlmöglichkeiten bei Stromverträgen, einschließlich fester und dynamischer Preisoptionen. Zudem werden sie vor Preisspitzen besser geschützt, und es wird sichergestellt, dass schutzbedürftige Kunden nicht vom Stromnetz getrennt werden.
- **Förderung erneuerbarer Energien:** Die Integration erneuerbarer Energiequellen wird erleichtert und Investitionen in saubere Technologien werden durch stabile Rahmenbedingungen und Anreize unterstützt.

Zu den wichtigsten Maßnahmen der Reform, um diese Ziele zu erreichen, zählt die Förderung von Stromabnahmeverträgen (PPAs). Mitgliedstaaten sollen den Abschluss von PPAs erleichtern, um direkte Vereinbarungen zwischen Erzeugern und Verbrauchern zu fördern.

Andererseits wird der Einsatz von zweiseitigen Differenzverträgen (CfDs) in der Reform thematisiert. Bei öffentlich finanzierten Projekten im Bereich erneuerbarer Energien und emissionsarmer Kernenergie werden CfDs verpflichtend eingeführt, um sowohl eine Mindestrendite für Investoren als auch den Schutz der Verbraucher vor übermäßigen Kosten zu gewährleisten.

Ein weiterer Schwerpunkt sind Kapazitätsmechanismen. Mitgliedstaaten können Maßnahmen ergreifen, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, wobei bestimmte CO₂-Emissionsgrenzen für förderfähige Erzeuger gelten.

Besonderer Fokus wird in der EMD auch auf Verbraucherrechte und -schutz gelegt. Verbraucher haben das Recht, ihren Energieversorger frei zu wählen und an Energieaustauschsystemen teilzunehmen. Zudem können Mitgliedstaaten in Krisenzeiten regulierte Preise für Haushalte und kleine Unternehmen einführen.

Diese Maßnahmen zielen darauf ab, den EU-Strommarkt widerstandsfähiger zu machen, die Energiekosten für Verbraucher und Unternehmen zu stabilisieren und den Übergang zu einer klimaneutralen Wirtschaft zu beschleunigen. (Verordnung (EU) Nr. 2024/174)

1. Einleitung

Verhandlungsprozess/Aktueller Status

Die Reform des EMD wurde am 21. Mai 2024 vom Rat der Europäischen Union förmlich angenommen. Das EMD ist damit seit diesem Zeitpunkt in Kraft und muss in nationales Recht der einzelnen Mitgliedsstaaten überführt werden. Die Frist für die Umsetzung beträgt sechs Monate. (Europäischer Rat 2024)

Methode und Herangehensweise

Für die Abschlussarbeit des YEP-Programms von Gruppe 9 wurde die nationale Umsetzbarkeit der Novelle der EU zum EMD in Österreich analysiert. Dabei wurden von der Gruppe die folgenden Schwerpunkte gewählt:

- Investitionen/Förderung in Erneuerbare (CfDs, Kapazitätsmechanismen)
- Terminmärkte
- Flexibilitäten und
- Energy Sharing & Verbraucherschutz

Diese Schwerpunkte wurden aus Sicht verschiedener Marktteilnehmer (Endkund:innen, Erzeuger, Gesetzgeber/Regulierung, Netzbetreiber, Dienstleister) betrachtet, die wesentlichen Fragestellungen je Themenschwerpunkt und Marktteilnehmer gesammelt und priorisiert. Aufgrund des Themenumfangs wurden einzelne konkrete Fragestellungen je Themenschwerpunkt ausgewählt und tiefergehend bearbeitet.

Anhand der gewählten Schwerpunkte und dazugehörigen Fragestellungen wurden die aktuellen Rahmenbedingungen in Österreich für die Implementierung der EMD diskutiert. Mithilfe von Best-Practice-Beispielen auf europäischer Ebene konnten bestehende Lücken identifiziert werden.

Jeder Themenschwerpunkt schließt mit Verbesserungsvorschlägen, um die nationale Umsetzung der EMD in Österreich zu ermöglichen bzw. zu optimieren. Diese Vorschläge wurden in einer Zielmatrix konsolidiert, welche das zentrale Ergebnis der Abschlussarbeit darstellt.

Die Bearbeitung der Schwerpunkte wurde in Kleingruppen durchgeführt, die sich zu den Themen austauschten und die Inhalte aufbereiteten. Die Gesamtgruppe 9 kam in regelmäßigen Abständen zu virtuellen und physischen Meetings zusammen, um die Fortschritte zu diskutieren.

Ein Status zum Fortschritt wurde bei verschiedenen informellen Meetings des 4. YEP-Zyklus präsentiert und Feedback eingeholt und wenn möglich berücksichtigt. Der Erstentwurf der Abschlussarbeit wurde vor Finalisierung mit den Mentoren Stephan Unger und Thomas Gehrig abgestimmt.

Quellen Kapitel 1

- Europäischer Rat. 2024. Strommarktreform, in Consilium, URL: [Strommarktreform - Consilium](#) (Abfrage am 10.01.2024)
- Europäischer Rat. 2023. Reform der Gestaltung der Elektrizitätsmärkte: Rat und Parlament erzielen Einigung, in Consilium, URL: [Reform der Gestaltung der Elektrizitätsmärkte: Rat und Parlament erzielen Einigung - Consilium \(europa.eu\)](#) (Abfrage am 10.01.2024)
- Verordnung (EU) Nr. 2024/1747 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2024 zur Änderung der Verordnungen (EU) 2019/942 und (EU) 2019/943 in Bezug auf die Verbesserung des Elektrizitätsmarktdesigns in der Union, URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX:32024R1747> (Abfrage am 14.02.2025)

2. Ausgangsmatrix – Fragestellungen bzw. Diskussionspunkte

Einleitung zur Ausgangsmatrix

Im Rahmen dieser Abschlussarbeit wurden verschiedene Inhalte der Novelle der EU zum EMD in Österreich analysiert. Dabei wurden folgende Schwerpunkte/Fokusthemen gewählt:

- Investitionen/Förderung in Erneuerbare
 - Contracts for Difference (CfD)
 - Kapazitätsmechanismen
- Terminmärkte
- Flexibilitäten
- Energy Sharing & Verbraucherschutz

Diese Schwerpunkte wurden in die Zeilen der Ausgangsmatrix aufgenommen. Die relevanten Fragestellungen bzw. Diskussionspunkte, die sich zu jedem Schwerpunkt ergeben, sind jedoch je nach Gesichtspunkt bzw. Marktteilnehmer unterschiedlich zu beurteilen. Daher wurden die Schwerpunkte aus verschiedenen Gesichtspunkten analysiert: Endkund:innen, Erzeuger, Gesetzgeber/Regulierung, Netzbetreiber und Dienstleister. Diese stellen die Spalten der Matrix dar. Als Beispiel ergeben sich für den Schwerpunkt bzw. das Thema *Kapazitätsmechanismen* (KM) in Zeile zwei der Matrix folgende Fragestellungen/Diskussionspunkte aus Sicht von

- Endkund:innen (Spalte 1): 1) Stellen KM Versorgungssicherheit sicher? 2) Sind KM die effizienteste Lösung bzw. niedrigster Preis dafür (Energy-only vs. Kapazitätsmechanismen)?
- Erzeuger (Investor) (Spalte 2): 1) Was ist ein passender KM für das österreichische Erzeugungsportfolio? 2) Welche Kriterien für Teilnahme (grün/fossil/taxonomiekonform/Nachbarländer) an einem KM gibt es? 3) Bieten KM Anreize für Investitionsentscheidungen?
- Gesetzgeber/Regulierung (Spalte 3): **1) Was muss zur Implementierung beachtet werden und welche Ausgestaltungsmöglichkeiten des KM (Bestandsanlagen, TN Kriterien) gibt es?** 2) Welche Effekte hat ein KM auf Preise (Wholesale und Retail)?
- Netzbetreiber (Spalte 4): 1) Durchführung des Resource Adequacy Assessments durch Netzbetreiber (national bzw. Mitarbeit europäisch)
- Dienstleister (Spalte 5): 1) Ist eine Teilnahme als Flexibilitäts-Aggregatoren möglich/zielführend?

Da nicht alle Fragestellungen im Rahmen dieser Arbeit erörtert werden konnten, wurden jeweils einige Fragen fokussiert bearbeitet (in fett markierte Fragen der Matrix). Alle Fragestellungen, die in dieser Arbeit analysiert wurden, finden sich nochmals in der *“Ausgangsmatrix - Fokus: bearbeitet Fragestellungen”* auf der Seite 15.

2. Ausgangsmatrix – Fragestellungen bzw. Diskussionspunkte

Themen	Endkund:innen	Erzeuger (Investor)	Gesetzgeber/Regulierung	Netzbetreiber	Dienstleister
CfDs	- Finanzierung - Abschöpfung - Effekte auf Preise (Wholesale und Retail)	- Investitionsentscheidung bzw. Übernahme Preisrisiko - Zweiseitige (finanzielle) CfDs vs Marktprämienmodell - Einfluss auf das Bieterverhalten im Großhandel	Steuerungsinstrument - Ausgestaltungsmöglichkeiten	Systemdienlichkeit bei CfDs	
Kapazitätsmechanismen (KM)	- Stellen KMs Versorgungssicherheit sicher - Effizienteste Lösung bzw. niedrigster Preis dafür (Energy-only vs. Kapazitätsmechanismen)	- Passender Kapazitätsmechanismus für österreichisches Erzeugungsportfolio - Kriterien für Teilnahme (grün/fossil/taxonomiekonform/Nachbarländer) - Bieten KM Anreize für Investitionsentscheidungen?	Implementierung & Ausgestaltungsmöglichkeiten des Kapazitätsmechanismus (Bestandsanlagen, TN Kriterien) - Effekte auf Preise (Wholesale und Retail)	Resource Adequacy Assessment (national bzw. Mitarbeit europäisch)	Teilnahme als Flexibilitäts-Aggregatoren
Terminmärkte (& Ausgestaltung: Virtual Trading Hubs)	Auswirkung auf Endkund:innenpreise (auch: Preisstabilität)	Welche Auswirkung auf Hedging /Beschaffungs-Strategie?	Ausgestaltung Terminmarkt (Virtual Trading Hubs, Flow-based Allokation von Transmission Rights statt derzeitige NTC Methodik) Liquidität von Terminmärkten -> warum in AT so niedrig - Hedging Verpflichtungen für Versorger	Umsetzung und Kapazitätsberechnung	
Flexibilitäten	- Voraussetzungen - Business Case - Implizite / explizite Flexibilität	- Anreize vs. Verpflichtungen - technologiespezifische Einsatzmöglichkeiten Produkte	- Gesamteffizienz des Systems notwendige Rahmenbedingungen - Aufgaben der Regulierungsbehörde	- Infrastruktur für Flexibilität schaffen (zentralisiert?) - Interoperabilität - Bedarfsermittlung (Flex vs Infra)	Business Cases
Energy Sharing	- Voraussetzungen/Eintrittsbarrieren (Smart Meter, Beitritt einer Energiegemeinschaft etc.) Wie würde die ideale Energie-gemeinschaft aussehen? (Finanzielle) Vorteile	- Auswirkungen auf die Großhandelspreise - Konkurrenz durch Prosumer?	Ausgestaltungsmöglichkeiten	Prognostizierbarkeit Erzeugung/Last	Business Case (Messung, Abrechnung)
Verbraucherschutz	Fixe und dynamische Preise Maßnahmen gegen Energiearmut	Fixe und dynamische Preise	Schaffung von Transparenz und Bewusstseinsbildung für Kund:innen Energiebildung	Netzanschlussmöglichkeiten für Eigenstromerzeugung	Externer Tarifwechselservice

2. Ausgangsmatrix – Fokus: bearbeitete Fragestellungen

Themen	Endkund:innen	Erzeuger (Investor)	Gesetzgeber/Regulierung	Netzbetreiber	Dienstleister
CfDs			• Steuerungsinstrument		
Kapazitäts-mechanismen			• Implementierung & Ausgestaltungsmöglichkeiten des Kapazitätsmechanismus (Bestandsanlagen, TN Kriterien)		
Terminmärkte (und Ausgestaltung: Virtual Trading Hubs)			• Ausgestaltung Terminmarkt (Virtual Trading Hubs, Flow-based Allokation von Transmission Rights statt derzeitige NTC Methodik, Liquidität von Terminmärkten -> warum in AT so niedrig)		
Flexibilitäten		• Produkte	• notwendige Rahmenbedingungen		
Energy Sharing	• Wie würde die ideale Energiegemeinschaft aussehen?		• Ausgestaltungsmöglichkeiten		
Verbraucher-schutz	• Fixe und dynamische Preise • Maßnahmen gegen Energiearmut		• Schaffung von Transparenz und Bewusstseinsbildung für Kund:innen • Energiebildung		

3. Two Way Contracts for Difference (CfDs) - zweiseitige Differenzverträge

Florian Galler

Was sind Differenzverträge

Differenzverträge sind Vereinbarungen, die zwischen zwei Parteien abgeschlossen werden, um den Preisunterschied zwischen einem Referenzwert (market price) und einem zuvor festgelegten Zuschlagspreis (strike price) auszugleichen.

Dabei kann die Vereinbarung so ausgestaltet sein, dass der Preisunterschied bei einer einseitigen oder beidseitigen Preisabweichung ausgeglichen wird.

Diese Verträge erlauben es Parteien sich gegen Schwankungen des Referenzwertes abzusichern (Hedging) und das Risiko dafür der anderen Partei zu übertragen.

CfDs sind eine Teilmenge der derivativen Finanzinstrumente, da diese sich durch die Ableitung des Werts eines Basisprodukts definieren.

Kernfrage

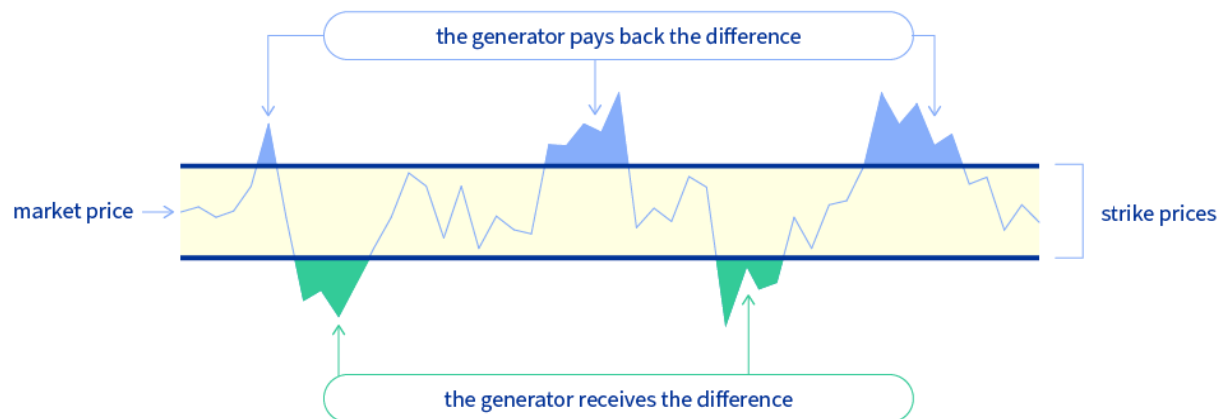
Wie können Differenzverträge als Fördermechanismus für erneuerbare Energien ausgestaltet werden, um sowohl Investitionssicherheit als auch eine marktkompatible Integration zu gewährleisten?

Zentrale Herausforderung

Während CFDs Investitionsanreize durch garantierte Erlöse schaffen, besteht die Gefahr von Marktverzerrungen, insbesondere hinsichtlich Dispatch- und Standortentscheidungen. Die Herausforderung liegt darin, eine Balance zwischen langfristiger Planungssicherheit für Investoren und einem marktwirtschaftlich effizienten Betrieb der Anlagen zu finden

Legaldefinition von Differenzverträgen in EMD

„zweiseitiger Differenzvertrag“ bezeichnet einen Vertrag zwischen einem Betreiber einer Stromerzeugungsanlage und einer Gegenpartei, in der Regel einer öffentlichen Einrichtung, der sowohl eine geschützte Mindestvergütung als auch eine Begrenzung für eine überhöhte Vergütung vorsieht; Art. 2 Z. 76 EBM-VO (EU) 2019/943 idF EMD (EU) 2024/1747



Quelle: Europäischer Rat (<https://www.consilium.europa.eu/en/policies/electricity-market-reform/> am 11.12.2024)

3. Two Way Contracts for Difference (CfDs)

Zweiseitige Differenzverträge

Differenzverträge in der Energiewirtschaft

Differenzverträge werden häufig in der Energiewirtschaft eingesetzt, um insbesondere erneuerbarer Energien zu fördern. Förderungen sind auch für andere Energieformen oder Speichieranlagen denkbar.

Bei einseitigen Differenzverträgen wird in der Regel der Erzeuger vom Risiko sinkender Marktpreise entlastet. Die Grundidee ist es, Investoren und Betreibern von Energieprojekten Einnahmen zu garantieren, damit diese unabhängig von Preisschwankungen auf dem Markt Investitionen tätigen. Da nur so eine sichere Rendite möglich ist, ist es ein beliebtes Förderinstrument.

Vermehrt werden zweiseitige Differenzverträge eingesetzt, um auch das Risiko von Übergewinnen zu Lasten der Gruppe der Zahler zu vermindern. Hier gleicht eine Partei der anderen Partei sämtliche Schwankungen im Referenzwert aus.

Denkbar sind mehrere Arten von zweiseitigen Differenzverträgen, abhängig von der jeweiligen genaueren Ausgestaltung.

Andere Bereiche, in welchem CfDs eingesetzt werden.

Da Differenzkontrakte grundsätzlich Finanzprodukte sind und die Absicherung eines volatilen Referenzwertes zu einem fixierten Preis ermöglichen, sind sie nicht nur in der Energiewirtschaft interessant, sondern werden auch in anderen Bereichen eingesetzt.

CfDs sind vor allem auf **Finanzmärkten** beliebt, da sie sich dazu eignen auf Preisbewegungen von Vermögenswerten zu spekulieren, ohne die zugrunde liegenden Vermögenswerte zu besitzen. Vermögenswerte könne jegliche Werte mit volatilem Preis wie Aktien oder Anleihen sein.

In Ableitung davon sind sie neben der Energiewirtschaft auch zur Absicherung von Rohstoffpreisen, Transportkosten, Risikokosten in der Versicherungswirtschaft oder CO₂ Preisen in Verwendung.

Existierende Differenzverträge

Differenzkontrakte kommen in der Energiewirtschaft bereits heute zahlreich zur Anwendung. Allen gemeinsam ist, dass es immer darum geht die Unsicherheit und Volatilität auf Spotmärkten abzusichern.

- Differenzverträge als **Fördermechanismen** existieren in Dänemark, Frankreich, Griechenland, Ungarn, Irland, Italien, Polen, Portugal, Spanien, Großbritannien, Albanien, Serbien, Norwegen und Australien (*Schlecht et al. 2024, Ason et al. 2024*).
- Verwandt sind **Kohlenstoffdifferenzverträge** (Carbon Contracts for Difference – **CCFD**), wie sie in Deutschland eingesetzt werden. Diese sind ein Förderinstrument, welches Unternehmen, die kohlenstoffneutrale teurere Industrieprodukte produzieren, deren Kostenrisiko absichert.
- Auf den Energiebörsen gehandelte **Futures** sind wie Differenzverträge Derivate, sie leiten sich in der Regel vom selben oder einem sehr ähnlichen Basiswert (Spot Markt Preis) ab. Im europäischen Binnenmarkt handelt es sich dabei um rein finanzielle Verträge, da sie von einer tatsächlichen Lieferung unabhängig sind. Die Unterschiede zu Differenzverträgen können je nach Ausgestaltung gänzlich verschwimmen.
- Parallel zu Futures werden an engpassbewirtschafteten Grenzen langfristige Kapazitäten (**Long Term Transmission Rights - LTTR**) vergeben. Werden diese rein finanziell vergeben, handelt es sich auch um einen klassischen Differenzvertrag, bei welchem die Differenz der Gebotszonen (Spread) den Referenzwert bildet.

3. Two Way Contracts for Difference (CfDs)

Zweiseitige Differenzverträge als Fördermodell

Förderungen als Differenzverträge?

Zweiseitige Differenzverträge sind in der Energiewirtschaft hervorragend geeignet, um als Förderinstrument zu dienen, da sie eine effektive Balance zwischen Investitionssicherheit, Markteffizienz, Verbraucherschutz und politischen Anreizen schaffen können. Wesentliche Gründe sind:

1. Absicherung volatiler Erneuerbarer mit hohen Anfangsinvestitionen gegen Marktrisiken. CfDs garantieren Betreibern eine stabile Einnahmequelle und ein geringes Preisrisiko, wodurch sich die Investitionsbereitschaft erhöht.
2. Schutz der Budgets vor Übergewinnen durch die Abschöpfung dieser bei Übernahme des Preisrisikos
3. Förderung des Wettbewerbs durch die nicht verzerrende Teilnahme geförderter Projekte am Markt.

Eine intelligente Ausgestaltung lässt Spielraum für Investoren bei hohen Preisen mehr Erlös zu generieren und den Fördergeber niedrige Preise weiterzugeben, damit Betreiber einen Anreiz haben ihre Anlagen den Marktsignalen folgend zu betreiben (effizienter Dispatch). Technologiespezifische und standortspezifische Ausgestaltung ermöglichen das Setzen klarer und zielgerichteter finanzieller Anreize für gewünschte Technologien und lokaler Signale.

Es liegt eine Win-Win-Win Situation vor. Es profitieren

- Investoren, da sie einen Schutz vor Marktvolatilität und stabile Einnahmen erhalten,
- Verbraucher, da Förderausgaben effizient sind und durch Rückflüsse bei hohen Marktpreisen die öffentlichen, von Verbrauchern zu tragenden Kosten minimieren und
- der Staat, da technologiespezifischer und standortspezifischer Gestaltungsspielraum möglich ist.

EU CfD Überlegungen

Die EU Strommarktreform – EMD (EU) 2024/1747 – hat Differenzverträge vor allem zur Förderung von CO₂-armen und erneuerbaren Projekten vorgesehen (Art. 19d Abs. 1 und 4).

Konkret werden folgende Ziele in den Erwägungsgründen genannt:

- **Reduktion des Investitionsrisikos** für die Entwickler von Offshore-Projekten (Erw. 24, Art. 19d)
- Neuanlagen von CO₂-armen, nichtfossilen Brennstoffen (Wind, Solar, Geothermie, Wasser ohne Speicher, Nuklearenergie) müssen eine **Obergrenze** aufweisen (Erw. 35, Art. 19d)
- **Unabhängigkeit** der Einnahmen geförderter Anlage von **fossilen** Brennstoffen (Erw. 40)
- Vorgaben an die Ausgestaltung, damit Anlagen den **Anreizen** ausgesetzt sind, welche einen **effizienten Betrieb** und eine **effiziente Teilnahme am Strommarkt** fördern (Erw. 41)
- **Einnahmen** aus der Obergrenze sollen zur **Abmilderung hoher Preise** verwendet werden (Erw. 43).
- Vorantreiben der Energiewende bei **niedrigen und stabilen Strompreisen** (Erw. 45).

Anforderung an die **Designprinzipien** von CfDs (Art. 19d Abs. 2). Fördermaßnahmen in Form von Differenzverträgen müssen so ausgestaltet sein, dass:

- sie Anreize der Elektrizitätsmärkte für Erzeugungsanlagen beibehalten,
- sie das Gebots- oder Betriebsverhalten im Vergleich zu einer nicht geförderten Anlage nicht verändern,
- die Ober- und Untergrenze zu den Kosten der geförderten Technologie passen,
- sie Wettbewerbsverzerrungen verhindern und
- Vertragsstrafen bei einseitiger Beendigung enthalten.

3. Two Way Contracts for Difference (CfDs)

Zweiseitige Differenzverträge als Fördermodell

Österreichisches Marktprämienmodell

Beim österreichischen **Marktprämienmodell**, welches für einen Teil der geförderten Neuanlagen gilt, handelt es sich bereits um zweiseitige Differenzverträge. Beim ausbezahlten Betrag handelt es sich um die Marktprämie (§ 14 EAG).

- Das **Referenzvolumen** ist Erzeugungsbasiert, da nur erzeugte und in das öffentliche Netz eingespeiste Energie gefördert wird.
- Als **Referenzwert** wird der Day-Ahead Marktpreis der Marktkopplung herangezogen und Technologiespezifisch in unterschiedlichen Zeiträumen gemittelt (§§ 12 und 13 EAG).
- Der **Zuschlagspreis** wird durch Ausschreibung ermittelt oder mit Verordnung festgelegt. Für bestimmte Anlagengruppen gibt es einen dynamischen **oberen Zuschlagspreis**, ab welchem Mehrerlöse rückzuvorgüten sind. Nur bei diesen handelt es sich auch um **zweiseitige Differenzverträge**.
- Als besondere Bestimmung wird Marktprämie bei sechs aufeinanderfolgenden Stunden mit **negativen Preisen ausgesetzt**
- Die **Vertragsdauer** beträgt Standardmäßig 20 Jahre (§ 16 EAG).

Erzeugungsunabhängige Differenzverträge

Erzeugungsunabhängige Differenzverträge verursachen naturgemäß eine Verzerrung der Marktsignale, da sie Erzeugungsanlagen den Anreiz bieten im Betrieb anders zu agieren, als sie es tun würden, wenn sie rein an den Märkten tätig wären. Erzeugungsunabhängige Differenzverträge sind von der Idee getragen die Förderung und den Betrieb von Anlagen so gänzlich von Marktsignalen zu entkoppeln, dass diese Anlagen durch den ökonomischen Anreiz der Gewinnoptimierung im Betrieb gänzlich Marktsignalen folgen können.

Mögliche Gestaltungselemente

Die zwei Hauptgestaltungselemente betreffen das Referenzvolumen und den Referenzpreis. Das **Referenzvolumen** kann **Erzeugungsbasiert** oder **Leistungsbasiert** sein. Dabei kann auf einzelne Anlagen, einer Gruppe von Anlagen, anderen Durchschnittswerten oder einem fiktiven Anlagenpotential abgestellt werden.

Als **Referenzpreis** kommen mehrere Anknüpfungspunkte in Frage.

- Als **Referenzmärkte** kommt vor allem der Day-Ahead Markt, aber auch anderen Märkte und gemischte Preisindizes in Frage.
- Eng damit verknüpft ist der **Zeitraum**, auf den abgestellt wird. Dabei kann es sich um jeden beliebigen Zeitraum handeln. Bei größeren Zeiträumen erhalten die Erzeuger Durchschnittswerte, wodurch sie einen ökonomischen Anreiz erhalten, sich auf den Märkten zu optimieren.
- **Methodisch** kann der Referenzpreis **je Anlage, technologiespezifisch**, einer **Gruppe** von Technologien (z.B. allen Erneuerbaren) folgend oder einem Basisreferenzpreis folgen. Bei letzterem werden Erzeuger nach ihrem Marktwert vergütet.

Andere relevante Elemente sind der Fixpreis und die Vertragsdauer.

- Der **Zuschlagspreis** kann auf verschiedenste Arten ermittelt werden und variable sein. Ein Preis kann festgelegt, verhandelt oder beispielsweise durch Auktionen erst ermittelt werden. Eingebaut sein können Bonus-Malus Elemente, Indexierungen und andere Faktoren, um ein gewünschtes Verhalten zu erhalten.
- Die **Vertragsdauer** hat erheblichen Einfluss darauf, wie lange eine Anlage im Regime des Differenzvertrages ist, von diesem profitieren kann und sich an dessen Vorgaben halten muss. Hiermit in engem Zusammenhang steht die Notwendigkeit zur Regelungen für Beendigungsmöglichkeiten oder Folgen bei Nichterfüllung.

Die Aufzählung der Gestaltungselemente ist jedenfalls unvollständig und weitere Elemente sind jedenfalls möglich

3. Two Way Contracts for Difference (CfDs)

Zweiseitige Differenzverträge als Fördermodell

Capability-based Contracts for Difference

Es handelt sich um Differenzzahlungen auf Grundlage potentieller Erzeugungskapazität. Dabei wird anlagenspezifisch von einer errechneten, optimalen Betriebsweise ausgegangen.

Vorgeschlagen wurde dieser Ansatz vom belgischen Übertragungsnetzbetreiber ELIA, welcher die notwendigen Daten für seine Regelzone als Available Active Power (AAP) erhebt.

Durch dieses Förderregime soll es zu einer effizienteren Systemintegration, einem effizienteren Dispatch und einer fairen Entschädigung der Anlagenbetreiber kommen. Sie werden auch bei externen Beeinträchtigungen wie Netzabregelungen entschädigt.

Yardstick CfD

Hier soll ein Maßvolumen, welches der prognostizierten Erzeugung einer Anlage je MW entspricht als Referenzvolumen herangezogen werden.

Wird das Referenzvolumen auf einen systemweiten Durchschnitt bezogen, werden Standorte mit weniger erneuerbarem Angebot gleich beanreizt, wie solche mit viel Angebot.

Bemisst sich die Dauer des Vertrags auf Volllaststunden und nicht auf Jahre, wird einer Überförderung von Standorten mit hohem erneuerbarem Angebot verhindert.

Es kommt zu einem effizienten Dispatch, guten Anreizen der Standortwahl und Absicherung gegen Marktpreisrisiken

Financial CfD

Dieses von Schlecht, Maurer und Hirth vorgeschlagene CfD Modell soll neben dem Preisrisiko und ineffizienten Dispatch auch das Wetterrisiko reduzieren.

Die Zahlungen bestehen aus zwei Finanzströmen.

- fixe stündlichen Kapazitätzahlung
- Rückzahlung des Gewinns am Spotmarkt durch eine Referenzanlage

Bei diesem Modell ist das Einnahmerisiko des Betreibers von der Abweichung ihrer eigenen Anlagentypen, von der Referenzanlage abhängig. Dabei sind unterschiedliche Varianten denkbar: Errechnete Daten, physische Anlage, aggregierte Erzeugung einer Region oder ein technologieneutrales Basisprofil.

Allen drei Modellen gemeinsam ist, dass sie Verzerrungen beim Dispatch und der Standortwahl durch das Förderregime vermeiden.

Zu Nutzende Gestaltungselemente

Eine Förderung Erneuerbarer Anlagen sollten jedenfalls **Verzerrungen beim Dispatch** und der **Standortwahl vermeiden**. Standortanreize können aufgrund energieraumplanerischer Überlegungen (Doppelnutzung, Vermeidung von Bodenversiegelung, Nutzung bestehender Netzanschlusskapazitäten, etc.) erfolgen. Das lässt sich oft durch die **Variation von Referenzvolumen, -preis** und anderen Elementen gut umsetzen.

Was passiert mit Einnahmen?

Sämtliche **Einnahmen**, welche aus den Preisstützungssystemen generiert werden, sollen an Endkund:innen verteilt werden oder für Maßnahmen zur Senkung der Stromkosten von Endkund:innen verwendet werden. Bei direkten Unterstützungsmaßnahmen müssen diese so gestaltet werden, dass ein Anreiz besteht den Verbrauch zu senken oder auf Zeiten niedriger Strompreise verlegt wird.

Quellen Kapitel 3

- KITZING, Lena, HELD, Anne, GEPHART, Malte, WAGNER, Fabian, ANATOLITIS, Vasilios, KLESSMANN, Corinna, Contracts-for-difference to support renewable energy technologies : considerations for design and implementation, EUI, RSC, Research Project Report, 2024/03, Florence School of Regulation - <https://hdl.handle.net/1814/76700> (letzte Abfrage am 10.02.2025).
- ASON Agnieszka, DAL POZ Julio, Contracts for Difference: the Instrument of Choice for the Energy Transition, Oxford Institute for Energy Studies, ISBN: 978-1-78467-241-6 - <https://www.oxfordenergy.org/publications/contracts-for-difference-the-instrument-of-choice-for-the-energy-transition/> (letzte Abfrage am 10.02.2025).
- SCHLECHT Ingmar, MAURER Christoph, HIRTH Lion, Financial contracts for differences: The problems with conventional CfDs in electricity markets and how forward contracts can help solve them, Energy Policy, Volume 186, 2024, 113981, ISSN 0301-4215 - <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2024.113981> (letzte Abfrage am 10.02.2025).
- Europäische Union (2024). Verordnung (EU) 2024/1747 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2024 zur Änderung der Verordnungen (EU) 2019/942 und (EU) 2019/943 in Bezug auf die Verbesserung des Elektrizitätsmarktdesigns in der Union (EMD), <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2024/1747/oj/eng> (abgerufen am 10.02.2025).
- Österreich (2024), Bundesgesetz über den Ausbau von Energie aus erneuerbaren Quellen (Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz – EAG), BGBl I 140/2021 idF 123/2024.

4. Kapazitätsmechanismen

Helena Schneider & Hamid Aghaie

Kapazitätsmechanismen

Das Strommarktdesign muss ein kurzfristiges (kostengünstigste, kurzfristige Erzeugung) und langfristiges Ziel (ausreichend Anreize für effiziente Investitionen) erfüllen. Im „Energy-only-Markt“ (EOM) werden Investitionen und Betriebskosten allein aus dem Verkauf des produzierten Stroms (EUR/kWh) hereingespielt, während Investitionen über sogenannte Knappheitspreise bearbeitet werden (Cramton 2017). Kapazitätsmechanismen erlauben zusätzlich zu den Erlösen aus dem EOM eine separate Refinanzierung von Investitionen bzw. bieten einen zusätzlichen Anreiz für die Verlängerung des Betriebs von Bestandsanlagen (in EUR/kW). Besonders relevant wird diese Diskussion in Hinblick auf ein transformiertes Energiesystem.

Definition Kapazitätsmechanismen (EBM-VO (EU) 2019/943 idF EMD (EU) 2024/1747 Art 2 Abs 22): „Kapazitätsmechanismus“ bezeichnet eine Maßnahme zur Erreichung des notwendigen Maßes an Angemessenheit der Ressourcen, in deren Rahmen Ressourcen für ihre Verfügbarkeit vergütet werden, mit Ausnahme von Systemdienstleistungen betreffenden Maßnahmen oder Engpassmanagement“.

Kernfrage: Gibt es im „energy-only“ Modell (=EOM) ausreichend Investitionsanreize in (z.T. teure) steuerbare Erzeugung, wenn Strompreise aufgrund hoher erneuerbarer Einspeisung sinken und gleichzeitig spitzenlastfähige Erzeugung weniger häufig eingesetzt werden?

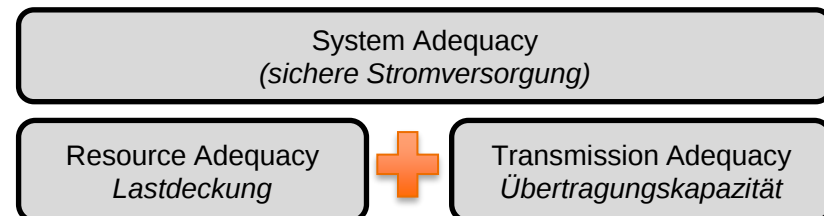
Zentrale Herausforderung: Ein Kapazitätsmarkt muss nicht für das heutige System optimal ausgestaltet werden, sondern vielmehr das Energiesystem der Zukunft bestmöglich unterstützen.

Versorgungssicherheit - „die lückenlose Verfügbarkeit von Strom während des ganzen Jahres, rund um die Uhr“ (OE 2025)

Der Begriff „Versorgungssicherheit“ („System Adequacy“) wird über 1) genügend Übertragungskapazitäten im Netz („Transmission Adequacy“) und 2) eine entsprechende Kraftwerksverfügbarkeit bzw. Lastdeckung, bekannt als „Angemessenheit der Ressourcen“ („Resource Adequacy“ bzw. „Generation Adequacy“) beschrieben. Die Bereitstellung von genügend Übertragungskapazität wird europäisch über den Ten Year Network Development Plan (TYNDP) bzw. über nationale Netzentwicklungspläne (NEP) gewährleistet. Die Beurteilung von ausreichender Lastdeckung wird über das European Resource Adequacy Assessment (ERAA) ermittelt.

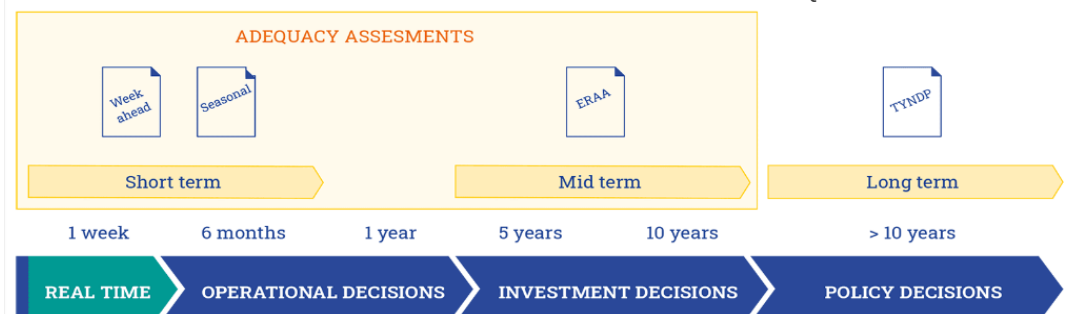
Definition Versorgungssicherheit

(APG 2024 bzw. ursprünglich gem. UCTE 2009):



Uncertainty increases with time span

Quelle: ERAA 2023



4. Kapazitätsmechanismen

Definition und gesetzliche Grundlagen

In der EBM-VO (EU) 2019/943 als Teil des Clean Energy Package (CEP) (2019) findet sich die erste harmonisierte gesetzliche Grundlage für Kapazitätsmechanismen in Europa

Der Rechtsrahmen für Kapazitätsmechanismen in Europa wurde erstmalig in der Elektrizitätsbinnenmarkt-VO (2019) festgelegt. Damals wurden Kapazitätsmechanismen noch als „vorrübergehende Maßnahmen zur Gewährleistung der erforderlichen Angemessenheit der Ressourcen, d.h. einem Kapazitätsmechanismus,“ (4) definiert. Zentral ist im CEP (2019) – wie in den Erwägungen ersichtlich - der funktionierende Kurzfristmarkt nach EOM-Design: EBM-VO (EU) 2019/943 (24): „Kurzfristmärkte verbessern Liquidität und Wettbewerb, weil sie mehr Ressourcen, insbesondere jenen Ressourcen, die flexibler sind, die uneingeschränkte Marktteilnahme ermöglichen. Wirksame Knappheitspreise bewegen die Marktteilnehmer dazu, auf Marktsignale zu reagieren und dann verfügbar zu sein, wenn sie vom Markt am meisten benötigt werden, und stellen sicher, dass die Marktteilnehmer ihre Kosten auf dem Großhandelsmarkt decken können. Daher müssen administrative und implizite Preisobergrenzen unbedingt beseitigt werden, damit Knappheitspreise ermöglicht werden. Bei vollständiger Einbindung in die Marktstruktur tragen Kurzfristmärkte und Knappheitspreise dazu bei, andere marktverzerrende Maßnahmen zur Wahrung der Versorgungssicherheit wie Kapazitätsmechanismen zu beseitigen.“

Veränderungen in der EMD-VO (EU) 2024/1747

Im CEP (2019) wurde das EOM-Design als ausreichend angesehen, um genügend Investitionen zu beanreizen. Maßnahmen wie z.B. ein Kapazitätsmechanismus werden u.a. als *marktverzerrend* identifiziert. Die EMD-VO (EU) 2024/1747 fasst die Thematik der Kapazitätsmechanismen hingegen breiter. So werden Kapazitätsmechanismen nicht mehr als *vorrübergehende* Maßnahme und als *letztes Mittel zur Gewährleistung der Angemessenheit der Ressourcen* definiert. Jedoch werden Kapazitätsmechanismen nach wie vor lediglich für einen Zeitraum von max. 10 Jahren *genehmigt*. EMD-VO (EU) 2024/1747 Art 21 Abs 8: Kapazitätsmechanismen werden von der Kommission für einen Zeitraum von höchstens zehn Jahren genehmigt. Auf der Grundlage des Umsetzungsplans gemäß Artikel 20 Absatz 3 wird die gebundene Kapazität reduziert. Die Mitgliedstaaten wenden den Umsetzungsplan auch nach Einführung des Kapazitätsmechanismus weiter an.“

Weiters können Mitgliedsstaaten gem. EMD-VO (EU) 2024/1747 Erwägungsgrund 48 [...] „in Kapazitätsmechanismen umweltfreundliche Kriterien aufzunehmen, technische Leistungsstandards und CO₂-Emissionsgrenzwerte festlegen, mit denen die Beteiligung an Kapazitätsmechanismen auf flexible, nichtfossile Technologien beschränkt wird.“ Der Emissionswert von 550 g CO₂/kWh gilt als mit der Novelle 2024 als Obergrenze.

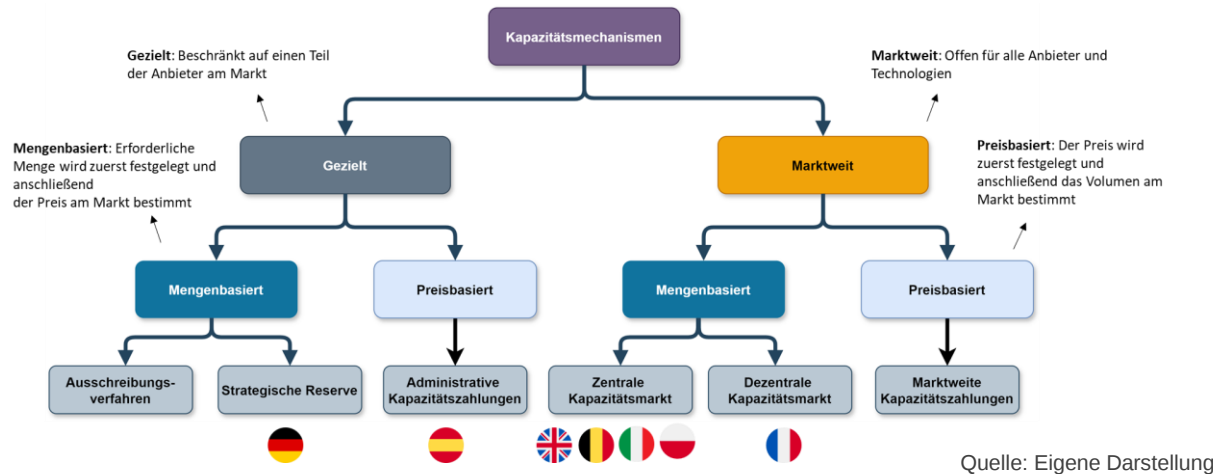
Spezifikationen von Kapazitätsmechanismen gem. EMD-VO (EU) 2024/1747 Art 22

- Einführung basierend auf Ergebnissen einer harmonisierten Methodik für Resource Adequacy Berechnungen (ERAA) sowie - sofern vorhanden - nationale Berechnungen (NRAA) und Identifizierung eines langfristigen Versorgungssicherheitsproblems
- Temporärer Charakter (genehmigt für max. 10 Jahre, danach Kapazitätsreduktion bzw. Abschaffung aufgrund Umsetzungsplan)
- Obligatorische grenzüberschreitende Teilnahme und technologieoffene Ausgestaltung (auch Teilnahme von Demand Side Response, Speichern etc.), max. Einschränkungen aufgrund umweltfreundlicher Kriterien
- Emissionsgrenzwert iHv 550 g CO₂/kWh

4. Kapazitätsmechanismen

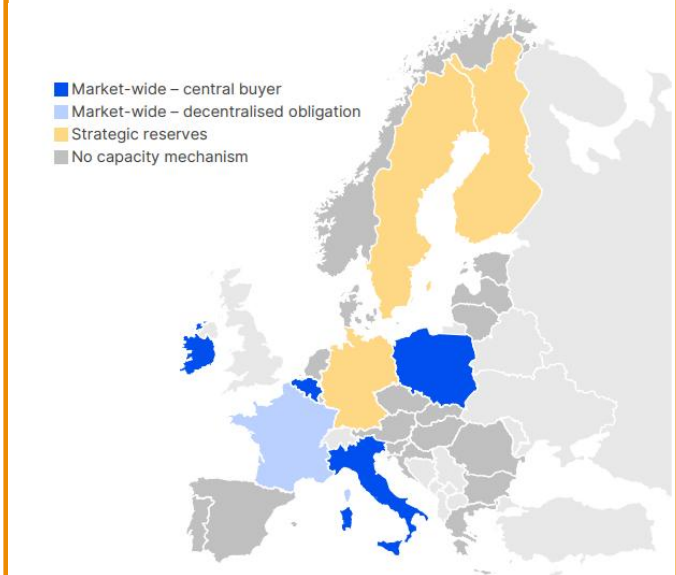
Ausgestaltungsmöglichkeiten bzw. Anwendungsfälle von Kapazitätsmechanismen in Europa

Ausgestaltungsmöglichkeiten



Ausgestaltungselement	Optionen	Kommentar
Teilnehmer	Nur gezielte Erzeugungstechnologien vs alle Marktteilnehmer	Kapazitätsmechanismen können entweder eine gezielte Teilnahme bestimmter Kapazitätsanbieter oder eine marktweite Teilnahme aller geeigneten Akteure umfassen.
Preis/Menge Festlegungs-konzept	Mengenbasierten vs. Preisbasierten Konzepten	Bei mengenbasierten Auktionen wird die Menge zuerst festgelegt, und anschließend werden die Preise durch das Angebot und die Nachfrage bestimmt. Bei preisbasierten Auktionen wird der Preis für die Leistung zuerst festgelegt und die Menge wird am Markt bestimmt.
Zeitliche Ausgestaltung	Vorlaufzeit und Häufigkeit der Auktionen	In bestehenden Kapazitätsmärkten gibt es meist ein bis zwei Auktionen pro Lieferjahr, die normalerweise ein und vier Jahr vor Lieferjahr stattfinden.
Preisfindungs-mechanismus	Pay-as-clear vs Pay-as-bid	Pay-as-bid ist normalerweise das bevorzugte Preisfindungsverfahren in Kapazitätsmärkten, um übermäßige Gewinne zu vermeiden und die Kosten zu niedrig halten. In Märkten mit hoher Liquidität und Konkurrenz ist Pay-as-clear die bevorzugte Option, um den Anreiz zur Ausübung von Marktmacht zu verhindern.
Preisdeckel	Deckelung der Gebotspreis oder Durchschnittspreis	In bestehenden Kapazitätsmärkten gibt es meist ein bis zwei Auktionen pro Lieferjahr. Es gibt eine Obergrenze für den Gebotspreis, entweder für bestehende oder auch neue Kapazitäten.
Zuverlässigkeits-option	Abschöpfung der Übergewinne am Großhandelsmarkt	Für die Anlagen mit einem Kapazitätsvertrag wird eine Preisobergrenze am Großhandelsmarkt definiert. Wenn der Marktbetreiber den Kapazitätsmarkt aktiviert, müssen diese Anlagen alle in diesen Zeiträumen erzielten Überschüsse zurückgeben.
Vertragsdauer	1 bis 15 Jahre	Standarddauer von Kapazitätsvergütungsverträgen ist ein Jahr, wobei in einigen Märkten auch langfristige Verträge bis zu zehn oder 15 Jahren möglich sind, um langfristige Investitionen in die Erzeugungskapazität zu fördern und das Investitionsrisiko möglichst gering zu halten.

Kapazitätsmechanismen in Europa (Status 2023)



Source: Created by ACER based on NRA data.

Quelle: ACER 2023

Beispiele für Kapazitätsmechanismen in Europa

- *Strategische Reserve (DE, Schweden, Finnland)*
- *Kapazitätsmärkte (BE, UK, IT, PL)*
- *Dezentrale Formen (FR, wobei dies in zentralen Mechanismus übergeführt wird)*

4. Kapazitätsmechanismen

De-Rating Faktoren sind ein wesentlicher Baustein, um die Qualität von gesicherter Erzeugung quantifizieren zu können.

Definition von De-Rating Faktor: De-Rating ist ein Abschlag, der auf Technologien in einem Kapazitätsmechanismus angewendet wird. Er drückt die erwartete Zuverlässigkeit einer Einheit oder die Kapazität eines Generators aus.

- **Gas- und Kohlekraftwerke:** CCGTs, OCGTs, Gasmotoren und KWK-Anlagen mit Erdgas haben hohe Zuverlässigkeit und kurze Anlaufzeiten.
- **Wasserkraft:** Zuverlässigkeit von Wasserkraft kann durch häufigere und stärkere Dürren und Überschwemmungen beeinflusst werden.
- **Kernkraftwerke:** Kernkraftwerke sind fast so zuverlässig und flexibel wie Gaskraftwerke, können jedoch durch niedrigere Flusspegel und unvorhergesehene Ausfälle anfälliger werden.
- **Erneuerbare Energien (Wind und Solar):** Wind- und Solarenergie haben durch hohe Variabilität niedrige Derating-Faktoren (typisch unter 10-12%, teilweise sogar nur 1% für Solar)
- **Batteriespeicher:** Derating-Faktoren von Batteriespeicher hängen von der Dauer im Verhältnis zur Spitzennachfrage ab.

Quelle: European Commission (2016)

Category II: Thermal technologies with daily schedule	
Sub-Category	Derating Factor [%]
Combined Cycle Gas Turbine	93
Open Cycle Gas Turbine	93
Turbojets	96
Gas-engines	95
Diesel-engines	95
Combined Heat and Power, Biomass, Waste	93
Nuclear installations	80
Coal	90

Category III: Energy-limited technologies with daily schedule	
Sub-Category	Derating Factor [%]
Storage 1h	23
Storage 2h	39
Storage 3h	51
Storage 4h	60
Storage 5h	66
Storage 6h	71
PSP	48

Category IV: Weather-dependent technologies	
Sub-Category	Derating Factor [%]
Offshore Wind	11
Onshore Wind	10
Solar	1
Hydro Run-of-River	46

Quelle: Elia 2023

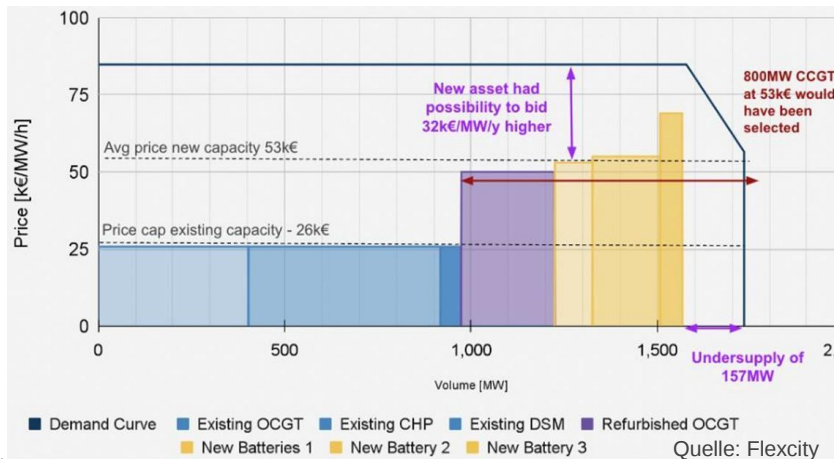
4. Kapazitätsmechanismen

Anwendungsfälle in Europa: Beispiel Belgien



Jahr der Einführung	Ab 2018: Strategische Reserve, ab 2021: Zentrale Kapazitätsmarkt (erste Auktion 2021 für das Lieferjahr 2025)
Grund für Einführung	Der schrittweise Ausstieg aus der Kernenergie und die starke Abhängigkeit von Stromimporten aus den Nachbarländern führte zur Einführung eines Kapazitätsmarkts, um die Anreize für neue Investitionen zu schaffen. Der erforderliche Zuverlässigkeitsstandard beträgt 3 Stunden LOLE pro Jahr
Teilnahme	Technologieneutraler Mechanismus, offen für bestehende und neue Kapazitäten
Auktionen	Pay-as-bid
Anzahl der Auktionen	Zwei Auktionen für jedes Lieferjahr (Y-4 und Y-1)
Preisobergrenze	Die Obergrenze für Gebote liegt bei 75.000 €/MW/Jahr für Neubauten und bei 20.000 €/MW/Jahr für bestehende Anlagen . Die Obergrenzen werden bei jeder Auktion neu festgelegt.
Vertragsdauer	Standardvertragsdauer von ein Jahr , aber langfristige Verträge möglich (3, 8 und 15 Jahre), um Investitionen zu unterstützen
Zuverlässigkeitsoption	Bei der letzten Auktion lag die Obergrenze bei 417 €/MWh
Sonstige	Kraftwerke, die staatliche Subventionen erhalten, sind von der Teilnahme am Kapazitätsmarkt ausgeschlossen .

Kapazitätsauktion im Jahr 2023 für das Lieferjahr 2027-28



- Bezuschlagte **Bestehende** Anlagen:
 - Gasturbine (OCGT), KWK, Demand Side Management
- Bezuschlagte **Neue** Anlagen:
 - Renovierte Gasturbine, Batteriespeicher
- Der **gewichtete durchschnittliche Gebotspreis** beträgt **36.000 EUR/MW/Jahr**
- Der **Höchstgebotspreis** war **70.000 €/MW/Jahr**
- **Batteriespeicher** waren die großen **Gewinner** dieser Auktion mit mehr als 357 MW an 'derated power'

4. Kapazitätsmechanismen

Verfahren zur Implementierung eines Kapazitätsmechanismus

Verfahren in der EU

Grundlegend für die Einführung von Kapazitätsmechanismen ist, dass bei der Abschätzung auf europäischer Ebene bzw. - sofern vorhanden - bei der Abschätzung auf nationaler Ebene Bedenken in Bezug auf die Angemessenheit gegeben sind. Zunächst müssen Mitgliedsstaaten beurteilen, ob eine strategische Reserve ausreicht, um die Bedenken in Bezug auf Angemessenheit der Ressourcen anzugehen (Art 21 Abs 3).

Europäisches Assessment (ERAA) (ERAA 2023 & ENTSO-E 2023)

Die Grundlage für die europäische Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen wurde in der EMD-VO (EU) 2019/943 Art 23 geregelt. ENTSO-E führt diese mittel- bis langfristige Abschätzung im ERAA jährlich durch (Abs 2). ACER genehmigt ERAA final. Seit 2021 wird ERAA jährlich publiziert und löste damit den Mid-Term Adequacy Forecast (MAF) ab.

Economic Viability Assessment (EVA) im ERAA

Das EVA bewertet die Rentabilität von Kapazitätsressourcen, die nur am EOM teilnehmen. Die wichtigsten Entscheidungsvariablen dieses langfristigen Modells zielen darauf ab, die wirtschaftlich optimale (kostengünstigste) Entwicklung der Kapazitätsressourcen über den modellierten Zeitraum zu ermitteln. Dabei wird bewertet, welche Ressourcen wahrscheinlich i) stillgelegt, (ii) investiert, (iii) (ent-)eingemottet oder (iv) verlängert in Laufzeit werden.

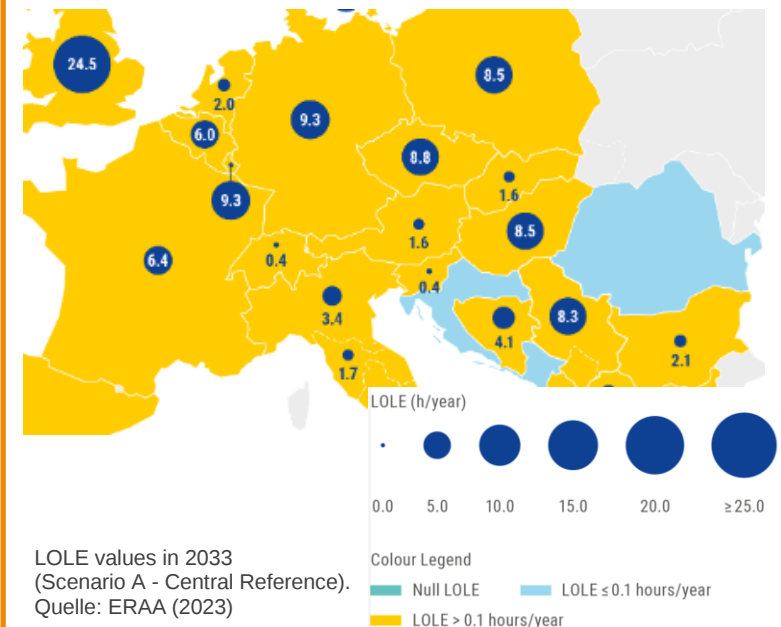
Loss of Load Expectation (LOLE)

Besteht das Risiko, dass die Nachfrage nicht gedeckt werden kann? Die Antwort liefert die Kennzahl Loss of Load Expectation (LOLE). LOLE ist eine Abschätzung der Anzahl der Stunden, in denen das Angebot die Nachfrage nicht befriedigen kann. Zur Beurteilung, ob LOLE national akzeptabel ist, werden nationale Zuverlässigkeitsstandards herangezogen. Wie ENTSO-E erläutert, ist der LOLE-Wert eine Risikobewertung und zeigt einen wirtschaftlichen Kompromiss auf, der durch Politik bzw. Regulierungsbehörden beurteilt werden muss (ENTSO-E 2023). Ein LOLE-Wert ungleich Null zeigt eine Wahrscheinlichkeit und keine tatsächliche Ausfallerwartung.

Ergebnis ERAA 2023

ERAA 2023 zeigt, dass bei gegebenem Szenario und methodischen Rahmen von ERAA fossil befeuerten Kapazitäten in Europa Gefahr laufen, in den nächsten fünf Jahren wirtschaftlich nicht mehr tragfähig zu sein. In diesem Zusammenhang werden die richtigen Anreize und/oder gezielte Maßnahmen erforderlich sein, um Angemessenheitsrisiken zu vermeiden (ERAA 2023). Für Österreich wurde in den letzten Jahren kein Adequacy Risk identifiziert

Analyse kurz- und mittelfristig (2025 und 2028) und der längeren Frist (2030 bzw. 2033).



4. Kapazitätsmechanismen

Europäisches (ERAA) und nationales Assessment

Prozess zur Einführung von Kapazitätsmechanismen (KMs)

- 1. Festlegung eines Zuverlässigkeitsstandards** durch den Mitgliedsstaat auf Vorschlag der Regulierungsbehörde
- 2. Durchführung einer Abschätzung zur Angemessenheit der Ressourcen** (europäisch bzw. national), um zu beurteilen, ob die bestehenden Marktmechanismen ausreichend sind oder ob Kapazitätsmechanismen notwendig wären.
- 3. Erstellung eines Impact Assessments** bezüglich der Beseitigung ermittelter regulatorischer Verzerrungen und Marktversagen inkl. eines Umsetzungszeitplans und für die Verabschiedung von Maßnahmen. Darunter ggfs. Betrachtung strategischer Reserven.
- 5. Stellungnahme und Notifikation der EU-Kommission einholen** bezüglich des Umsetzungsplans für Kapazitätsmechanismen, um die Übereinstimmung mit EU-Vorgaben zu gewährleisten und eine gesamteuropäische Kohärenz zu fördern.
- 6. Implementierung einer regelmäßigen Überprüfung der Relevanz von Kapazitätsmechanismen**, unter Berücksichtigung der Angemessenheit der Ressourcen, und Festlegung, dass keine neuen Verträge unter den KMs fallen, sollte keine Relevanz mehr bestehen.

Nationales Assessment - Die Einführung eines Kapazitätsmechanismus unterliegt einem standardisierten Verfahren – Rechtsgrundlage für nationales Assessment in Österreich hätte im EIWG geschaffen werden sollen. Im Entwurf zum EIWG befanden sich dazu folgende Passagen:

Aufgaben des Regelzonenführers

§ 9. Der Regelzonenführer ist verpflichtet:

13. sich an der Erstellung der europäischen und nationalen Abschätzungen der Angemessenheit der Ressourcen gemäß Kapitel IV der Verordnung (EU) 2019/943 zu beteiligen;

Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf nationaler Ebene

§ 141. (1) *Der Regelzonenführer hat in enger Abstimmung mit der Regulierungsbehörde und der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie bis zum 30. Juni 2025 eine vorläufige, und in der Folge jedes gerade Kalenderjahr eine Untersuchung zur Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf nationaler Ebene durchzuführen und zu veröffentlichen. Der Betrachtungszeitraum der Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf nationaler Ebene beginnt mit dem 1. Jänner des Berichtslegungsjahres und hat sich auf zehn Jahre und mindestens zwei zu definierende Zieljahre innerhalb dieses Zeitraums zu erstrecken.*

(2) *Die Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf nationaler Ebene hat die zentralen Referenzszenarien im Sinne von Art. 23 Abs. 5 lit. b der Verordnung (EU) 2019/943 zu beinhalten und ist nach den Vorgaben des Art. 24 der Verordnung (EU) 2019/943 sowie den Vorgaben der Regulierungsbehörde zu erstellen. Die zusätzlichen Sensitivitäten, welche im Rahmen der Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf nationaler Ebene berücksichtigt werden sollen, sind vom Regelzonenführer nach Konsultation mit der Regulierungsbehörde unter Berücksichtigung dieser Vorgaben zu erstellen. Die Regulierungsbehörde kann diesbezüglich Änderungen auftragen. Der Regelzonenführer hat dieser Aufforderung Folge zu leisten. Der Regelzonenführer legt die Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf nationaler Ebene der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie zur Genehmigung mit Bescheid vor.*

(3) *Auf Grundlage eines Vorschlags der Regulierungsbehörde legt die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie mit Verordnung einen Zuverlässigkeitsstandard gemäß Art. 25 der Verordnung (EU) 2019/943 fest.*

4. Kapazitätsmechanismen

Diskussion Deutschland: Übergangslösung im Rahmen des Kraftwerkssicherheitsgesetzes

Ausgangslage Deutschland: Strategische Kapazitätsreserve

Die vier deutschen ÜNB definieren auf ihrer gemeinsamen Transparenz-Website "Netztransparenz.de" (2025) die Kapazitätsreserve als *"eine Reserve, die bei Knappheitssituationen am Strommarkt eingesetzt werden kann."* Sie wird als eine Art Versicherung gesehen, für den Fall, dass der EOM nicht funktioniert (Graichen 2012). Seit dem Winterhalbjahr 2020/2021 wird in DE außerhalb des Strommarktes eine Reserve in Höhe von 2 GW gebildet (aus Erzeugungsanlagen, Speichern & regelbaren Lasten), sie wird durch die ÜNBs gemeinsam beschafft (Netztransparenz.de 2025). In der ersten Ausschreibung (Okt 2020-Sept 2022) wurden davon 1.056 MW beschafft.

Einsatz der Reserve „wenn trotz freier Preisbildung an der Strombörse kein ausreichendes Angebot existiert, um die Nachfrage an elektrischer Energie zu decken“ (Netzreserve.de 2025). Soweit möglich übernehmen die in der Kapazitätsreserve gebundenen Anlagen die Funktion Netzreserve. D.h., Anlagen, die in netztechnisch geeigneten Regionen stehen, werden durch ÜNB in Fällen angefordert, in denen es für die Systemsicherheit aufgrund von Netzengpässen erforderlich ist (Netzreserve.de 2025).

Dabei gilt Art 22 Abs 2 lit b EMD-VO (EU) 2019/943: *"Die an der strategischen Reserve teilnehmenden Ressourcen werden nicht von den Stromgroßhandelsmärkten oder den Regelreservemärkten vergütet."*

Vor- bzw. Nachteile der strategischen Reserve (Graichen 2012)

- + Versicherungslösung; minimal invasiv und verzerrt EOM-Ergebnis nicht (Vermarktungsverbot) - optimal, da EU-Marktintegration nicht gestört
- + relativ rasch zu implementieren
- teure Lösung: Windfall Profits entstehen trotzdem, nicht zwangsläufig werden dadurch neue Kraftwerke beanreizt; flexible Kraftwerke kommen nur als Reserve und nicht im normalen Markt in den Einsatz

„Strommarktdesign der Zukunft“ (BMWK 2024a)

Feststellung, dass Marktteilnehmer das gegenwärtige Marktdesign aufgrund Risiken der Transformation nicht ausreichend halten, um entsprechende Investitionen anzureizen.

Ein Kapazitätsmarkt soll geeignete Rahmenbedingungen schaffen. Für fixkostenintensive Technologien, mit zukünftig geringen Einsatzzeiten wären geeignete Rahmenbedingungen z.B. lange Vertragslaufzeiten, ausreichende Zeiträume zwischen Vertragsabschluss und Erfüllung notwendig. Für dezentrale, innovative Flexibilitätsoptionen sollte eine marktliche Erschließung gestärkt werden.

Kraftwerkssicherheitsgesetz (KWSG) (BMWK 2024b)

vorl. Einigung im Sommer 2024; Konsultation bis 23.10.2024; keine Einführung iRd Ampel möglich geworden. KWSG als Vorgriff auf Kapazitätsmechanismus.

Geschätzte Kosten: 15-20 Mrd. €

Entwurf zur Ausgestaltung: 12,5 GW bis 2030 - Umsetzung in zwei Säulen (Dekarbonisierung & Versorgungssicherheit)

1. Dekarbonisierung: Ausschreibung von 7,5 GW ab 2025 geplant, bestehend aus:

- 5 GW H₂-ready Gaskraftwerke (nach 8 Jahren Umstieg auf H₂)
- 2 GW H₂-ready Modernisierungen
- 0,5 GW Wasserstoffsprinterkraftwerke
- Weitere 0,5 GW Langzeitspeicher

2. Versorgungssicherheit: Ausschreibung von weiteren 5 GW

Einführung einer Regionalisierungskomponente wahrscheinlich

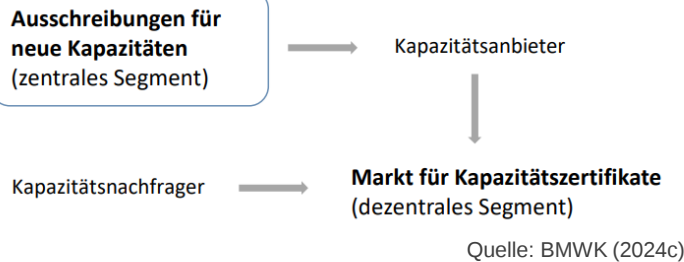
4. Kapazitätsmechanismen

Diskussion Deutschland: Kombiniertes Kapazitätsmechanismus

Umfassender, technologieoffener Kapazitätsmarkt (BMWK 2024c)

Einführung ab 2028 angestrebt (inkl. Speicher und Nachfrageflexibilität).

Vorschlag des BMWK (2024c): ein kombinierter Kapazitätsmechanismus (KKM), d.h. ein Hybridmodell zwischen zentraler Auktion und dezentralen Handel.



Einige Bewertungen dazu (Frontier Economics 2024)

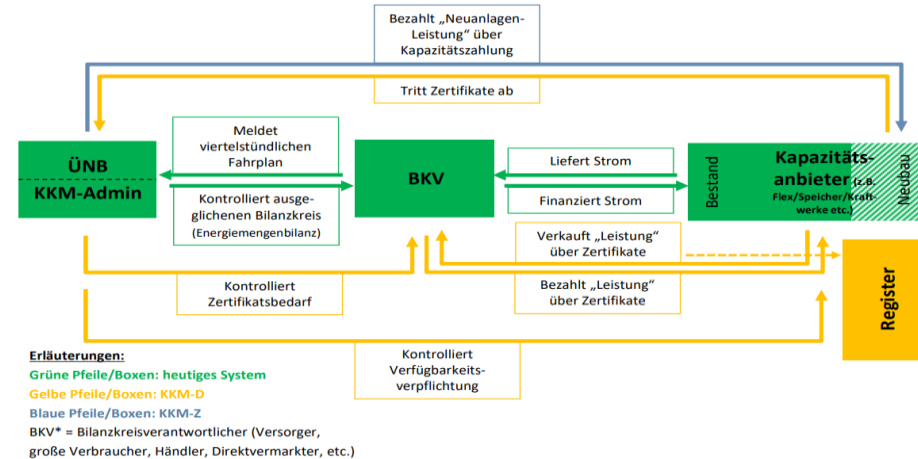
- Vorschlag vereint theoretisch die Vorteile und minimiert die Nachteile beider Systeme, ist weltweit jedoch noch nicht eingesetzt
- Komplexität erscheint sehr hoch (gutes Strommarktdesign soll möglichst einfach sein)
- Hohe Komplexität könnte zu hohen Kosten und zeitlicher Verzögerung führen, bereits ein System sehr komplex einzuführen
- Frankreich: Beanreizung dezentrale Flexibilität erfolgt aber FR stellt ebenfalls in Richtung eines zentralen Systems um
- Dunkelflauten in DE im Winter 2024/2025 zeigen hohe Knappheitspreise, hat erneut Diskussion angeregt, ob ein neuer Mechanismus überhaupt notwendig ist?

Zentrales Segment (KKM-Z)

Zentral organisierte Ausschreibung für neue, zusätzliche Kapazitäten. Kapazitätsanbieter konkurrieren um Finanzierungsprämien in langfristigen Verträgen = Kapazitätsszahlungen. Die Kapazitäten werden anschließend in den dezentralen Markt eingebracht (BMWK 2024c).

Dezentrales Segment (KKM-D)

Lieferanten/BKV verpflichten sich, sich für Spitzenlastsituationen mit Kapazitätszertifikaten einzudecken. Alternativ können sie ihre Last durch Einsatz eigener Flexibilität senken. Mittels Selbsterfüllung reduziert sich die Höhe der Verpflichtung. Die Zertifikate werden von zertifizierten Kapazitätsanbietern angeboten, darunter auch Zertifikate aus dem KKM-Z für neue Kapazitäten. Idee dahinter: Versorgungssicherheit privatisieren, d.h. Versorgungssicherheit nur dann als öffentliches Gut zu charakterisieren, wenn Stromnachfrager nicht kurzfristig auf die bei Leistungsengpässen auftretenden Preisspitzen am Strombörsenmarkt durch eine Reduktion ihrer Stromnachfrage reagieren können (Graichen 2012). Modell in FR über einen „Leistungszertifikatemarkt“.



* Im gelben Teil (KKM-D) sind dies nur BKV mit Nachfrage

Quelle: BMWK (2024c)

4. Kapazitätsmechanismen

Ableitung für die nationale Umsetzung

Gesetzgeber:

Was muss für die Implementierung & Ausgestaltung eines Kapazitätsmechanismus national beachtet werden?

Wie im Beitrag ausgeführt, benötigt eine mögliche Einführung eines Kapazitätsmechanismus Zeit bzw. müssen gewisse Abläufe eingehalten werden. Um auf nationaler Ebene zu erheben, ob ein Kapazitätsmechanismus für Österreich überhaupt relevant sein könnte und in weiterer Folge für eine mögliche Einführung eines KM muss in einem ersten Schritt eine gesetzliche Grundlage geschaffen werden. Diese liegt zum Zeitpunkt der Verfassung der Arbeit jedoch noch nicht vor.

Für die Implementierung und Ausgestaltung eines Kapazitätsmechanismus auf nationaler Ebene sollten folgende Aspekte beachtet werden:

- **Grundlage der Entscheidung für die Einführung eines Kapazitätsmarktes:** Diese sollte auf den Ergebnissen des European Resource Adequacy Assessment (ERAA) sowie des nationalen Resource Adequacy Assessment (NRAA) basieren. Dabei sollte der Betrachtungszeitraum für die Versorgungssicherheitsanalyse mehr als 10 Jahre umfassen, um eine langfristige Perspektive zu gewährleisten. Das ist besonders relevant für Österreich, da viele flexible KWK-Anlagen Mitte/Ende der 2030er Jahre das Ende ihrer Lebensdauer erreichen. Daher ist eine frühzeitige Planung essenziell, um Versorgungssicherheit langfristig zu gewährleisten und Investitionsanreize für neue Kapazitäten oder alternative Flexibilitätsoptionen zu schaffen.
- **Gesetzliche Vorgaben für das nationale RAA durch den TSO:** Die rechtlichen Rahmenbedingungen und Verpflichtungen für das nationale Resource Adequacy Assessment (RAA) durch den Übertragungsnetzbetreiber (TSO) müssen klar definiert sein (siehe Entwurf EIWG).
- **Definition von Versorgungssicherheitsstandards sowie De-Rating Faktoren:** Es müssen klare und einheitliche Standards für die Versorgungssicherheit festgelegt werden, um die notwendige Systemstabilität zu gewährleisten und Investitionssicherheit für Marktakteure zu schaffen. Die De-Rating-Faktoren für alle Erzeugungs-, speicherungstechnologien sowie verbrauchsseitige Flexibilitäten sollten spezifisch für Österreich festgelegt werden.
- **Ein technologieutrales und marktbasiertes Design:** Ein Kapazitätsmarkt sollte technologieutral gestaltet und für alle flexiblen Erzeugungsanlagen, Speicher sowie verbraucherseitigen Flexibilitäten offen sein. Ein zentrales oder kombiniertes Kapazitätsmarktdesign mit einer langfristigen Sicherung der Kapazitätsvergütung (>10 Jahre) ist besser geeignet, da es Planungs- und Investitionssicherheit schafft.
- Weiters sollten die **Entwicklungen in Deutschland gemonitored** werden, da eine mögliche Teilnahme für österreichische Anbieter relevant sein könnte bzw. Auswirkungen auf den österreichischen Markt oder eine österreichische Ausgestaltung haben könnten.

Quellen Kapitel 4

- ACER (2023). Security of EU electricity supply: 2024 Monitoring report, https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/Security_of_EU_electricity_supply_2024.pdf (16.12.2024)
- Agora Energiewende (2012). Kapazitätsmarkt oder strategische Reserve: Was ist der nächste Schritt? Eine Übersicht über die in der Diskussion befindlichen Modelle zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Deutschland, https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2012/Kapazitaetsmarkt-oder-strategische-Reserve/Agora_Hintergrund_Kapazitaetsmarkt_oder_strategische_Reserve_web.pdf (abgerufen am 01.11.2024).
- APG (2024). APG Marktforum, Ausblick: Kapazitätsmechanismen 2024, Raffael Krismer (05.11.2024), <https://markt.apg.at/marktforum/> (abgerufen am 14.12.2024).
- BMWK (2024a). Strommarktdesign der Zukunft, Optionen für ein sicheres, bezahlbares und nachhaltiges Stromsystem, <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/20240801-strommarktdesign-der-zukunft.html> (abgerufen am 14.12.2024).
- BMWK (2024b). Kraftwerkssicherheitsgesetz, Konsultationsverfahren eröffnet, <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Meldung/2024/20240911-kraftwerkssicherheitsgesetz.html> (abgerufen 14.12.2024).
- BMWK (2024c). Überblick zur Ausgestaltung eines kombinierten Kapazitätsmarkts, https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/klimaschutz/ag3-inputpapier-kombinierter-kapazitaetsmarkt-kkm.pdf?__blob=publicationFile&v=6#:~:text=Das%20Konzept%20des%20Kombinierten%20Kapazit%C3%A4tsmarkts,und%20einem%20dezentralen%20Seg%2D%20ment.&text=f%C3%BCr%20neue%2C%20zus%C3%A4tzliche%20Kapazit%C3%A4ten.,langfristige%20Vertr%C3%A4ge%20Investitionssicherheit%20bieten%20sollen (abgerufen 14.12.2024).
- Cramton, P. (2017). Electricity market design. Oxford Review of Economic Policy, 33(4), 589–612. doi:10.1093/oxrep/grx041.
- Elia (2023) The derating factors quick reference card. https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/electricity-market-and-system/adequacy/crm/2023/20230405_elia_crm3-quick-uk-fiche-7.pdf (abgerufen am 30.01.2025).
- ENTSO-E (2023). European resource Adequacy Assessment, ERAA, Frequently Asked Questions, <https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/> (abgerufen am 05.01.2025).
- Europäische Union (2019). Verordnung (EU) 2019/941 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über die Risikovorsorge im Elektrizitätssektor und zur Aufhebung der Richtlinie 2005/89/EG, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX:32019R0941> (abgerufen am 14.12.2024).
- Europäische Union (2024). Verordnung (EU) 2024/1747 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2024 zur Änderung der Verordnungen (EU) 2019/942 und (EU) 2019/943 in Bezug auf die Verbesserung des Elektrizitätsmarktdesigns in der Union, https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=OJ:L_202401747&qid=1720477412880 (abgerufen am 14.12.2024).
- ERAA (2023). European Resource Adequacy Assessment, 2023 Edition ACER's approved and amended version, ENTSO-E, <https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/2023/> (abgerufen am 05.01.2025).

Quellen Kapitel 4

- Frontier Economics (2024). Kombiniertes Kapazitätsmarkt – Eine gute Idee?, Ein Debattenbeitrag zum BMWK-Konzeptpapier erstellt von Consentec, r2b und dem Öko-Institut, <https://www.frontier-economics.com/de/de/nachrichten-einblicke/news/news-article-i20884-kombinierter-kapazitaetsmarkt-eine-gute-idee/> (abgerufen am 05.01.2024).
- Graichen, P. (2012). Einführung, Kapazitätsmarkt oder strategische Reserve? Ein Überblick über die aktuelle Debatte um die Versorgungssicherheit, in: Agora Energiewende (2012), Kapazitätsmarkt oder strategische Reserve: Was ist der nächste Schritt?, https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2012/Kapazitaetsmarkt-oder-strategische-Reserve/Agora_Hintergrund_Kapazitaetsmarkt_oder_strategische_Reserve_web.pdf (abgerufen am 01.11.2024).
- Netztransparenz.de (2025). Kapazitätsreserve, <https://www.netztransparenz.de/de-de/Strommarktdesign/Clean-Energy-Package/Teilnahme-von-deutschen-Anlagen-am-polnischen-Kapazit%C3%A4tsmechanismus>, (abgerufen am 01.11.2024).
- Oesterreichs Energie (2025). Sicher Versorgt. Was versteht man unter Versorgungssicherheit?, https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/pre2015/publications/ce/UCTE_System_Adequacy_Methodology.pdf (abgerufen am 05.01.2025).
- UCTE (2009). System Adequacy Methodology. https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/pre2015/publications/ce/UCTE_System_Adequacy_Methodology.pdf (abgerufen am 29.12.2024).

5. Terminmärkte

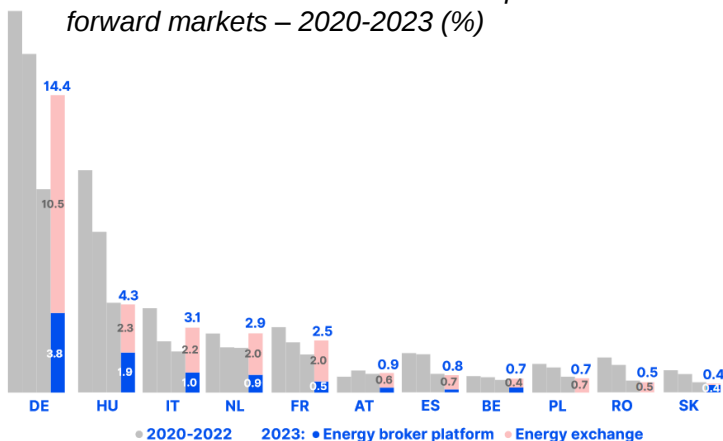
Lea Weiß

Ausgangslage

In den letzten Jahren waren die europäischen Strompreise von Schwankungen betroffen, denen unter anderem die unsichere Verfügbarkeit von fossilen Brennstoffen und der Erneuerbaren-Ausbau zugrunde lagen. Das Bedürfnis nach Stabilität und Sicherheit (sowohl von Konsument:innen, als auch von Investor:innen) hat den Wunsch nach stärkeren Langfristmärkten erhöht, die dazu beitragen sollen, die Strompreise langfristig auf einem akzeptablen Niveau zu halten.

Ein Indikator zur Bestimmung der Liquidität eines Marktes sind die Churn Rates. Diese zeigen das Verhältnis zwischen dem abgeschlossenen Handelsvolumen und Stromverbrauch in einem gewissen Zeitbereich. Das unten abgebildete Diagramm zeigt die Churn Rates einiger europäischer Langfristmärkte, wobei ersichtlich wird, dass es nur wenige sehr liquide Märkte gibt (allen voran Deutschland und Ungarn). Die Preiskrise 2022 hat sich negativ auf die Liquidität ausgewirkt, im Jahr 2023 sind die Churn Rates durchschnittlich um 27 % angestiegen, haben sich also wieder dem Vorkrisenniveau angenähert. (ACER, 2024)

Churn factors in a selection of European forward markets – 2020-2023 (%)



Quelle: ACER, 2024

In vielen Fällen wird in Europa auf Grund der illiquiden Terminmärkte in vielen Gebotszonen Proxy-Hedging durchgeführt, darunter versteht man die Kombination eines Future-Produkts einer liquiden Gebotszone (z.B. Deutschland) mit langfristigen Übertragungsrechten (Long Term Transmission Rights = LTTRs) (z.B. von Deutschland nach Österreich).

Liquidität von Terminmärkten in AT

- Aktuell keine hohe Liquidität
- Daher wird Proxy-Hedging über den deutschen Markt durchgeführt
- Meist nur 1-3 Jahre im Voraus möglich (Investoren können nicht über die gesamte Amortisationszeit ihrer Projekte hedgen)

Strukturelle Probleme

Die EU-Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) hat einige Probleme identifiziert, mit denen die europäischen Langfristmärkte konfrontiert sind. Diese sind unter anderem:

- Marktfragmentierung (geringe Liquidität teilt sich auf mehrere Gebotszonen auf)
- Fehlende Anreize für Hedging (Instrumente wie Förderungen und Preisregulierungen verringern die wirtschaftliche Notwendigkeit von Hedging)
- Kombination mit langfristigen Übertragungsrechten (LTTRs) zum Proxy-Hedging ist teilweise schwierig, da LTTRs nur begrenzt verfügbar sind (Jahres- und Monatsauktionen) und andere Laufzeiten aufweisen

(ACER, 2023a)

5. Terminmärkte

Folgende Punkte zum long-term Markt bzw. zur Preisstabilisierung wurden in der EMDR behandelt:

- Virtual Trading Hubs (VTH)
- Power Purchase Agreements (PPAs) als Mittel zur langfristigen Stabilisierung der Preise
- Contracts for Differences (CfDs) zur Absicherung des Preisrisikos für Investor:innen

Virtual Trading Hubs

- Die Idee besteht darin, mehrere Preiszonen zu einem „Hub“ zusammenzufassen, um das Handelsvolumen zu bündeln
- Europäische Kommission führt ein Impact Assessment durch (Article 9 EMDR)
- Ein Virtual Hub Price wird aktuell schon in den nordischen Ländern verwendet (Nordic System Price) (ACER, 2025)

Möglichkeiten zur Verbesserung der Liquidität:

- Standardisierung von Produkten (länderübergreifend)
- Niedrigere Gebühren
- Market making (Erhöhung der Gebotsanzahl) => Best Practice Beispiel Neuseeland
- Überarbeitung von Collateral Anforderungen => Höhe, andere Kriterien für Art der Sicherheiten (Unterschied Trader vs Erzeuger) (ACER, 2022)

Studie zu Virtual Trading Hubs:

In einer Studie von Compass Lexecon (2024), die von Eurelectric, Energy Traders Europe and Europex in Auftrag gegeben wurde, wurden potenzielle Auswirkungen von Virtual Trading Hubs auf den Forward Markt in der CORE Region analysiert. Die wesentlichen Ergebnisse der Studie waren:

- Das aktuelle System mit Proxy-Hedging wird generell als effektiver bewertet als ein Virtual Hub Modell.
- Virtual Trading Hubs könnten zu geringer Liquidität führen, da das Handelsvolumen fragmentiert werden könnte. Illiquide Märkte sind nicht effizient und verursachen höhere relative Kosten.

5. Terminmärkte

Flow-Based Allokation von Transmission Rights

Diese Anforderung stammt nicht aus der Marktdesignreform 2024, sondern aus der Leitlinie für die Vergabe langfristiger Kapazität (Forward Capacity Allocation – FCA, Verordnung 2016/1719)

Status Quo:

- Long-Term Transmission Rights (LTTRs) werden von TSOs bis zu einem Jahr im Voraus angeboten (auf JAO, der single allocation platform gemäß Leitlinie für die Vergabe langfristiger Kapazität; FCA Verordnung 2016/1719)
- Berechnung und Vergabe nach NTC Methode (Net Transfer Capacity) zone-to-zone
- Sequentielle Auktionen (ACER, 2023b), kein kontinuierlicher Handel oder Sekundärmarkt

Geplante Weiterentwicklung:

- Die Höhe der verfügbaren Kapazitäten soll zukünftig mit der Flow-Based Methode berechnet, statt wie bisher bilateral vereinbart werden
- Gemeinsame Auktion pro Capacity Calculation Region (CCR)

Basics Flow-Based Kapazitätsberechnung und -vergabe:

- Die Flow-Based Berechnungsmethodik orientiert sich näher an der physikalischen Realität
- Kapazität wird nicht mehr pro Grenze, sondern pro kritischem Netzelement (CNE) berechnet, diese Kapazität wird Remaining Available Margin genannt (RAM)
- Mithilfe von Power Transfer Distribution Factors (PTDFs) wird berechnet, wie sich die Veränderung der Net Position einer Gebotszone (Import/Export) auf die Netzelemente verteilt, auch außerhalb der Gebotszone.

Weitere Weiterentwicklungsmöglichkeiten für LTTRs:

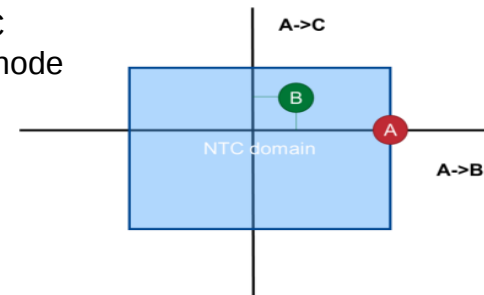
- Längere Laufzeiten
- Häufigere Auktionen
- Sekundärmarkt (ACER, 2023a)

NTC vs FB

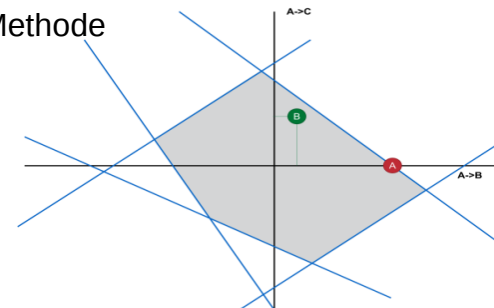
Ergebnis der NTC Methode sind maximale Übertragungswerte pro Grenze, also z.B. 500 MW von Zone A nach Zone B

Idee der Flow Based Methode ist, dass der Lösungsraum nicht auf ein Rechteck zugeschnitten ist, sondern auch die Ecken der Domain genutzt werden können, die handelbaren Kapazitäten sollen sich dadurch erhöhen. Ergebnis dieser Methode sind deshalb Übertragungskapazitäten pro Netzelement, anstatt pro Grenze. Im Day-Ahead-Zeitbereich wird Flow Based Market Coupling bereits eingesetzt.

NTC Methode



Flow Based Methode



Abbildungen aus ACER (2023b)

Quellen Kapitel 5

- ACER (2022): ACER's Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design, https://acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/Final_Assessment_EU_Wholesale_Electricity_Market_Design.pdf, April 2022, abgerufen am 9.11.2024
- ACER (2023a): ACER Policy Paper on the Further Development of the EU Electricity Forward Market, Februar 2023, https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Official_documents/BoR/Meeting_Docs/BoR113_background_documents.pdf, abgerufen am 07.11.2024
- ACER (2023b): 5th Workshop on the electricity long term flow-based allocation, 4.5.2023, https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/events/documents/2023-05/230504_LTFBA%20WS_ALLSLIDES.pdf, abgerufen am 07.11.2024
- ACER (2024): Progress of EU electricity wholesale market integration 2024 Market Monitoring Report, 4. November 2024 https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER_2024_MMR_Market_Integration.pdf, abgerufen am 04.11.2024
- ACER (2025): Virtual Hub Price Correlation Simulator, <https://www.acer.europa.eu/news-and-events/news/acer-launches-virtual-hub-price-correlation-simulator-electricity-forward-trading>, abgerufen am 12.1.2025
- Compass Lexecon (2024): Assessment of potential impacts of regional virtual hubs on the forward markets, 7 November 2024, https://www.eurelectric.org/wp-content/uploads/2024/11/241107_Compass-Lexecon-Report-on-Virtual-Hubs_Eurelectric-Energy-Traders-Europe-Europex.pdf, abgerufen am 12.1.2025

6. Flexibilitäten

Florian Galler, Michael Berger, Ulrike Magerl

Notwendigkeit von Flexibilität

effiziente Integration von Erneuerbaren

Versorgungssicherheit ist ein essentieller Faktor für wirtschaftliche Stabilität und sozialen Wohlstand. Ein zuverlässiges Stromnetz ist dafür unabdingbar. Gleichzeitig soll die Versorgung möglichst wirtschaftlich und nachhaltig sein.

Vor diesem Hintergrund erschwert der Ausbau dezentraler, volatiler erneuerbarer Erzeugungsanlagen die leistbare Aufrechterhaltung der Zuverlässigkeit der Versorgung auf bestehend hohem Niveau.

In diesem Spannungsfeld des energiepolitischen Zieldreiecks sind flexible Ressourcen im Elektrizitätssystem von entscheidender Bedeutung, da sie helfen erneuerbare Energien wie Wind und Sonne effizient in das Energiesystem zu integrieren. Dezentrale flexible Ressourcen, wie Batteriespeicher, dezentrale Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen können schnell auf Veränderungen im Netz reagieren und tragen somit zur Stabilität und Zuverlässigkeit des gesamten Systems bei. Dies ist besonders wichtig, um die kontinuierliche Versorgung der Verbraucher zu gewährleisten und das Risiko von Stromausfällen zu minimieren.

Drei Elemente der Elektrizitätsversorgung

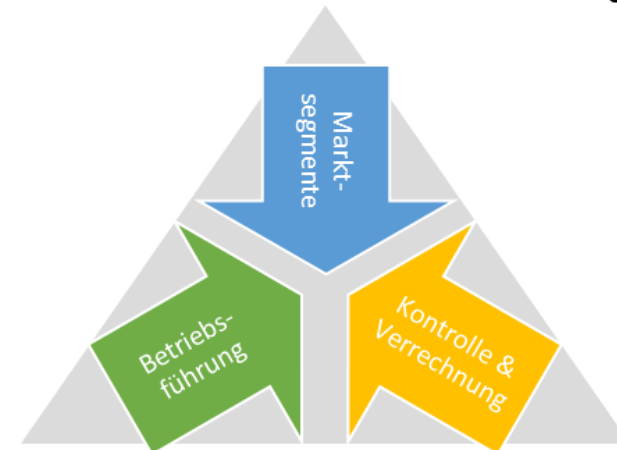
welche, um zu funktionieren, ineinandergreifen müssen

- die technische **Betriebsführung** des Elektrizitätsnetzes, (Regelzone Österreich inkl. Prognosen, Ausgleich und Bilanzgruppen, Engpassmanagement, Netzanschluss,...)
- verschiedene **Marktsegmente** (Regelreservemärkte, Großhandelsmärkte und Endkundenmärkte, neue lokale Flexibilitätsmärkte) und
- die **nachträglichen Kontrollen und Verrechnung** des tatsächlichen Verhaltens (Bilanzgruppensystem, Messwesen, Datenerfassung- und Verarbeitung, Abrechnungsmodalitäten).

Kernfrage:

Welche gesetzlichen Rahmenbedingungen sind für die Integration von Flexibilitäten im Elektrizitätssystem der Zukunft erforderlich und inwiefern wurden diese notwendigen Voraussetzungen auf nationaler Ebene bereits geschaffen?

Die drei Elemente der Elektrizitätsversorgung



6. Flexibilitäten

Flexibilitäten im Elektrizitätssystem

Flexibilität ist...

- [...] Veränderung der Einspeisung oder Entnahme (Legaldefinition des §6 Abs. 1 Z. 43 EIWG Ministerialentwurfs 310/ME XXVII GP.)
- [...] die Fähigkeit eines Stromsystems, sich während der relevanten Marktzeitbereiche an die Variabilität der Erzeugungs- und Verbrauchsmuster und der Netzverfügbarkeit anzupassen. (Legaldefinition der Strombinnenmarkt-RL (EU) 2019/943 idF EMD-RL (EU) 2024/1711)
- die Fähigkeit einer Ressource im Stromsystem Verbrauchs- und/oder Erzeugungsmuster an Netzerforderlichkeiten und Marktgegebenheiten anzupassen (Eigendefinition)

Beispiele für flexible Ressourcen

- Speicher
- Stromerzeugungsanlagen (Gaskraftwerke, potentiell auch Erneuerbare)
- Potentiell jede steuerbare Einheit (bspw. auch Industrie, Wärmepumpen, P2G-Anlagen, Haushalte und Elektrofahrzeuge)

Dimension

Zur Gewährleistung eines sicheren und zuverlässigen Elektrizitätssystems müssen sich Erzeugung und Verbrauch zu jedem Zeitpunkt an jedem Ort die Waage halten.

Flexibilität wird oftmals nur als zeitliche Dimension betrachtet, hat tatsächlich aber auch eine starke örtliche Dimension.

Die **örtliche Dimension** beschreibt die Verschiebung oder Anpassung von Erzeugung oder Verbrauch an einem Ort und erfolgt durch Netze, Minderverbrauch oder -einspeisung.

Die **zeitliche Dimension** beschreibt die Verschiebung oder Anpassung von Erzeugung oder Verbrauch auf einen früheren oder späteren Zeitpunkt und wird vor allem durch flexible Ressourcen, wie Speicher, erbracht.

Funktionsweise

Die Organisation erfolgt dabei grundsätzlich marktlich auf Basis der Leistungsbereitschaft zur Erzeugung und der Zahlungsbereitschaft des Verbrauchs. Zum Einsatz kommt dabei auf beiden Seiten eine Merit Order, welche die effizienteste Reihenfolge der Gebote und damit auch die Einsatzplanung der Erzeugungskapazitäten („Kraftwerke“) bestimmt.

Auch flexible Ressourcen sollen möglichst marktlich eingesetzt werden, dies kann auf unterschiedlichen bestehenden und neu zu etablierenden Märkten (explizite Flexibilität) oder anhand von Anreizen wie zeitvariablen Tarifen (implizite Flexibilität) erfolgen.

6. Flexibilitäten

Flexibilitäten in den drei Elementen des Elektrizitätssystems

Um mehr Flexibilität unter gleichzeitiger Beachtung des energiepolitischen Zieldreiecks zu erreichen, sind Eingriffe in alle Elemente der bestehenden Elektrizitätsversorgung notwendig.

Flexibilität an Strommärkten

Märkte sind bereits in ihrer bestehenden Form geeignet Flexibilität abzubilden. Hindernisse sind fehlende Granularität und potentielle Beeinflussung der Ergebnisse durch Rückkoppelungseffekte wonach ein Marktsignal ein Verhalten auslöst, welches wiederum das Marktsignal beeinflusst. Das Hindernis der Granularität ist vielschichtig und hat eine unterlagerte technische Ebene. Zu nennen sind fehlende digitale Vernetzung und die dafür notwendige Harmonisierung von Schnittstellen und Standards von kleinteiligen Flexibilitätsressourcen. Dies erfordert eine rasche und umsichtige Regulatorik.

Bestehende **Elemente im Marktdesign** und deren Einfluss auf Flexibilität:

Fördernder Einfluss

- Einsatzreihenfolge der Kraftwerke durch Merit Order
- Preissignale der Kurzfristmärkte, sowie Regelreservemärkte

Behindernder Einfluss

- Ungeklärte Verantwortungsbereiche für Daten- und Kommunikation (114 Netzbetreiber vs. Zentrale Entität)
- Hohe Eintrittshürden für Verbraucher zur Marktteilnahme
- Fehlende Umsetzung der Regelungen zur Aggregation von Flexibilitäten
- Ungenügend vorhandene Netzanschlusskapazitäten für neue flexible Ressourcen
- System: fehlende Plattform zum Austausch von Flexibilitätsbedarfen abseits von Großhandel und Regelreserve, sowie die bestehende Granularität verfügbarer Handelsprodukte
- Märkte: Fehlende Regelungen zu marktbasiertem/hybriden Engpassmanagement

Anforderungen Flexibilitätsressourcen an nachträgliche Kontrolle und Verrechnung

Das Mess- und Kontrollsystem basiert auf einem zentralen Energieversorgungsmodell, mit wenigen Erzeugern und vielen Abnehmern. Werden beide Seiten flexibler, müssen diese auch granularer gemessen und ausgewertet werden.

Insbesondere die Vielzahl genau zu messender Zählpunkte mit kleinen Energiemengen stellt eine Herausforderung dar. Manche dieser Zählpunkte, wie jene mit mehreren nachgelagerten Netzanschlusspunkten, müssen vor der Zuordnung zum Bilanzgruppensystem bilanziert werden. Das stellt hohe Anforderungen an die Abrechnungssysteme der Netzbetreiber und erfordert eine hohe Fehlertoleranz. Herausfordernd ist dabei, die Zuordnung bestimmter Messwerte zu bestimmten Flexibilitätsleistungen. Das Bilanzgruppensystem ist geeignet flexible, am Markt teilnehmende Ressourcen aufzunehmen und zu bilanzieren.

Bestehende **Elemente in der Kontrolle und Verrechnung** und deren Einfluss auf Flexibilität:

Fördernder Einfluss

- mögliche Viertelstundenmessung intelligenter Messgeräte (Ausrollung? Gesetzliche Verwendung der Daten?)
- Bilanzgruppensystem

Behindernder Einfluss

- Daten und Kommunikation generell unzureichend, Verantwortung nicht geklärt! (114 Netzbetreiber vs. Zentrale Entität)
- Fehlende gesetzliche Grundlage für mehrere Messeinrichtungen je Netzanschluss (Messkonzepte, Baselineing, wer erhält welche Daten...)
- Notwendigkeit der gesetzlichen Grundlage zur Datenverwendung

6. Flexibilitäten

Flexibilitäten in den drei Elementen des Elektrizitätssystems

Um mehr Flexibilität unter gleichzeitiger Beachtung des energiepolitischen Zieldreiecks zu erreichen, sind Eingriffe in alle Elemente der bestehenden Elektrizitätsversorgung notwendig.

Flexibilität in der technischen Betriebsführung

In der technischen Betriebsführung müssen Erzeugung und Verbrauch zu jeder Zeit und an jedem Ort im Gleichgewicht sein. Dazu müssen die ökonomisch effizienten Marktergebnisse überwacht und an das tatsächliche Verhalten aller Nutzer und die zur Verfügung stehende Infrastruktur angepasst werden. Eingriffe auf dieser Seite sollten nur erfolgen, wenn sie notwendig sind, da sie in der Regel teurer sind, als wenn zuvor bereits durch den Markt ausgeregelt wurde.

Die Güte und Genauigkeit von Prognosen spielen eine relevante Rolle in diesem System, da alle Elemente auf solchen aufbauen. Daher sind schnelle Reaktionen notwendig, um auf ungeplante Abweichungen des prognosebasierten Zustands des Elektrizitätssystems zu reagieren. Netzbetreiber setzen hochautomatisierte Netzleitsysteme ein, um diese Aufgabe bewältigbar zu machen.

Bestehende **Elemente in der Betriebsführung** und deren Einfluss auf Flexibilität:

Fördernder Einfluss

- Bedarf für Regelreserve und Engpassmanagement und deren grenzüberschreitender Austausch.

Behindernder Einfluss

- Fehlende Plattform oder Markt zum Austausch von lokaler Flexibilität für andere Zwecke als den Markt oder Regelreserve, bspw. (lokales) Engpassmanagement, Blindleistung, etc.
- Fehlende Koordination an der Schnittstelle ÜNB, VNB
- Digitalisierung der Verteilernetze: fehlender kleingranularer Austausch von Steuerungssignalen der Netzbetreiber untereinander und zu Haushalten
- Netzanschlussvereinbarungen mit fest zugesagter Maximalleistung
- Fehlendes netzdienliches Verhalten und das Einhalten von Grenzen verteilter flexibler Ressourcen

6. Flexibilitäten

Der Einfluss des Marktdesigns auf verteilte Flexibilitätsressourcen im Elektrizitätssystem

Konkretisierung der geplanten Maßnahmen aus Normen in Österreich, die besonders relevant für eine effiziente Nutzung von verteilten flexiblen Ressourcen sind:

Rechtliche Grundlagen Österreich

Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz 2010 (EIWOG 2010)

- Grundlegendes Marktdesign
- Intelligente Messgeräte §§ 83ff.
- Netzreserve §§23a ff.
- Regelleistung §§ 67 ff.

Technische und Organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (TOR)

- Netzanschluss

Sonstige Marktregeln Strom

- Informationsflüsse
- Zählwerterfassung
- Abrechnung und Clearing

Verordnungen der E-Control (Netzentgeltstruktur)

- Intelligente Messgeräte Verordnungen

Gesetzesentwurf Elektrizitätswirtschaftsgesetz (EIWG)

- Recht auf Lieferverträgen mit dynamischen Energiepreisen
- Recht auf Aggregierungsvertrag
- Ausweitung der Verfügbarkeit von 1/4h Messdaten und Qualitätsmanagement bei intelligenten Messgeräten
- Energiespeicher
- Möglichkeit des flexiblen Netzzugangs
- Verteilernetzentwicklungspläne
- Marktgestützte Beschaffung von Flexibilitätsleistungen
- Engpassmanagement
- Nicht frequenzgebundene Systemdienstleistungen
- Gemeinsame Flexibilitätsplattform

6. Flexibilitäten

Der Einfluss des Marktdesigns auf verteilte Flexibilitätsressourcen im Elektrizitätssystem

Konkretisierung der geplanten Maßnahmen aus Normen in Österreich, die besonders relevant für eine effiziente Nutzung von verteilten flexiblen Ressourcen sind:

Rechtliche Grundlage EU

Verordnung 2019/943 und Richtlinie 2019/944 über den Elektrizitätsbinnenmarkt idF 2024/1747

- flexible Netzanschlussverträge (RL Art. 6a)
- Anspruch auf dynamische Tarife (RL Art. 11)
- Aggregierungsvertrag (RL Art. 13)
- Aktive Kunden (RL Art. 15)
- Laststeuerung durch Aggregation (RL Art. 17)
- Intelligente Messsysteme (RL Art. 19ff.)
- Dateninteroperabilität (RL Art. 23f.)
- Anreize für die Nutzung von Flexibilität in Verteilernetzen (RL Art. 32)
- Einbindung der Elektromobilität in das Stromnetz (RL Art. 33)
- Regelreservemarkt (VO Art. 6)
- Spezielle Messgeräte (VO Art. 7b)
- Flexibilitätsbedarf und Förderung (VO Art. 19e ff.)

Network Codes & Guidelines

- System Operation GL: Systembetrieb und Datenaustausch
- Demand Connection NC: Anschluss Verbrauchsanlagen
- Requirements for Generators NC: Anschluss Erzeugungsanlagen
- Electricity Balancing GL: Grenzüberschreitende Regelleistung
- Capacity Allocation & Congestion Management GL: Marktkopplung

Maßnahmen & Co. der EU bis dato:

- Green Deal: klimaneutraler Kontinent bis 2050
- Paket „Saubere Energie für Europäer“
- Nationale Energie- und Klimapläne (2021-2030)
- REPowerEU
- Paket „Fit für 2055“

EU zukünftig:

Network Code on Demand Response

- Governance zur Entwicklung harmonisierter nationaler Bedingungen
- Regeln für den erleichterten Marktzugang (Aggregationsmodelle, Gebotsgrößen, Baselineing)
- Straffen der Produktqualifikation für Regelenergieprodukte
- Register mit allen flexiblen Ressourcen
- Marktbasierte Beschaffung lokaler Dienstleistungen (NRA genehmigt Ausnahmen)

Andere Mitgliedsstaaten

- Kraftwerkssicherungsgesetz DE - Konsultation
- 14a EnWG

6. Flexibilitäten

Best-Practice-Beispiele, um Flexibilitätspotentiale zu heben

Gopacks

GOPACS



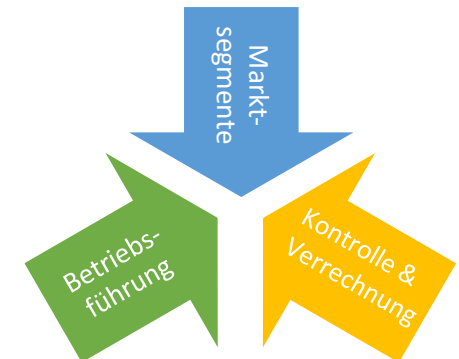
Gopacks ist eine Flexibilitätsplattform für Netzbetreiber und Verbraucher, sodass Verbrauch und Erzeugung optimal aufeinander abgestimmt werden können bzw. Überlastungen vermieden werden können.

Der prognostizierte Engpass in einer bestimmten Region wird vom Netzbetreiber bestimmt und eine Meldung am Markt abgegeben. Erzeuger oder Verbraucher können auf diese Meldung reagieren und gegen ein marktgerechtes Entgelt vorübergehend weniger Strom verbrauchen oder erzeugen. Gopacks bietet eine Plattform auch für kleine dezentrale Erzeuger, Verbraucher oder Speicher. Sie können am Markt teilnehmen und ihre Flexibilitäten anbieten. (Gopacs 2025)

Next Kraftwerke



Ein ähnliches Konzept verfolgt Next Kraftwerke. Sie treten als Dienstleister für kleine Erzeuger auf und bieten ebenfalls eine Plattform an, auf der Erzeuger, Verbraucher und Speicher verbunden werden. Sie übernehmen die Betriebsführung und Bewirtschaftung aller Kleinanlagen und verknüpfen diese zu einem virtuellen Kraftwerk, um am Strommarkt teilnehmen zu können.



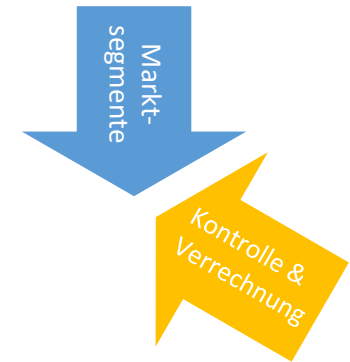
6. Flexibilitäten

Best-Practice-Beispiele, um Flexibilitätspotentiale zu heben



Equigy ist ein Gemeinschaftsprojekt europäischer Übertragungsnetzbetreiber. Über die Equigy-Plattform können Verbraucher, Aggregatoren und Hersteller die Kleinstflexibilitäten einfach und unabhängig vom geografischen Standort in allen teilnehmenden Ländern über dieselben Schnittstellen vermarkten. Markteintrittsbarrieren werden für kleine Anbieter gesenkt. Auch lokale und regionale Flexibilitätsplattformen können an die Equigy-Plattform angebunden werden. Die Equigy-Plattform bietet somit eine zusätzliche Vermarktungsmöglichkeit.

Die Plattform bietet eine gemeinsame, diskriminierungsfrei zugängliche Infrastruktur zur Bereitstellung von Daten. Das steigert die Liquidität der Märkte und ebnet so den Weg für eine sichere Stromversorgung. (ZfK 2020) (Equigy 2024)



Welche Marktteilnehmer werden bedient?

Die oben angeführten Beispiele zeigen einerseits die Rolle des Aggregatoren, verdeutlichen allerdings auch die Möglichkeit für kleinere Verbraucher und Erzeuger am Flexibilitätsmarkt teilzunehmen.

Die vorgestellten Plattformen verbinden somit mehrere Markttrollen und bieten künftig auch Zugang zu unterschiedlichen Märkten im Sinne von Value Staking. So werden einerseits direkt Erzeuger, Verbraucher und Netzbetreiber verbunden, die Plattformen, welche von den Aggregatoren betrieben werden, stellen andererseits auch die Grundlage für die Regulierungsbehörden zur Verfügung. Die gesetzlichen Rahmenbedingungen müssen allerdings für die Betreiber dieser Plattformen klar definiert sein.

6. Flexibilitäten

Der Einfluss des Marktdesigns auf Flexibilitätsressourcen im Elektrizitätssystem

Das österreichische Elektrizitätsmarktdesign steht vor bedeutenden Herausforderungen, um mehr flexible Ressourcen in den Energiemarkt zu integrieren und steigenden Anforderungen einer dekarbonisierten Energiewelt gerecht zu werden.

Das derzeitige Marktdesign bietet dazu begrenzte Möglichkeiten und ist auf die überwiegend zentralisierte Steuerung traditioneller Erzeugungsformen ausgelegt. Eine nachhaltige Stromversorgung erfordert jedoch zunehmend dynamische Anpassungen in Echtzeit, um auf Schwankungen im Angebot und der Nachfrage reagieren zu können.

Das im Entwurf befindliche Elektrizitätswirtschaftsgesetz (ElWG) stellt in dieser Hinsicht eine vielversprechende Weiterentwicklung dar. Dieser Entwurf legt den Grundstein für eine verbesserte Einbindung dezentraler und volatiler Erzeugungseinheiten, insbesondere aus erneuerbaren Energien.

Geschäftsmodelle für flexible Ressourcen

Geschäftsmodelle im Bereich der Flexibilität bei Strom sind stark von regulatorischen Rahmenbedingungen abhängig. Diese müssen gezielt gesetzt werden, um gewünschte Anreize zu geben. Betroffen sind vor allem Aggregatoren aber auch andere Marktteilnehmer.

Eine grundlegende Infrastruktur zur Datenerfassung und -verarbeitung, wie Smart Meter ist unabdingbar. Ebenso spielen Tarifierungssysteme eine entscheidende Rolle, da sie zu einem relevanten Teil festlegen, wie flexibel bereitgestellte Energieleistungen vergütet werden. Auch die Förderlandschaft hat wesentlichen Einfluss, da sie wesentlicher Anreizgeber für flexibles Verhalten bzw. Investitionen in Flexibilitätsressourcen ist.

Ohne ausgewogene grundlegenden Regelungen sind tragfähige Geschäftsmodelle im Bereich der Flexibilität kaum umsetzbar.

Flexibilitätsprodukte am Markt

Über Preisanreize können Flexibilitätpotentiale gehoben werden, welche durch technische Maßnahmen wirtschaftlich nicht tragbar sind.

- Hohe Preisvolatilität gibt starke Verhaltensanreize
- Ermöglichung der Teilnahme kleinteiliger Ressourcen durch
 - Reduktion von Mindestgebotsgrößen und Gebotsgranularität
 - Aggregation

Notwendig sind einheitliche Produkte, welche die zuvor genannten Punkte ermöglichen. Rahmenbedingungen müssen so ausgestaltet sein, dass sich ein Geschäftsmodell abbilden lässt.

Nutzung und Beanreizung marktbasierter Flexibilitäten ist umfassenden Anpassungen des Strommarktdesigns („Kapazitätsmechanismus“) jedenfalls vorzuziehen.

Flexibilitätsanforderungen an die technische Betriebsführung

Die Integration schnell auf Randbedingungen reagierender Ressourcen stellt eine große Herausforderung dar.

- Die Nutzung verteilter Ressourcen für (lokale) Netz- und Systemstabilität.
- Prognostizierbarkeit von Verbrauch und Erzeugung in einem vernünftigen Maß, um präventive Maßnahmen zu setzen
- Ausreichend Digitalisierung, um kurative Maßnahmen zu setzen

6. Flexibilitäten

Der Einfluss des Marktdesigns auf Flexibilitätsressourcen im Elektrizitätssystem

Anforderungen verteilter Flexibilitätsressourcen an die nachträgliche Kontrolle und Verrechnung

Nach der Lieferung muss der Einsatz flexibler Ressourcen auch überprüft werden. Das stellt die bestehenden Systeme insbesondere bei kleinteiligen flexiblen Strukturen vor Herausforderungen.

- Einsatz mehrere Zähler hinter dem Netzanschluss („Submetering“)
- Einsatz spezieller Zähler (Art. 7b EBM-VO)
- Qualitätsmanagement für fehlende Messwerte
- Auftrennung mehrere Leistungen einer flexiblen Anlage („Value Stacking“)
- Klare Zuweisung der Verantwortlichkeiten bei nicht Einhalten des gemeldeten Fahrplans

Was behindert die weitere Flexibilisierung

Der vorliegende aktuelle und zukünftige regulatorische Rahmen bildet ein solides Fundament für die Integration von mehr Flexibilität in das Elektrizitätssystem. Trotz dieses positiven Fortschrittes bestehen regulatorisch, sowohl in der gültigen Regelung als auch den Entwürfen einer zukünftigen Regelung, weiterhin einige **Hindernisse**, die es zu überwinden gilt:

- **Rahmenbedingungen für verteilte Ressourcen:** Lokale Netze sind nur zu wenigen Stunden bis zu den Leistungsgrenzen ausgelastet und mit großen Sicherheitsmargen gebaut. Klare Regelungen, welche Grenzen flexible Ressourcen (wann, wie und wo) zu berücksichtigen haben, helfen dabei Netze potentiell effizienter zu nutzen. Darüber hinaus fehlen wesentliche Elemente (Flexibilitätsplattform, Regelungen für Aggregation, etc.) die auch gesetzlicher Bestimmungen bedürfen.
- **Digitalisierung** in Verteilernetzen: Zur sicheren Erhöhung der Netzauslastung ist auch ein kurativerer Netzbetrieb notwendig. Dieser erfordert Sensorik, regelbare Netzelemente und Automatisierung. Jedenfalls notwendig ist die Nutzbarmachung der SmartMeter-Viertelstundenwerte.
- **Starre Anreizsysteme:** Preissignale führen in einem gewissen Umfang zu geändertem Verbrauchs- und Einspeiseverhalten. Es gibt bisher nur wenige dynamische Energietarife, keine (oder wenig wirksame) dynamischen Netztarife und auch nur wenig dynamische regulatorische Anreize (Fördermodell über Marktprämien).
- **Digitale Schnittstelle** für Endkund:innen: Über solch eine Schnittstelle können Steuersignale von Marktakteuren und bei Vereinbarung oder im Notfall auch vom Netzbetreiber erfolgen und so die Netze besser ausgelastet werden.
- **Zusammenarbeit** verschiedener Netzbetreiber. Da es sich bei den Netzen um ein Verbundnetz handelt, sind Lösungen für die Zusammenarbeit insbesondere solcher Netzbetreiber, welche sich gegenseitig unmittelbar beeinflussen, notwendig, um flexible Leistungen in anderen Netzteilen nutzen zu können.
- **Herkunftsnachweissystem:** Das österreichische Herkunftsnachweissystem hindert die Flexibilisierung, da hier insbesondere bei Energiespeichern künstliche Hürden geschaffen wurden, welche die Realität („Strom hat kein Mascherl“) nicht widerspiegeln. Das Labeling von Energie aus einer Energiespeicheranlage stellt eine bedeutende Herausforderung dar.

Quellen Kapitel 6

- Equigy. 2024. The Platform, URL: <https://equigy.com/the-platform/> (Abfrage am 29.11.2024).
- ZfK. 2020. Blockchain-Plattform soll EU-weiten Flexibilitäts-Handel ermöglichen, Zeitung für kommunale Wirtschaft, URL: <https://www.zfk.de/digitalisierung/smart-city-energy/blockchain-plattform-soll-eu-weiten-flexibilitaets-handel-ermoeneglichen> (Abfrage am 29.11.2024).
- Gopacs. 2024. This is how GOPACS works on congestion management, URL: <https://www.gopacs.eu/en/> (Abfrage am: 29.11.2024).
- Next Kraftwerke. 2024. The Power of Many. URL: <https://www.next-kraftwerke.at/unternehmen> (Abfrage am: 29.11.2024).
- Europäische Union (2024). Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 05. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt idF Verordnung (EU) 2024/1747 (EBM-VO), <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2019/943/2024-07-16> (abgerufen am 17.02.2025).
- Europäische Union (2024). Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 05. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU idF Verordnung (EU) 2024/1747 (EBM-RL), <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2019/944/2024-07-16> (abgerufen am 17.02.2025).
- Österreich (2023), Bundesgesetz, mit dem die Organisation auf dem Gebiet der Elektrizitätswirtschaft neu geregelt wird (Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 – ElWOG 2010), BGBl I 110/2010 idF 145/2023.
- Österreich (2024), Ministerialentwurf betreffend Bundesgesetz, mit dem ein Bundesgesetz zur Regelung der Elektrizitätswirtschaft (Elektrizitätswirtschaftsgesetz – ElWG) und ein Bundesgesetz zur Definition des Begriffs der Energiearmut für die statistische Erfassung und für die Bestimmung von Zielgruppen für Unterstützungsmaßnahmen (Energiearmuts-Definitions-Gesetz – EnDG) erlassen werden sowie das Energie-Control-Gesetz geändert wird, 310/ME XXXVII. GP. <https://www.parlament.gv.at/gegenstand/XXVII/ME/310> (abgerufen am 17.02.2025).

7. Energy Sharing

Lea Weiß

Einführung

Unter Energy Sharing versteht man den direkten Verkauf bzw. das Verschenken von Energie (v.a. Strom oder Wärme).

In der Vergangenheit wurden Haushalte in der Regel von Energieversorgungsunternehmen beliefert und damit ihr gesamter Energiebedarf gedeckt. Die vorherrschende Richtung des Stromflusses war also von höheren Spannungsebenen zu niedrigeren Spannungsebenen. Da die meisten Haushalte keine eigenen Erzeugungsanlagen hatten, wurde der gesamte Bedarf von „oben“ gedeckt.

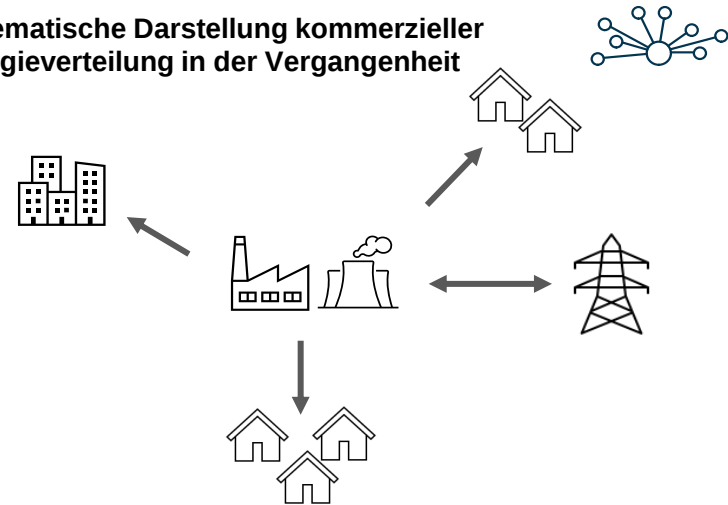
Mit dem Ausbau von PV-Anlagen drehte sich diese Richtung teilweise um. Die sogenannten „Prosumer“, also Stromkonsumenten mit eigenen Erzeugungsanlagen, speisen ihren Überschussstrom in das öffentliche Netz ein. Der Stromfluss kann sich in der Folge dessen auch umkehren und von der Niederspannungsebene hin zur Hochspannungsebene gerichtet sein. Dies stellt Netzbetreiber vor neue Herausforderungen.

Besonders hohe Einspeisungen werden zur Mittagszeit verzeichnet, da die PV-Produktion hoch ist, der Verbrauch bei den Endkonsumenten allerdings eher niedrig ist. Durch immer niedriger werdende Einspeisetarife wird das Einspeisen finanziell immer unattraktiver. Dies ist ein weiterer Grund, der das Teilen von Energie beispielsweise im Familien- oder Freundeskreis attraktiver macht.

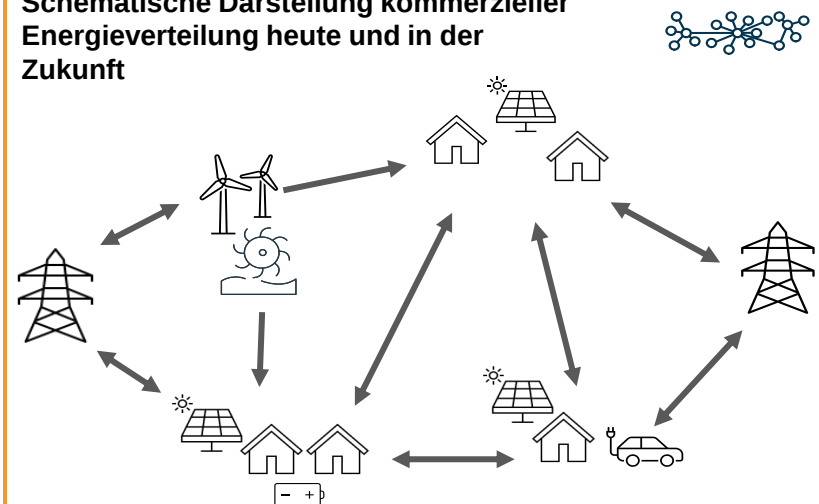
Die Preiskrise im Jahr 2022 brachte zudem Unsicherheit über die zukünftige Entwicklung der Energiepreise und Einspeisetarife.

Die genannten Entwicklungen tragen dazu bei, dass es einen gesteigerten Wunsch dazu gibt, Überschussstrom direkt an Verwandte, Freunde, Bekannte zu liefern, anstatt ihn zu einem niedrigen Tarif einzuspeisen.

Schematische Darstellung kommerzieller Energieverteilung in der Vergangenheit



Schematische Darstellung kommerzieller Energieverteilung heute und in der Zukunft



7. Energy Sharing

Definition:

- [...] eine Energiegemeinschaft ist der Zusammenschluss von mindestens zwei Teilnehmer:innen zur gemeinsamen Produktion und Verwertung von Energie (Klima- und Energiefonds, 2024a)
- [...] Unter „Energy Sharing“ wird in Deutschland die gemeinschaftliche Stromerzeugung und -verbrauch in räumlichem Zusammenhang, jedoch einschließlich der Nutzung des öffentlichen Stromnetzes, verstanden. (Umweltbundesamt Deutschland, 2024)

Vorteile von Energy Sharing

Auf EU Ebene werden vor allem die ökologischen, sozialen und wirtschaftlichen Aspekte in den Vordergrund gestellt. Prosumer sind nicht mehr gezwungen, ihren Überschussstrom einzuspeisen, sondern stehen vor der Wahl, ihn direkt zu verkaufen oder zu verschenken.

Ziele:

- Bewusstseinsbildung für die Wichtigkeit eines dekarbonisierten Energiesystems
- Demokratisierung der Energiewende => höheres Interesse und Verständnis für die Schwierigkeiten
- Finanzielle Anreize

Potenzielle positive Folgen:

- Verhaltensänderungen => Verbrauch an Erzeugung anpassen
- Höhere Investitionen in EE
- Weniger Widerstand gegen EE- oder Netzausbauvorhaben Dritter

Beispiele für Anwendungsfälle

- PV Anlage auf Mehrparteienhaus und Nutzung des Stroms von mehreren Parteien
- Familie H. möchte ihren Überschussstrom für den Rest der Verwandtschaft nutzbar machen
- Eine Gemeinde will mit einer PV Anlage auf der Turnhalle auch den Kindergarten beliefern

7. Energy Sharing

Folgende Formen von Energiegemeinschaften sind in Österreich aktuell gesetzlich umsetzbar:

- Gemeinschaftliche Erzeugungsanlage (GEA) – seit 2017 möglich: für Mehrparteienhäuser, Einschränkung: nur ein Zählpunkt
- Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften (EEG): lokal (Niederspannung) oder regional (Mittelspannungs-Sammelschiene)
- Bürgerenergiegemeinschaften (BEG): seit Okt. 2023 auch über die Konzessionsgebiete mehrerer Netzbetreiber in ganz Österreich hinweg möglich

(Klima- und Energiefonds, 2024a)

Voraussetzungen für die Gründung:

- Für EEG und BEG ist die Gründung einer juristischen Person notwendig (Verein, Genossenschaft etc.)
- Smart meter und opt-in zur Nutzung von Viertelstundenmesswerten zur Abrechnung

Nationale gesetzliche Grundlagen:

- EIWOG - Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 (GEA seit Novelle 2017 erlaubt), BGBl. I Nr. 110/2010
- EAG - Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz, BGBl. I Nr. 150/2021

Basierend auf folgender EU-Gesetzgebung:

- EU-Richtlinie 2019/944 (Binnenmarktrichtlinie)

Neu:

EMDR: Directive 2024/1711 amending Directive 2019/944
nationale Umsetzung voraussichtlich in EIWG

Berichtete Schwierigkeiten:

- Registrierung des Zählpunktes auf der Website des zuständigen Netzbetreibers (tlw. Schwierigkeiten beim Finden der Zählpunktnummer) => opt-in von Viertelstundendatennutzung, Umstellung dauert 2-3 Wochen
- Datenbereitstellung von Netzbetreiber an Energiegemeinschaft (Erzeugungs- und Lastdaten) kann lang dauern und ist teilweise unvollständig
- Wahl der besten Rechtsform (Gründungs- und Beitrittsprozess, Haftung)
- Umsatzsteuerpflicht innerhalb von Energiegemeinschaften (Hofer, 2024)

Grenzen des Energy Sharings zum Status Quo:

- Peer-to-Peer trading nur im Rahmen von Energiegemeinschaften möglich
- Regionalbereich unklar definiert
- Unklarheit, ob Überschusseinspeiser Betriebs- und Verfügungsgewalt auf die Gemeinschaft übertragen müssen

Verbesserungen laut EIWG Entwurf

- Peer-to-Peer trading auch außerhalb von Energiegemeinschaften
- Definition des Regionalbereichs
- Möglichkeit zur Gründung einer Trägerorganisation für mehrere Energiegemeinschaften
- Klarstellung, dass die Betriebs- und Verfügungsgewalt bei Überschusseinspeisung nicht auf die Gemeinschaft übergeht

(Parlament Österreich, 2023)

7. Energy Sharing

Umsetzung in der nationalen Gesetzgebung:

Da EU-Richtlinien die Umsetzung in nationales Recht erfordern, ist die Ausgestaltung der Binnenmarktrichtlinie 2019/944 von Land zu Land unterschiedlich. Die belgische Organisation REScoop verfolgt die Umsetzung der Definitionen von Energiegemeinschaften in den EU-Mitgliedsstaaten mit seinem „Transposition tracker“ (Rescoop, 2025). Im Zuge des Projekts wurde eine Bewertung der Umsetzungsvarianten durchgeführt, die verschiedene Kriterien miteinbezog, unter anderem die Klarheit von Definitionen und die Förderung von Bürger:innenbeteiligung. REScoop ist der europäische Verband der Energiegemeinschaften.

Ein Überblick zur Qualität der legislatischen Umsetzungen von Energiegemeinschaften (Rescoop, 2025)



Beispiele für Energiegemeinschaften

	Energiegemeinschaft Göttweigblick	Robin Powerhood - Die ökosoziale Energiegemeinschaft Österreich
Art der Energie- gemeinschaft	Regionale Erneuerbare-Energie- Gemeinschaft	Bürgerenergiegemeinschaft
Anlagengröße:	>150 PV-Anlagen (in Summe ca. 2000 kWp) der Mitglieder 3 Gemeinschaftsanlagen (in Summe 237 kWp) 1 Wasserkraftwerk: ca. 90 kW Generatorleistung	0,5 MW
Erzeugungsanlagen	Photovoltaik und Kleinwasserkraftwerk	Photovoltaik
Art der Teilnehmer	Private, Vereine, Gemeinden & Städte, Kirche(n), Gewerbe und Landwirte	Soziale Einrichtungen, Menschen in Energiearmut, Unternehmen, Gemeinden und Privatpersonen. Über 140 Mitglieder
Rechtsform	Genossenschaft	Verein
Besonderheiten	Sozial-Tarif zur Entlastung von Geringverbrauchern	Gründung zur Bekämpfung von Energiearmut, ermöglicht Stromspenden von Überschüssen für bedürftige Haushalte

Quelle: Klima- und Energiefonds (2024b)

Quellen Kapitel 7

EIWOG: Bundesgesetz, mit dem die Organisation auf dem Gebiet der Elektrizitätswirtschaft neu geregelt wird (Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010, BGBl. I Nr. 110/2010), Fassung vom 16.11.2024

EAG: Bundesgesetz über den Ausbau von Energie aus erneuerbaren Quellen (Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz) , BGBl. I Nr. 150/2021, Fassung vom 16.11.2024

Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU (Binnenmarktrichtlinie)

Hofer, Paul (2024): Reasons, Benefits, and Challenges for Participating in Austrian Renewable Energy Communities, <https://unipub.uni-graz.at/obvugrhs/download/pdf/10599420>, abgerufen am 04.01.2025

Klima- und Energiefonds (2024a): Was sind Energiegemeinschaften?, <https://energiegemeinschaften.gv.at/formen-von-energiegemeinschaften>, abgerufen am 04.11.2024

Klima- und Energiefonds (2024b): Best Practice, <https://energiegemeinschaften.gv.at/bestpractice/>, abgerufen am 04.11.2024

Parlament Österreich (2023): EIWG 310/ME XXVII. GP - Ministerialentwurf - Vorblatt und Wirkungsorientierte Folgenabschätzung, https://www.parlament.gv.at/dokument/XXVII/ME/310/imfname_1604977.pdf, 11.12.2023

Rescoop (2025): Tracker & Bewertung der Umsetzung der Gesetzesgrundlagen für Energiegemeinschaften in nationales Recht, <https://www.rescoop.eu/policy/transposition-tracker/rec-cec-definitions>, abgerufen am 07.11.2024

Umweltbundesamt Deutschland (2024): Energy Sharing - Bestandsaufnahme und Strukturierung der deutschen Debatte unter Berücksichtigung des EU-Rechts, <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/energy-sharing>, abgerufen am 07.11.2024

8. Verbraucherschutz - Maßnahmen für den Verbraucherschutz in Österreich und der EU

Barbara Haubmann

Maßnahmen in der EU bis dato Maßnahmen in der EU bis dato

- Interinstitutionelle Proklamation zur europäischen Säulesozialer Rechte (Punkt 20: Zugang zu wesentlichen Dienstleistungen) (Europäisches Parlament 2017)
- Green Deal: klimaneutraler Kontinent bis 2050 mit folgenden Schwerpunkten (European Commission 2019)
 - sichere und erschwingliche Energieversorgung
 - vollständig integrierter, vernetzter und digitalisierter EU Energiemarkt
 - Vorrang für Energieeffizienz, Verbesserung der Gesamteffizienz von Gebäuden und Entwicklung eines überwiegend auf erneuerbaren Energiequellen basierenden Energiesektors
- Paket „Saubere Energie für Europäer“ (European Commission 2019)
- Nationale Energie- und Klimapläne (2021-2030)
- REPowerEU (Europäische Kommission 2022)
- Paket „Fit für 2055“ (Rat der Europäischen Union 2023)
- Energy Poverty Advisory Hub – EPAH (European Commission 2021)
- EPAH Atlas & EPAH Digital Academy (Energy Poverty Advisory Hub 2024)

Maßnahmen in Österreich bis dato

Aktivitäten von Energieunternehmen: (Österreichs Energie 2023b) Beratungen, Information und Betreuung, Abschaltungs-Prävention, Austauschaktionen, Fonds, Bewusstseinsbildung, Zusammenarbeit mit Sozialeinrichtungen

PUNKTUELLE MASSNAHMEN ausgehend von der Klimakrise

- Entlastungspaket (BMF 2022)
 - u.a. auf Null setzen des Ökostromförderbetrags und der Ökostromförderpauschale, Energiekostenausgleich, Erhöhung der Pendlerpauschale und Vereinfachung des Pendlereuros, Senkung spezifischer Energieabgaben, Unterstützung für Betriebe zum raschen Umstieg auf alternative dekarbonisierte Antriebsformen, Investitionsoffensive Energieunabhängigkeit für Windkraft und Photovoltaik Projekte
- Stromkostenzuschuss (BMF 2022) & Anti-Teuerungspaket (BMF 2022)
 - u.a. Abschaffung der kalten Progression, Valorisierung von Sozialleistungen, Senkung der Lohnnebenkosten, Einmalzahlung für vulnerable Gruppen, Einmalzahlung Familienbeihilfe, Klimabonus & Anti-Teuerungsbonus, Energiezuschuss für energieintensive Unternehmen, Wohnschirm, Teuerungsabsatzbetrag, außerordentliche Einmalzahlungen/Gutschrift, Teuerungsprämie, Strompreiskompensation, Vorziehen der Erhöhung des Familienbonus Plus und Kindermehrbetrags, Versorgungssicherheitsbeitrag Landwirtschaft

KEA (Koordinierungsstelle zur Bekämpfung von Energiearmut) (KEA 2024)

Im Energieeffizienzgesetz (EEffG) hat der Nationalrat die Errichtung einer staatlichen Koordinierungsstelle zur Bekämpfung von Energiearmut – kurz kea - beschlossen. Diese ist die zentrale Anlauf- und Kompetenzstelle zum Thema Energiearmut.

Die Aufgaben der KEA sind gesetzlich im Energieeffizienzgesetz geregelt. Ziel ist es die Zahl der energiearmen Haushalte zu reduzieren sowie Maßnahmen zur Prävention von Energiearmut zu entwickeln.

8. Verbraucherschutz

Rechtliche Grundlagen in Österreich und der EU

Rechtliche Grundlagen EU

VERORDNUNG (EU) 2024/1747 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 13.06.2024 zur Änderung der Verordnung (EU) 2019/942 und (EU) 2019/943 in Bezug auf die Verbesserung des Elektrizitätsmarktdesigns in der Union (EU 2024a)

- Vorteile aus der zunehmenden Nutzung von Strom aus erneuerbaren Quellen und der Energiewende sollen auch den schutzbedürftigsten Verbrauchern zu Gute kommen
- verhindern, dass noch mehr Haushalte in die Energiearmutsfalle geraten

Die Reform des Elektrizitätsmarktdesigns zielt darauf ab, erschwingliche Strompreise für alle Verbraucher sicherzustellen. (EU 2024a)

EUROPÄISCHES KLIMAGESETZ (EU 2021)

Verabschiedet im Juli 2021, macht es die Zielvorschläge aus dem Green Deal der EU rechtlich verbindlich und bildet somit das Fundament der europäischen Klimaschutzpolitik.

Rechtliche Grundlagen Österreich

ElWOG- Elektrizitätswirtschafts- und organisationsgesetz 2010 Fassung: 16.09.2024

- Lieferanten, die mehr als 49 Beschäftigte und einen Umsatz von über 10 Millionen Euro oder eine Bilanzsumme von über 10 Millionen Euro aufweisen, haben ab 1. Jänner 2015 eine Anlauf- und Beratungsstelle für ihre Kunden für Fragen zu den Themen Stromkennzeichnung, Lieferantenwechsel, Energieeffizienz und Energiearmut einzurichten (§ 82 Abs. 7 ElWOG)
- Hinweis auf Ende der Bindefrist und Informationspflicht über ein günstigeres Produkt inkl. Angebot des Umstieges auf dieses (§ 76a ElWOG)
- Recht auf Grundversorgung inkl. Rahmenbedingungen eines Grundversorgungstarifes Wechselmöglichkeiten
- Abschaltungen (§ 82 Abs. 3, Abs. 8 ElWOG)
Qualifiziertes Mahnverfahren & Abschaltverbot
- Recht auf Ratenzahlung (§ 82 Abs 2a ElWOG)

EAG - Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz

Fassung: 16.09.2024

- Kosten Ökostrom – Kostenbefreiung für einkommensschwache Haushalte und Kostendeckelung für Haushalte (§ 72 und § 72a EAG)

Rechtliche Grundlagen Österreich

Integrierter nationaler Energie- und Klimaplan für Österreich (= KEIN Klimagesetz)

Energiearmut ist ein Querschnittsthema, das Ziel der Linderung von Energiearmut sowie der Förderung der Leistbarkeit von benötigter Haushaltsenergie ist bei allen geplanten Maßnahmen des NEKP mitzubedenken. (Europäische Kommission 2023)

- Energiearmut zurückdrängen und Rechte der Verbraucher:innen stärken
- Stärkung sozial- und wohnmarktspezifischer Unterstützungsinstrumente
- Erweiterung des begünstigten Kreises bei der Förderung einkommensschwacher und Energiearmer Haushalte,
- Erklärung der zwei Dimensionen der Energiearmut
- Verweis auf den Klima-Sozialfonds der EU
- Beabsichtigung weitere Maßnahmen zur Bekämpfung der Energiearmut zu entwickeln.

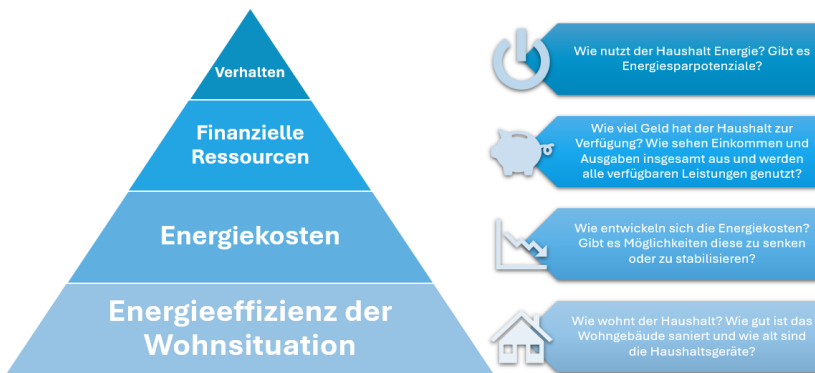
8. Verbraucherschutz

Energiearmut: Begriffsdefinitionen, Indikatoren und Dimensionen

Energiearmut ist.....

.....eine Situation, in der ein Haushalt oder eine Person sich grundlegende Energieleistungen (Heizung, Kühlung, Beleuchtung, Mobilität und Strom) nicht leisten kann und somit ein angemessener Lebensstandard aufgrund einer Kombination von niedrigem Einkommen, hohen Energiepreisen und einer niedrigen Energieeffizienz ihrer Wohnungen nicht gewährleistet ist (Matzinger 2018) (Wegscheider-Pichler 2022).“

Zwischen 803.000 und 968.000 Personen in AT gelten als energiearm (Statistik Austria 2022)!



(KEA 2023)

Armutsgefährdung durch hohe Energiepreise, Verschuldungsprobleme privater Haushalte, schlechte Wohnverhältnisse oder auch allgemeine Einkommensarmut:

Energiearmut hat unterschiedliche Facetten (Strünck 2017).

Vulnerable Gruppen (Statistik Austria 2022) (Wegscheider-Pichler 2022)

- Einkommensschwache Haushalte: Haushalte, die ein Einkommen unterhalb der Armutsgrenze haben und Schwierigkeiten haben, ihre Energierechnungen zu bezahlen.
- Alte Menschen: Insbesondere diejenigen, die ein niedriges Einkommen haben oder allein leben.
- Menschen mit Behinderungen: Personen, die aufgrund ihrer gesundheitlichen Einschränkungen höhere Energiekosten haben
- Familien mit vielen Kindern: Familien mit mehreren abhängigen Kindern, die ein höheres Einkommen benötigen, um ihre Grundbedürfnisse zu decken.
- Arbeitslose oder Unterbeschäftigte: Personen ohne festen Arbeitsplatz oder mit geringfügiger Beschäftigung, die ein niedrigeres und unregelmäßiges Einkommen haben.
- Menschen in abgelegenen oder ländlichen Gebieten: Haushalte, die in Regionen leben, wo die Energieversorgung möglicherweise teurer ist und die Energieeffizienz niedriger sein kann.

Bei vulnerablen Gruppen überkreuzen sich oft mehrere Kategorien der Ungleichheit von diskriminierenden Systemen des Wohnungsmarktes, von Einkommensarmut, Verschuldung, Erkrankung bis hin zu Stigmatisierung (ZHAW Soziale Arbeit 2019).

Das Landlord-Tenant-Dilemma

Der Wohnungseigentümer stellt dem Mieter die Wohnung inkl. der Ausstattungen zur Verfügung, aber der Mieter kommt für die Energiekosten auf (Seebauer 2024).

Energiearme Haushalte befinden sich vermehrt in älteren Gebäuden, kleineren Wohnungen und häufig zur Miete (Wegscheider-Pichler 2022).

Anreize zu ambitionierten Sanierungen fehlt für viele Vermietende und Förderungen werden von Vermietenden auch seltener in Anspruch genommen (Schumacher 2020).

Vulnerable Gruppen sind aufgrund der oft sanierungsbedürftigen Wohnungen besonders häufig von baulichen Maßnahmen, Wohnungswechseln, ungenügenden Infrastrukturen, nicht beeinflussbaren Energiekosten und deren finanziellen Folgen betroffen (ZHAW Soziale Arbeit 2019).

8. Verbraucherschutz

Energiearmut: Begriffsdefinitionen, Indikatoren und Dimensionen

Dimensionen der Energiearmut (Berger 2020)

Geografische Dimension

- lokale Besonderheiten (Stadt-Land)

Finanzielle Dimension

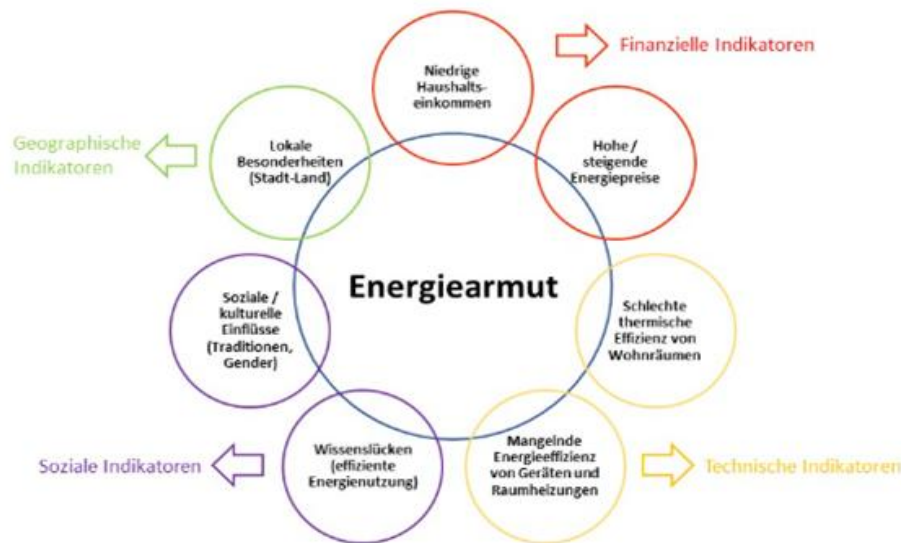
- Niedriges Haushaltseinkommen
- Hohe bzw. steigende Energiepreise

Technische Dimension

- Mangelnde Energieeffizienz
- Schlechte thermische Effizienz

Soziale Dimension

- Soziale bzw. kulturelle Einflüsse (Tradition, Gender)
- Mangelndes Wissen (fehlende Energiebildung)



(Berger 2020)

Indikatoren der Energiearmut

Nirgends in der EU ist die Kluft beim Zugang zu essenziellen Dienstleistungen größer als bei der Energieversorgung. (vgl. Europäische Kommission 2023) Diese Tatsache bedingt eine klare, europaweite Identifikation von Energiearmut. Um diese Definition zu erreichen hat die EU-Indikatoren vorgegeben (Europäische Kommission 2020).

Auf einen Vergleich der Energieausgaben mit dem Einkommen gestützte Indikatoren

- Vergleich von Aufwendungen von Energie mit dem Einkommen
- Indikatoren auf der Grundlage eigener Einschätzung
- Direkte Befragung von Haushalten
- Indikatoren auf der Grundlage direkter Messungen
- Hier werden physische Variablen (z.B. die Raumtemperatur) gemessen.
- Indirekte Indikatoren
- Dazu gehören zum Beispiel Rückstände bei Rechnungen

Indikatoren mit dem Schwerpunkt Bezahlbarkeit (Europäische Kommission 2020)

- Anteil, der Bevölkerung, der nicht in der Lage ist die Wohnung angemessen warm zu halten
- Rückstände bei Rechnungen von Versorgungsunternehmen
- Ausgaben für Strom, Gas etc. als Anteil der Gesamthaushaltsausgaben
- Preise für Energie
- Endenergieverbrauch pro Quadratmeter

Energiegerechtigkeit (Kobras 2024)

- Verteilungsgerechtigkeit (räumliche und sozial ungleiche Verteilung)
- Anerkennungsgerechtigkeit (Bedürfnisse und Nutzungsmuster benachteiligter Gruppen)
- Verfahrensgerechtigkeit (politische faire Prozesse)

Armutsgefährdung durch hohe Energiepreise, Verschuldungsprobleme privater Haushalte, schlechte Wohnverhältnisse oder auch allgemeine Einkommensarmut: Energiearmut hat unterschiedliche Facetten (Strünck 2017).

8. Verbraucherschutz

Einfluss von Strommarktdesign und Energiewende

Die Rolle der Energiewende

Mittelfristig besteht die Gefahr der Erhöhung der Verteilungsungerechtigkeit. Energie wird grundsätzlich ein „teureres“ Gut und das in höherer Relation für einkommensschwache Haushalte (BMSGPK 2021). Der blinde Fleck der Energiewende liegt in der Fokussierung auf ökologische und ökonomische Ziele. Allerdings benötigt es eine sektorübergreifende Politik, um eine sozial gerechte Energiewende erreichen zu können. (ZHAW Soziale Arbeit 2019). Es ist aber ein Faktum, dass Wind-, Solar- und Wasserstrom sehr günstig sind. Diese Tatsache unterstreicht eine notwendige Beschleunigung der Energiewende, um die Energieversorgung sozial gerechter gestalten zu können (Heise 2022). Je mehr erneuerbare Energie selbst produziert wird und je besser das Strommarktdesign mit Flexibilitäten umgehen kann, desto leistbarer wird der Strom (Eurelectric poweringPeople 2024).

Der Einfluss vom Strommarktdesign

Preissetzung und Marktmechanismus

- Regulierte vs. Faire **Preise** (Oesterreichs Energie 2023a)
- Prosumer-Modelle ohne Eigenkapital (Frank 2022)
- Dynamische und innovative Tarifmodelle haben großes Potential für günstige Strompreise (BMWK 2024)

Kapazitätenmechanismen (BMWK 2024)

Ein energiewendekompatibler Kapazitätenmechanismus hat folgende Merkmale:

- unterstützt einen effizienteren & versorgungssicheren Technologiemix
- setzt auf Wettbewerb
- ist innovationsoffen
- ist anpassungsfähig an künftige Entwicklungen
- gewährleistet kosteneffizient Versorgungssicherheit

Flexibilitäten

Die Flexibilisierung des Systems durch Speicher und flexible Lasten ist der Schlüssel zu einem effizienten und vor allem intelligent Strommarktdesign (BMWK 2024). Die Flexibilisierung hilft dabei Strompreise zu senken und reduziert die Systemkosten (durch verbesserte Netzintegration) (BMWK 2024).

Bei den Flexibilitäten können wir zwischen Verbraucherflexibilität, Speicherflexibilität und der Erzeugerflexibilität unterscheiden (Böttger 2021).

Förderung erneuerbarer Energie

Fördermechanismen (Oesterreichs Energie 2023a)

z.B. durch Förderungen zur Gebäudesanierung aber auch Förderungen zum Ausbau erneuerbarer Erzeugungsanlagen (Strünck 2017)

Dezentralisierung

Hiermit ist regionaler Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch erstrebenswert unter der Beteiligung möglichst vieler Akteur:innen. Zusätzlich schafft Dezentralisierung Resilienz.

Netzentgelte und Gebühren (Frank 2022)

- Verteilung der Kosten z.B. zeitlich/regional differenzierte Netzentgelte (BMK 2024)
- Abgaben und Steuern z.B. Steuerfinanzierung der Stromnetze (Frank 2022)

Schutzmechanismen für vulnerable Gruppen

- Soziale Tarife
- Verbraucherschutz
- Energieeffizienzprogramme z.B. durch Förderungen zur Gebäudesanierung aber auch Förderungen zum Ausbau erneuerbarer Erzeugungsanlagen (Strünck 2017)
- Transparenz und Information
- Verbraucheraufklärung
- Komplexitätsreduktion (Frank 2022)

Vergleichsportale

Möglichkeiten zur Anpassung des Strommarktdesigns:

PPAs – Power-Purchase-Agreements (Kepplinger 2023)

- direkte Verträge zwischen Endkund:innen und Produzent:innen

Peak-Shaving-Produkt (Kepplinger 2023)

- Lastmanagement, um den Stromverbrauch zu Spitzenlastzeiten zu reduzieren

8. Verbraucherschutz

Konkretisierung der geplanten Maßnahmen aus den Gesetzesentwürfen in Österreich

Gesetzesentwurf Elektrizitätswirtschaftsgesetz (EIWG) (Entwurf EIWG 2024)

ABSCHNITT 3 (Endkundinnen und Endkunden)

Durch die Bestimmungen des 3. Teils soll auch das in Art. 28 der Richtlinie (EU) 2019/944 geforderte hohe Schutzniveau, insbesondere bei der Transparenz der Lieferbedingungen, allgemeinen Informationen und Streitbeilegungsverfahren, gesichert werden.

Für das Thema Energiearmut relevante Passagen sind:

- Recht auf Verträge mit dynamischen und fixen Energiepreisen (um die Möglichkeit zu gewähren den Verbrauch anzupassen)
- Erhöhte Informationspflicht durch die Lieferanten
 - Transparente und überprüfbare Darstellung der Produktparameter und deren finanziellen Auswirkungen (inkl. Beispiel)
 - Keine Bindung bei Verträgen mit dynamischen Preisen
- Eigene Bestimmung für das Recht auf Ratenzahlung
- Recht auf Nutzung eines Vorauszahlungszählers
- Grundversorgung: Recht auf die Versorgung zu wettbewerbsfähigen, leicht und eindeutig vergleichbaren, transparenten und diskriminierungsfreien Preisen
- Verpflichtung zur Einrichtung einer Beratungsstelle gemäß § 39 Abs. 1 EEffG
- Gestützte Preise für schutzbedürftige Haushalte nach dem Vorbild des Stromkostenergänzungszuschusses

Gesetzesentwurf Energie-Armuts-Definitions Gesetz (BMK 2023)

Dieses Bundesgesetz soll regeln:

- die Verankerung einer Definition von Energiearmut für die statistische Erfassung
- die Festlegung von Indikatoren, die für die statistische Erfassung und Messung von Energiearmut heranzuziehen sind
- Die Festlegung von Zielgruppen (Unterstützungswürdige Haushalte) für Maßnahmen zur Bekämpfung von Energiearmut und
- Förderung im Bereich klimarelevanter Investitionen
- die Zuständigkeit und das Verfahren für die Feststellung der Unterstützungswürdigkeit
- Den Austausch und die Vernetzung relevanter Akteure im Bereich Energiearmutsbekämpfung

Statistische Indikatoren gem. Gesetzesentwurf sind u.a.

Haushalte mit einem Einkommen unter der Armutsgefährdungsschwelle...

- und gleichzeitig überdurchschnittlich hohen Energiekosten
- und gleichzeitig besonders niedrigen Energiekosten
- die ihre Wohnräume nicht angemessen warmhalten können
- die Zahlungsrückstände bei Wohnnebenkosten wie Strom oder Heizung haben
- deren Wohnräume von schlechter Bausubstanz gekennzeichnet sind

Feststellung „unterstützungswürdiger“ Haushalte gem. Gesetzesentwurf

Wenn das Netto-Einkommen eines Haushalts diesen Richtsatz um nicht mehr als 12% übersteigt, spricht man von „schutzbedürftigen“ oder „einkommensschwachen“ Haushalten. (sozialpolitisches Ziel)
Wenn das Netto-Einkommen eines Haushalts den zweifachen Richtsatz um nicht mehr als 12% übersteigt, spricht man von „förderungswürdigen“ Haushalten. (klimapolitisches Ziel)

Bisher gab es keine einheitliche Definition von Energiearmut. Der aktuelle Entwurf des nationalen

***Energiearmutsdefinitionsgesetzes** versucht diese Lücke zu schließen. Einerseits bietet es eine **statistische Definition** mit spezifischen Indikatoren, die für die Messung von Energiearmut und die Durchführung von Analysen herangezogen werden sollen. Andererseits definiert es sogenannte „**unterstützungswürdige Haushalte**“ – also Haushalte, die für Maßnahmen zur Bekämpfung von Energiearmut oder zur Förderung klimarelevanter Investitionen (z.B. Sanierungen) herangezogen werden können.*

8. Verbraucherschutz

Best Practice Beispiele für den Kampf gegen Energiearmut



Rumänien
„**Licht für Rumänien**“ (Energy Poverty Advisory Hub, 2021) ist ein Projekt, das darauf abzielt, möglichst viele isolierte Haushalte in Rumänien mit Strom zu versorgen.
Ziel: Elektrifizierung sozial schwacher Haushalte



Just a Change (Energy Poverty Advisory Hub 2021)
Portugal
Haussanierung bzw. Wiederaufbau auf freiwilliger Basis (sowohl Unternehmen als auch „Arbeiter“)
Zielgruppe: vulnerable Gruppen
Ziel (nicht prior): Energieeffizienz steigern



Frankreich
SLIME: Methodik die den lokalen Behörden zur Verfügung gestellt wird um energiearme Haushalte zu identifizieren und bei der Lösungssuche zu unterstützen
Zielgruppe: Kommunen (Slime Programm 2024)



Frankreich (Enercoop 2024)
ENERCOOP: Genossenschaft zur Verteilung „grüner“ Bürgerenergie
2019: Einführung eines Mikrospendenprogrammes, bei dem jeder Kunde seine Energierechnung aufrunden kann um lokale Programme zur Eindämmung von Energiearmut zu unterstützen.



Lancashire, Großbritannien (Energy Poverty Advisory Hub 2021)
Cosy homes: Förderung von Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz von Gebäuden für Personen bis zu einer definierten Einkommensgrenze

Barrio Solar (Energy Poverty Advisory Hub 2021)
Saragossa; Spanien
Lokale Erzeugung erneuerbarer Energie zur Förderung von Inklusion und Umweltschutz in der Nachbarschaft.
Zielgruppe: Beteiligung von Menschen, die von Ausgrenzung bedroht sind, und ihnen Zugang zu erschwinglicher und umweltfreundlicher Energie verschaffen.



Spanien, Niederlande, Großbritannien, Türkei, Ungarn, Lettland
WELLBASED: Ein von Horizon 2020 gefördertes Programm in welchen 6 Städte der EU in einem Piloten bei der Reduzierung von Energiearmut unterstützt werden. Im Pilotprogramm enthalten sind: die Optimierung und Beratung zur Energierechnung, sozialergetische Audits, die Installation eines Effizienzkits (Enrgie Cities 2022)

8. Verbraucherschutz

Best Practice Beispiele für den Kampf gegen Energiearmut

1000 Watt für Köln

Deutschland, Köln

1000 Watt für Köln: Nutzung des Smart Meters zur Leistungsbegrenzung (Strünck 2017).

Ziel: Verhinderung von Abschaltungen

Die Leistungsreduzierung findet dann statt, wenn der Haushalt nach dreimaliger Mahnung Schulden von über 150 Euro nicht beglichen hat. Statt der vierten Mahnung kommt dann der Hinweis auf die Leistungsreduzierung, verbunden mit dem Angebot einer Energieberatung und einer Schuldnerberatung durch den Caritasverband.



Großbritannien, London

Repowering London: Kommunales Energieprogramm, das den Menschen in den Mittelpunkt stellt. Gemeinden in London sollen mit sauberer, grüner und demokratisch verwalteter Energie versorgt werden. Zielgebiete: benachteiligte Regionen in London, um dort das Interesse an Energiegemeinschaften zu entwickeln (Energy Poverty Advisory Hub 2021).



Barcelona, Spanien (Assemblea Ciutadana pel Clima 2024)

Assemblea Ciutadana pel Clima: Fokus: Klimawende, Elektrifizierung, leistbare Energie Bürgerrat zur Lösung der Klimakrise 2022/23

Ergebnis: 34 Vorschläge zu den Themen Energiewende, Mobilität und Konsum

DecidimBarcelona: zusätzliche Online Plattform
90% der Vorschläge wurden bisher umgesetzt



Empowermed (wecf 2024)

Auch: „Empowering women to take action against energy poverty in the Mediterranean“

Slowenien, Kroatien, Albanien, Italien, Spanien, Frankreich

Gemeinsam mit weiteren NGOs werden praktische Lösungen rund um das Thema Energiearmutsbekämpfung angeboten. Empfehlungen werden auch für Politiker:innenerarbeitet.



ENPOR (Energy Poverty Advisory Hub 2021)

Österreich, Kroatien, Estland, Deutschland, Griechenland, Italien, Niederlande, Belgien, Großbritannien

Sichtbar machen von drohender Energiearmut im privaten Mietsektor.

u.a. mit dem Tool ENPOR Split (Institute for European Energy and Climate Policy 2024) welches Kosten und Nutzen von Energieeffizienzmaßnahmen sowohl Mieter als auch Vermieter zuordnet.



Spanien

Beratung und Unterstützung (RedCross EU 2023)

Ziel: Energiebildung

Das **Spanische Rote Kreuz** hilft Menschen, ihre Stromrechnung zu verstehen, bietet individuelle Beratung zur Energieeffizienz. Es schult Einzelpersonen und Familien und führt Energiesanierungen durch. Einige dieser Maßnahmen zielen darauf ab, die Energiekosten für Familien zu senken, beispielsweise die Beantragung eines Sozialgutscheins, der den Strompreis senkt, während andere darauf abzielen, den Verbrauch zu senken, beispielsweise die Verteilung energieeffizienter Materialien.

8. Verbraucherschutz

Erkenntnisse

Erkenntnisse

- Energiearmut ist ein multidimensionales Problem
- Zahlreiche Maßnahmen sowohl in der EU als auch in AT
- Versuche den Zugang innerhalb der EU zu vereinheitlichen gelingt nur schwer
- EU-Ebene: Energiearmut ist Teil zahlreicher Pakete
- AT-Ebene: Im Zuge der „Energiepakete“ der EU wird versucht Maßnahmen zur Bekämpfung der Energiearmut umzusetzen
- Kein Konsens in Europa, was Energiearmut ist und wie man sie messen kann

Auch von Seiten der EU wird ein System zur Bekämpfung von Energiearmut ressortübergreifende und vertikale Zusammenarbeit empfohlen. Verwaltungen, Sozialpartner, Vertreter von Energie- und Sozialpolitik müssen gemeinsam zu einer Entscheidungsfindung beitragen (Europäische Kommission 2023)

EU Plan für 2025:

Aktionsplan für leistbare Energie (Eurelectric poweringPeople 2024)

Themenschwerpunkte

- Reduzierung der Systemkosten
- Flexibilität steigern
- Faire Besteuerung

Negativ AT:

- Intransparenz
- Föderalismus
- Förderdschungel
- Kein niederschwelliger Zugang zu dem Thema
- Mangel an KONKRETEN Maßnahmen

Positiv AT:

- Energiearmutsdefinitionsgesetz (Entwurfstatus)
- Elektrizitätswirtschaftsgesetz (Entwurfstatus)
- Einführung der Koordinationsstelle zur Bekämpfung von Energiearmut
- Energiegemeinschaft Österreich: Kooperation Caritas

Besondere Herausforderung aktuell: Das neue - sehr schwammige - REGIERUNGSPROGRAMM „Jetzt das Richtige tun. Für Österreich“

Geplante Maßnahmen laut dem Regierungsprogramm (WKO 2025)

- leistbare Energiepreise - planbar und wettbewerbsfähig
 - Grundversorgung, Ersatzversorgung
 - Sozialtarif für einen Energiegrundbedarf für besonders von Energiearmut betroffene Haushalte
 - Überarbeitung der Merit-Order (auf europäischer Ebene)
 - Neuregelungen in den Bereichen Wettbewerbsstärkung, Abgaben, Netztarife sowie Netzverlustentgelte
- Stärkung der Möglichkeit für Haushalte und Unternehmen sich an der Energietransformation zu beteiligen
- Energiegemeinschaften für leistbare und wettbewerbsfähige Preise nutzen
- Energiegemeinschaften für energiearme Haushalte
- Gezielte Maßnahmen zur Unterstützung von Haushalten, Unternehmen und energieintensiven Industrien
- Wiedereinführung der MwSt. für PV Anlagen
- Verfahrensbeschleunigung - EABG: Beschleunigung der Energiewende
- Erhöhung der Transparenz (Option auf monatliche Energieverbrauchsinformation - und abrechnung, Vereinfachung der Energierechnungen, Hinweis auf aktuelle Grund- und Arbeitspreise)
- Stärkung Energieeffizienz und Senkung der Kosten (Hebung von Energieeffizienzpotentialen, Evaluierung bestehender Beratungen)
- Bereitstellung adäquater Energieberatungsangebote
- Leistbare Energienetze
- Maßnahmen zu Netzkostensenkung
- Entwicklung eines „Energie - Krisenmechanismus“
- Erneuerbaren Ausbau vorantreiben - günstige Energie „Made in Austria“

8. Verbraucherschutz

Mögliche Wunschszenarien

Vorschlag: Recht auf vereinfachte Stromrechnung

Auf Antrag können Kund:innen eine vereinfachte Stromrechnung beantragen (zusätzlich zu jener mit allen gesetzlich notwendigen Informationen). Verpflichtung der Energielieferanten durch den Regulator. Ähnlicher Vorschlag im Regierungsprogramm enthalten (WKO 2025).

Vorschlag: Mehr solidarische Energiegemeinschaften in AT

Energiegemeinschaften sollen unter vermehrt solidarischen Aspekten gegründet werden. Hier könnte eine eigene Förderung eingerichtet werden unter dem Motto: Wenn 5% deiner Mitglieder in der Energiegemeinschaft von Energiearmut gefährdet sind, dann bekommst du eine EXTRA Förderung. Zusätzlich sollen die Mitglieder der Energiegemeinschaft für das vulnerable Mitglied die Energie zum Teil „mitfinanzieren“.

Es handelt sich hierbei um eine Erweiterung der Empfehlung aus der Empfehlung der Kommission zum Thema Energiearmut, die bereits das System für den kollektiven Energieverbrauch vorgeschlagen hat (Europäische Kommission 2020).

Ähnlicher Vorschlag im Regierungsprogramm enthalten (WKO 2025).

Vorschlag: Landlord-Tenant-Dilemma reduzieren

Hierzu benötigt es gesetzliche Regularien, die Eigentümer von Mietobjekten zur Steigerung der Energieeffizienz der Gebäude bzw. zur Optimierung des Energieverbrauchs verpflichten. Förderungen allein werden hierfür nicht ausreichen. Vorstellbar: Ähnlich der Energieeffizienzklasse für elektronische Geräte, eine „Plakette“ für Mietobjekte und eine Vorgabe für einen „Mindeststandard“ (Global 2000 2024), der notwendig ist, um ein Objekt vermieten zu dürfen.

Problem: ausschließlich durch den Gesetzgeber regelbar

Vorschlag: Einführung einer Energiegrundsicherung bzw. progressiver

Preismodelle

Energie-Grundsicherung bedeutet, dass jeder Haushalt einen Grundbedarf an Energie für Strom, Warmwasser und Heizung kostenlos oder sehr günstig zur Verfügung gestellt bekommt. Und zwar so viel, wie wir als gesellschaftlich notwendig und angemessen definieren.

Aller Energieverbrauch über diesem Grundbedarf wird wesentlich teurer, der Preis steigt progressiv stark an. Je mehr man verbraucht, desto teurer wird es. Exzessiver Energieverbrauch wird unbezahlbar. Diese Energietarife sind sozial gerecht und klimagerecht. Sie dienen dazu unnötigen Energieverbrauch zu senken und sorgen auch für eine Kostenentlastung beim notwendigen Grundbedarf. Hier sind sowohl Tarife mit einem Zonentarif zu betrachten oder jene mit einer Sockelmenge. Das kann nur funktionieren, wenn dies alle Energielieferanten umsetzen.

Gefahr: verringerter Preiswettbewerb am Markt

Vorschlag: Verpflichtende Weiterbildung von Sozialhelfer:innen zur Energieberater:innen

Ein gewisser Prozentsatz an Sozialhelfer:innen oder Mitarbeiter:innen in caritativen Einrichtungen (auch in der Sachwalterschaft) müssen verpflichtend eine Schulung zum Energieeffizienzberater absolvieren.

Vorschlag: Nutzung der „Verteilungswirkungen“ der Energiewende

Die Verteilungswirkungen der Klimawende müssen sozialpolitisch ausbalanciert werden. Auf der einen Seite wäre das dadurch möglich, dass die Belastungen der Energiewende/des Klimaschutzes gerecht verteilt werden (nach dem Verursacherprinzip) und auf der anderen Seite durch gezielte Förderungen.

Neben kurzfristigen, direkten Einkommensunterstützungen ist es notwendig zielgerichtete Förderprogramme mit einer sozialen Ausgestaltung zu entwickeln, um Verteilungungerechtigkeiten zu verhindern. Beispiele: Stromsteuerreform, Förderung dezentraler Energieversorgung (Bürgerenergie- und Mieterstrommodelle) etc.

Quellen Kapitel 8

- Aghaie, H., Schnur, M. (2024). Kapazitätsmechanismen als Enabler der Versorgungssicherheit. <https://positionen.wienenergie.at/blog/eu-kapazitaetsmechanismen-fuer-versorgungssicherheit/> (abgerufen am 20.11.2024).
- Assemblea Ciutadana pel Clima(2024). <https://www.barcelona.cat/barcelona-pel-clima/ca/la-ciutadania-respon/assemblea-ciutadana-pel-clima> (abgerufen am 20.11.2024).
- Berger, C., Matzinger, S.(2020). Energiearmut-Frauen sind besonders betroffen aber unsichtbar, <https://www.gender-blog.de/beitrag/energie-armut-frauen/show> (abgerufen am 20.11.2024).
- BMSGPK (2021): Soziale Folgen des Klimawandels in Österreich. [online]. Bundesministerium für Soziales, Gesundheit, Pflege und Konsumentenschutz. <https://www.sozialministerium.at/Services/Studien.html> (abgerufen am 20.11.2024).
- Böttger, D., Becker, H., Dreher, A., Ganai, H., Gaiger, D., Gerhardt, N., Harms, Y., Pape, C., Pfennig, M., Schmitz, R., Schön, A., Stock, S., Ulfers, J. (2021). Neues Strommarktdesign, https://klimaneutrales-stromsystem.de/pdf/Strommarktdesignstudie_BEE_final_Stand_14_12_2021.pdf (abgerufen am 20.11.2024).
- EEEffG: Bundesgesetz über die Verbesserung der Energieeffizienz bei Haushalten, Unternehmen und dem Bund sowie Energieverbrauchserfassung und Monitoring (Bundes-Energieeffizienzgesetz), Fassung vom 16.09.2024.
- ElWOG: Bundesgesetz, mit dem die Organisation auf dem Gebiet der Elektrizitätswirtschaft neu geregelt wird (Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010), Fassung vom 16.09.2024.
- EAG: Bundesgesetz über den Ausbau von Energie aus erneuerbaren Quellen (Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz), Fassung vom 16.09.2024.
- BMWK(2024). Strommarktdesign der Zukunft. Optionen für ein sicheres, bezahlbares und nachhaltiges Stromsystem, <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/20240801-strommarktdesign-der-zukunft.html> (abgerufen am 20.11.2024).
- BMF(2022). Maßnahmen zur Abfederung der hohen Enrgiekosten, <https://www.bmf.gv.at/public/informationen/energiekosten-abfederung.html> (abgerufen am 20.11.2024).
- BMWK(2024). Strommarktdesign der Zukunft. Optionen für ein sicheres, bezahlbares und nachhaltiges Stromsystem, <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/20240801-strommarktdesign-der-zukunft.html> (abgerufen am 20.11.2024).
- Enercoop(2024). <https://www.enercoop.fr/> (abgerufen am 20.11.2024).
- Energy Cities (2022). WELLBASED. Existing energy poverty and related health problems: European pilot take action. <https://energy-cities.eu/project/wellbased/> (abgerufen am 20.11.2024).

Quellen Kapitel 8

- Energy Poverty Advisory Hub (2021): Bekämpfung der Energiearmut durch lokale Initiativen – Inspirierende Beispiele aus ganz Europa, <https://energy-poverty.ec.europa.eu/observatory/publications/epah-report-tackling-energy-poverty-through-local-actions-inspiring-cases> (abgerufen am 28.06.2024).
- Energy Poverty Advisory Hub (2024): Energy Poverty Advisory Hub Handbook 3: A Guide to Implementing Energy Poverty Mitigation Actions, <https://energy-poverty.ec.europa.eu/observatory/publications/energy-poverty-advisory-hub-epah-handbook-3-guide-implementing-energy> (abgerufen am 20.11.2024).
- Eurelectric powering People (Hrsg.) (2024). Ensuring affordable energy in Europe. Eurelectric's views on the upcoming EU Plan for Affordable Energy for Households and Business, <https://www.eurelectric.org/publications/eurelectric-views-on-the-upcoming-eu-plan-for-affordable-energy-for-households-and-businesses/> (abgerufen am 16.12.2024).
- European Commission (2019). Clean energy for all Europeans [online]. Directorate-General for Energy. Publications Office of the European Union, <https://data.europa.eu/doi/10.2833/9937> (abgerufen am 28.06.2024).
- Europäische Kommission (2020). Empfehlung (EU) 2020/1563 der Kommission vom 14. Oktober 2020 zu Energiearmut, [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=OJ:L_202302407#:~:text=\(6\)%20Die%20Empfehlung%20\(EU,von%20von%20Energiearmut%20betroffenen%20Haus halten](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=OJ:L_202302407#:~:text=(6)%20Die%20Empfehlung%20(EU,von%20von%20Energiearmut%20betroffenen%20Haus halten) (abgerufen am 20.11.2024).
- Europäische Kommission (2023). EMPFEHLUNG (EU) 2023/2407 DER KOMMISSION vom 20. Oktober 2023 zu Energiearmut, https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=OJ:L_202302407 (abgerufen am 20.11.2024).
- Europäische Kommission (2022): Mitteilung RePowerEU-Plan, COM(2022) 230 final vom 18.05.2022, https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:fc930f14-d7ae-11ec-a95f-01aa75ed71a1.0002.02/DOC_1&format=PDF (abgerufen am 16.12.2024).
- Europäisches Parlament (2017): Interinstitutionelle Proklamation zur europäischen Säule sozialer Rechte, [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32017C1213\(01\)](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32017C1213(01)) (abgerufen am 28.06.2024).
- Europäischer Rat, Rat der Europäischen Union (2024): Strommarktreform, <https://www.consilium.europa.eu/de/policies/electricity-market-reform/> (abgerufen am 20.11.2024).
- EU (2021): Verordnung (EU) 2021/1119 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 30. Juni 2021 zur Schaffung des Rahmens für die Verwirklichung der Klimaneutralität und zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 401/2009 und (EU) 2018/1999 („Europäisches Klimagesetz“), 30.06.2021, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32021R1119> (abgerufen am 28.06.2024).

Quellen Kapitel 8

- EU(2021).Verordnung (EU) 2021/1119 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 30. Juni 2021 zur Schaffung des Rahmens für die Verwirklichung der Klimaneutralität und zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 401/2009 und (EU) 2018/1999 („Europäisches Klimagesetz<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32021R1119> (abgerufen am 28.06.2024)
- EU(2024a).Verordnung (EU) 2024/1747 zur Änderung der Verordnung (EU) 2019/942 und (EU) 2019/943 in Bezug auf die Verbesserung des Elektrizitätsmarktdesigns in der Union, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/ALL/?uri=CELEX:32024R1747> (abgerufen am 28.06.2024).
- EU(2024b). Richtlinie (EU) 2024/1711 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2024 zur Änderung der Richtlinien (EU) 2018/2001 und (EU) 2019/944 in Bezug auf die Verbesserung des Elektrizitätsmarktdesigns in der Union, https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=OJ:L_202401711 (abgerufen am 28.06.2024).
- Frank, D., Schmid, E., Bauknecht, D., Epp, J., Lehmann, P., Reutter, F., Scheidler, V., Vogel, M., Wingenbach, M., (2022). Zielkonflikte im energiepolitischen Zielviereck: Die dezentrale Energiewende zwischen Gerechtigkeit, Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Umweltschutz, <https://www.germanwatch.org/sites/default/files/DEZ-Zielkonflikte-2022-Diskussionspapier.pdf>(abgerufen am 06.12.2024).
- Global 2000 (2023). Unser Recht auf saubere und leistbare Wärme. Hintergrund – Energiearmut in Österreich, <https://www.global2000.at/sites/global/files/global2000-briefing-energiearmut.pdf> (abgerufen am 06.12.2024).
- Heise, R. (2022). Energiewende vs. Energiearmut. Warum wir jetzt eine sozial-ökologische Energiewende brauchen, <https://www.robinwood.de/blog/energiewende-vs-energiearmut> (abgerufen am 20.11.2024).
- KEA(2024). <https://kea.gv.at/> (abgerufen am 06.12.2024).
- Kepplinger, R. (2023a). Neues Strommarktdesign: Etappenziel erreicht, <https://www.wko.at/oe/umwelt/oeko-plus-04-23-2012-28-29.pdf> (abgerufen am 06.12.2024).
- Kobras, V., Höppler, R. (2024). Kälte in der Stadt. Innovative Ansätze im Umgang mit Energiearmut. Nachlese zum offenen Netzwerktreffen im Dezember 2022, <https://doi.org/10.34726/7479>, (abgerufen am 20.11.2024).
- Matzinger, S.; Heitzmann, K.; Dawid, E. (2018). Studie zur Eruiierung einer Definition von Energiearmut in Österreich aus Sicht der sozialwirtschaftlichen und energiewirtschaftlichen Praxis, <https://www.wu.ac.at/ineq/forschung/projekte/archiv/energiearmut> (abgerufen am 28.06.2024).
- Oesterreichs Energie (2023a). Positionspapier zur Reform des Strommarktdesign. Bewertung des Vorschlags zum Energiemarktdesign (EMD) der EU-Kommission aus Sicht von Oesterreichs Energie, <https://oesterreichsenergie.at/publikationen/ueberblick/detailseite/positionspapier-zur-reform-des-strommarktdesigns> (abgerufen am 20.11.2024).

Quellen Kapitel 8

- Oesterreichs Energie (2023b). Maßnahmen zur Abfederung von Energiearmut, <https://oesterreichsenergie.at/publikationen/ueberblick/detailseite/massnahmen-zur-abfederung-von-energiearmut>(abgerufen am 25.11.2024).
- Oesterreichisches Parlament (2024): Ministerialentwurf betreffend Bundesgesetz, mit dem ein Bundesgesetz zur Regelung der Elektrizitätswirtschaft (Elektrizitätswirtschaftsgesetz – ElWG) und ein Bundesgesetz zur Definition des Begriffs der Energiearmut für die statistische Erfassung und für die Bestimmung von Zielgruppen für Unterstützungsmaßnahmen (Energiearmuts-Definitions-Gesetz – EnDG) erlassen werden sowie das Energie-Control-Gesetz geändert wird, 310/ME XXXVII. GP. <https://www.parlament.gv.at/gegenstand/XXVII/ME/310> (abgerufen am 20.11.2024).
- Rat der Europäischen Union (2023). Fit für 55, <https://www.consilium.europa.eu/de/policies/fit-for-55/> (abgerufen an 20.11.2024).
- RedCross EU (2023). Fighting against energy poverty and climate change, <https://redcross.eu/projects/fighting-against-energy-poverty-and-climate-change> (abgerufen am 25.11.2024).
- Schumacher, K., Cludius, J. (2020). Strategien und Maßnahmen zur Bekämpfung der Energiearmut in Deutschland, https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/roadmap-2045-ag-systemfragen-strategien-und-ma%C3%9Fnahmen-zur-bekaempfung-der-energiearmut-in-deutschland.pdf?__blob=publicationFile&v=6 (abgerufen am 16.09.2024).
- Seebauer, S., Tedeschini, F., Horváth, I., Lampl, C., Schmidt, A. (2024). European Green Deal und der Wohnsektor in Österreich. Gesundheits- und sozialpolitische Chancen. Policy Brief. <https://jasmin.goeg.at/id/eprint/3882/> (abgerufen am 25.11.2024).
- SlimeProgramm (2024). <https://www.lesslime.fr/> (abgerufen am 06.12.2024).
- Strünck, C. (2017). Energiearmut bekämpfen – Instrumente, Maßnahmen und Erfolge in Europa, <https://library.fes.de/pdf-files/wiso/13273-20170403.pdf> (abgerufen am 28.06.2024).
- Wecf (2024). <https://www.wecf.org/de/empowermed-energiearmut-im-mittelmeerraum-bekampfen/>, (abgerufen am 06.12.2024).
- Wegscheider-Pichler, A.; Lamei, N.; Kowarik, A. (2022). Dimensionen der Energiearmut in Österreich. Hohe Energiekosten bzw. Nicht-Leistbarkeit von Energie für Wohnen, https://www.statistik.at/fileadmin/publications/Dimensionen-der-Energiearmut-2020-2021_barrierefrei.pdf (abgerufen am 28.06.2024).
- WKO (2025). Jetzt das Richtige tun. Für Österreich, <https://www.wko.at/oe/handel/regierungsprogramm.pdf>, (abgerufen am 13.03.2025)
- ZHAW Soziale Arbeit (2019). Zusammenhang zwischen Einkommens- und Energiearmut sowie die Folgen energetischer Sanierungen für vulnerable Gruppen, <https://www.bwo.admin.ch/bwo/de/home/wie-wir-wohnen/studien-und-publikationen/energiearmut.html> (abgerufen am 28.06.2024).

9. Zielmatrix

Diskussion zur Zielmatrix

Im Rahmen dieser Abschlussarbeit wurden verschiedene Inhalte der Novelle der EU zum EMD in Österreich analysiert und aus verschiedenen Gesichtspunkten erläutert. Da nicht auf alle Fragestellungen/Diskussionpunkte eingegangen werden konnte, wurde der Fokus auf ausgewählte wesentliche Fragestellungen gelegt. Die Antworten bzw. relevanten Ergebnisse zu diesen Fragen wurden in eine Zielmatrix aufgenommen (siehe nachfolgende Seiten). Wie in der “Ausgangsmatrix - Fokus: bearbeitete Fragestellungen” auf Seite 15. bereits ersichtlich wurde, ist es in den meisten Fällen – wenig überraschend - zunächst der Gesetzgeber bzw. die Regulierungsbehörde, die in der nationalen Umsetzung der Reform als erstes tätig werden müssen bzw. tätig werden könnten, wenn es um die Möglichkeit einer nationalen Ausgestaltung geht.

Relevante Ergebnisse dieser Arbeit - wie auf den folgenden Seiten zur Zielmatrix nochmals zusammengefasst – für die verschiedenen Schwerpunkte sind:

- **Contracts for Difference (CfDs):** Differenzverträge (Contracts for Difference, CFDs) bieten eine Möglichkeit, Investitionsrisiken für erneuerbare Energien zu reduzieren und damit den Ausbau zu fördern. Dabei sind jedoch mehrere Aspekte zu berücksichtigen: Erstens sollten CFDs so gestaltet werden, dass sie keine Marktverzerrungen hinsichtlich Dispatch- und Standortentscheidungen hervorrufen. Zweitens kann durch eine gezielte Variation von Referenzvolumen, -preis und weiteren Elementen sichergestellt werden, dass Standortanreize den energieraumplanerischen Anforderungen entsprechen (z. B. Nutzung bestehender Netzanschlusskapazitäten, Doppelnutzung von Flächen, Vermeidung von Bodenversiegelung). Drittens erfordert eine effiziente Integration von CFDs in das Marktdesign langfristige Investitionssicherheit bei gleichzeitigem Erhalt marktlicher Preissignale. Schließlich ist auch die Frage der Finanzierung und deren Auswirkungen auf Endverbraucherpreise sowie die Interaktion mit anderen Fördermechanismen zu berücksichtigen.
- **Kapazitätsmechanismen:** Wie im Beitrag ausgeführt, benötigt eine mögliche Einführung eines Kapazitätsmechanismus Zeit bzw. müssen gewisse Abläufe eingehalten werden. Um auf nationaler Ebene zu erheben, ob ein Kapazitätsmechanismus für Österreich überhaupt relevant sein und in der Folge eingeführt werden könnte, muss in einem ersten Schritt eine gesetzliche Grundlage geschaffen werden (Aufnahme in z.B. ein EIWG). Auf Basis dieser Grundlage sind viele Fragestellungen zu bearbeiten (nationales Assessment durch TSO, Definition von Versorgungssicherheitsstandards, sowie bei Identifikation eines Versorgungssicherheitsproblems in Österreich (also auf nationaler Ebene) eine mögliche Ausgestaltung eines KMs (wesentliche Faktoren hier: technologieneutral, marktbasiert, Definition von De-Rating-Faktoren). Weiters sollte das Assessment auf einen Zeitraum >10 Jahre ausgeweitet werden, da Kraftwerksplanung in der Praxis viel längerfristiger passiert. Zudem sollten Entwicklungen in den Nachbarländern, insb. in Deutschland, gemonitored werden, da eine mögliche Einführung eines KM in z.B. Deutschland Auswirkungen auf den österreichischen Markt haben könnte.

9. Zielmatrix

- **Terminmärkte:** Die langfristige Beschaffung von Energie kann einerseits Vorteile für die Endkund:innen haben, da eine gewisse Preisstabilität damit einher geht. Auf der anderen Seite können auch Investor:innen profitieren, da sie ihre Erträge für einen längeren Zeithorizont absichern können. Abgesehen von Deutschland und Ungarn weisen die Terminmärkte der meisten europäischen Länder eine niedrige Liquidität auf, was die Frage aufwirft: Gibt es tatsächlich nur eine sehr geringe Nachfrage oder ist es ein Henne-Ei-Problem? Der Einsatz von Market Makern könnte das Volumen dieser Märkte erhöhen und zeigen, ob tatsächlich mehr Bedarf nach Terminmärkten vorhanden ist. Weiters könnten die Standardisierung von Handelsprodukten und die Überarbeitung von Collateral Anforderungen dazu beitragen, die Attraktivität von Terminmärkten zu erhöhen. Was die langfristigen grenzüberschreitenden Übertragungsrechte betrifft, kann man gespannt sein, ob mit einer Flow Based Kapazitätsberechnung – deren Ergebnisse näher an der physikalischen Realität liegen als die heutigen Vereinbarungen – die Absicherung mittels Proxy-Hedging noch in dem Ausmaß möglich sein wird.
- **Flexibilitäten:** Für die Integration von mehr Flexibilität in das Elektrizitätssystem gilt es einige wesentliche Hindernisse zu überwinden. Einerseits sind Rahmenbedingungen für verteilte Ressourcen zu schaffen. Dies erfordert klare Regelungen, welche Grenzen flexible Ressourcen zu berücksichtigen haben und die Schaffung von Flexibilitätsplattformen bzw. Rahmenbedingungen für Aggregation müssen gesetzlich festgelegt werden, sodass dezentrale Flexibilitätsressourcen gehoben werden können. Ein höherer Digitalisierungsgrad in den Verteilnetzen sowie digitale Schnittstellen für Endkund:innen sind als Basis für die Flexibilisierung des Elektrizitätssystems ebenfalls erforderlich. Zudem ist eine Klärung der Verantwortung hinsichtlich Datenerbringung und verbesserte Zusammenarbeit verschiedener Netzbetreiber notwendig, um flexible Leistungen nutzen zu können. Zuletzt würde eine Reform des Herkunftsnachweissystems zum Abbau von Herausforderungen für Speicheranlagen führen und so die Integration von Flexibilitäten erleichtern.
- **Energy Sharing:** Energiegemeinschaften erfreuen sich schon jetzt in Österreich großer Beliebtheit und können wesentlich zur Akzeptanz von Erneuerbaren Energien beitragen, während sie finanzielle Anreize liefern, den Verbrauch an die dargebotsabhängige Erzeugung anzupassen. Die Gründung einer juristischen Person und weitere bürokratische Erfordernisse stellen bei der Gründung eine Hürde dar, die verringert werden sollte. Eine weitere Verbesserungsoption wäre die Erlaubnis von Peer-to-peer Handel außerhalb von Energiegemeinschaften.
- **Verbraucherschutz:** Das Thema Verbraucherschutz – respektive Energiearmut - ist ein vielseitig beleuchtetes Thema in der EU aber auch in Österreich. Die größte Herausforderung in diesem Zusammenhang ist vor allem die gemeinsame Sichtweise auf das Thema sowie eine einheitliche Definition. Die Vielzahl aber auch die Komplexität von verschiedenen Maßnahmen zur Bekämpfung von Energiearmut erschwert ein einheitliches Handeln für alle Protagonisten. Hier setzt ein einheitliches Strommarktdesign für Europa an, da dieses die Basis dafür bildet, dass Energiearmut flächendeckend, sprich europaweit einheitlich und gezielt bekämpft werden kann. Darüber hinaus würden der aktuelle Gesetzesentwurf zum Energiearmutsdefinitionsgesetz aber auch der Entwurf für das EIWG in Österreich einen wesentlichen Beitrag zur Vereinheitlichung von Maßnahmen – wenigstens in Österreich – leisten, da österreichweite Maßnahmen nicht ohne Vorgaben durch den Gesetzgeber umgesetzt werden können, auch wenn es zahlreiche Vorschläge und Initiativen von der EU gibt.

9. Zielmatrix

Themen	Endkund:innen	Erzeuger (Investor)	Gesetzgeber/Regulierung	Netzbetreiber	Dienstleister
CfDs			- Anreize für spezifische Kriterien (z.B. örtlich, Technologie, Systemdienlichkeit) - Keine Verzerrung von Anreizsignalen für einen effizienten Dispatch und Anreize von systemdienlichem Verhalten		
Kapazitäts-mechanismen			- Grundlage für Entscheidung für die Einführung über gesetzliche Vorgabe für nationales RAA durch TSO schaffen & Betrachtungszeitraum auf > 10 Jahre ausweiten - Definition von De-Rating-Faktoren & Versorgungssicherheitsstandards - Ausgestaltung: technologieneutral, marktbasiert (Entwicklungen DE) - Implementation Plan entwickeln		
Terminmärkte (und Ausgestaltung: Virtual Trading Hubs)			- Einsatz von Market Makern - Überarbeitung von Collateral Anforderungen (Höhe, Erzeuger vs. Trader – Art des Collaterals) - EU/Börse/Acer: Standardisierung von Produkten - Transmission Rights: >1 Jahr im Voraus Produkte kaufen und häufigere Auktionen		

9. Zielmatrix

Themen	Endkund:innen	Erzeuger (Investor)	Gesetzgeber/Regulierung	Netzbetreiber	Dienstleister
Flexibilitäten	Dienstleistung für Endkund:innen		- Klare Vorgaben zur Datenbringung (wer darf was mit welchen Daten und wer bekommt welche Daten, welche Daten müssen erfasst werden?) - Flexibilitätsplattform - Erlaubnis zu steuern / technische Möglichkeit zur Steuerung von Anlagen - Wirksame Preissignale/Anreizsysteme (dynamische Tarife, flexible Netzanschlüsse, Preisreduktion für Steuererlaubnis, - Nutzung von Flexibilität über Zusammenarbeit von Netzbetreibern (auch zw. APG und VNBs) - Reform Herkunftsnachweissystem	- Nutzung der Ressourcen über Zusammenarbeit von Netzbetreibern (auch zw. APG und VNBs) - Energieströme werden sauber erfasst	Digitaler „Übersetzer“ für Endkund:innen (Schnittstelle zwischen allen Marktteilnehmer:innen zwischen Kunden)
Energy Sharing	- Wirtschaftlich / Autarkie / Sicherheit / Partizipation / innovativ vs. Rund-um-sorglos - Ausgewogener (erneuerbarer) Erzeugungsmix (Erzeugungsprofil = Lastprofil)	- Preisstabilität und gesicherte Abnahme, dahingehend Sicherheit für Investoren - Der eine Ansprechpartner (inkl. Reststrom) sein	- Verursachungsgerechtigkeit (reduzierte Netzentgelte für netzdienliche Energiegemeinschaften) - Partizipation - Teilhabe an Energiewende	- Lokales Erzeugungsprofil = Lastprofil – reduzierte Netzauslastung - Bereitstellung von Systemdienstleistung	- Abrechnungsdienstleistung wirtschaftlich betreiben - Energieverbrauch optimieren - Leistung aggregieren
Verbraucherschutz	- Reduktion „landlord tenant Dilemma“ über gesetzliche Vorgaben - Solidarische Energiegemeinschaften - Recht auf Stromrechnung in einfacher Sprache		- Verpflichtende Weiterbildung von Sozialarbeiter:innen zu Energieberater:innen - Einführung Energiegrundsicherung - progressive Preismodelle - Nutzung der Verteilungswirkung der Energiewende; zielgerichtete Förderungen mit sozialer Ausgestaltung		

ÜBER DEN WORLD ENERGY COUNCIL AUSTRIA



Die **Energiesysteme** sind **weltweit in Bewegung**. Mehr als eine Milliarde Menschen haben keinen Zugang zu leitungsgebundener Energie. In den aufstrebenden großen Volkswirtschaften kann die Armutsschwelle nur mit einem Mehr an Energie übersprungen werden. Andererseits bedingt die international gewünschte **Reduktion des CO₂-Ausstoßes** einen Systemwechsel. Die europäische Energieszene wird dominiert durch die Formen und die Auswirkungen der Energiewende.

Seit **mehr als 100 Jahren** steht der **World Energy Council**, mit dem Sitz in London, an der vordersten Front der Energiediskussion und versteht sich als **weltweite Denkfabrik** und Aktionsfeld, um Energie für alle sicher zu stellen. Der World Energy Council ist eine **UNO akkreditierte Organisation** und umfasst mehr als 3.000 öffentliche und private Organisationen in **annähernd 80 Staaten**.

Alle großen **internationalen Player** auf dem Sektor der Energiewirtschaft und – politik sind Teil des Weltenergiesystems. Wissenschaftliche **Studien und Prognosen** bieten den Akteuren in Politik, Wirtschaft und Wissenschaft die Informationen für zukunftsorientierte Entscheidungen. Im Vordergrund stehen die Interessen der Menschen und der Wirtschaft unseres Landes für eine **nachhaltige, effiziente und leistbare Energie**.

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.

ÜBER DEN WORLD ENERGY COUNCIL AUSTRIA



Der **Nutzen für Mitglieder** liegt vor allem in folgenden Dienstleistungen des Weltenergierat 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, Brahmsplatz 3

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

Druck: Eigenvervielfältigung

© Copyright 2024 by WEC Austria