

Leistung für morgen – Versorgungssicherheit im dekarbonisierten Stromsystem

Über den Zusammenhang von Kapazitätsmärkten und Dekarbonisierung

Ergebnisbericht Begleitstudie

Verfasst von: Christian Furtwängler, Karina Knaus,
Raphael Orthen, Lukas Zwieb,
alle Österreichische Energieagentur

Beauftragt von: Wien Energie GmbH,
Verbund Energy4Business GmbH

Ort, Datum: Wien, 30.04.2025

Impressum

Herausgeberin: Österreichische Energieagentur – Austrian Energy Agency, FB 413091

Mariahilfer Straße 136, 1150 Wien

Telefon: +43 1 586 15 24, office@energyagency.at, energyagency.at

Für den Inhalt verantwortlich: DI Franz Angerer | Gesamtleitung: Christian Furtwängler, M.Sc.

Herstellerin: Österreichische Energieagentur – Austrian Energy Agency | Verlagsort und Herstellungsort: Wien

Nachdruck nur auszugsweise und mit genauer Quellenangabe gestattet.

Die Österreichische Energieagentur GmbH hat die Inhalte der vorliegenden Publikation mit größter Sorgfalt recherchiert und dokumentiert. Für die Richtigkeit, Vollständigkeit und Aktualität der Inhalte können wir jedoch keine Gewähr übernehmen.

Inhaltsverzeichnis

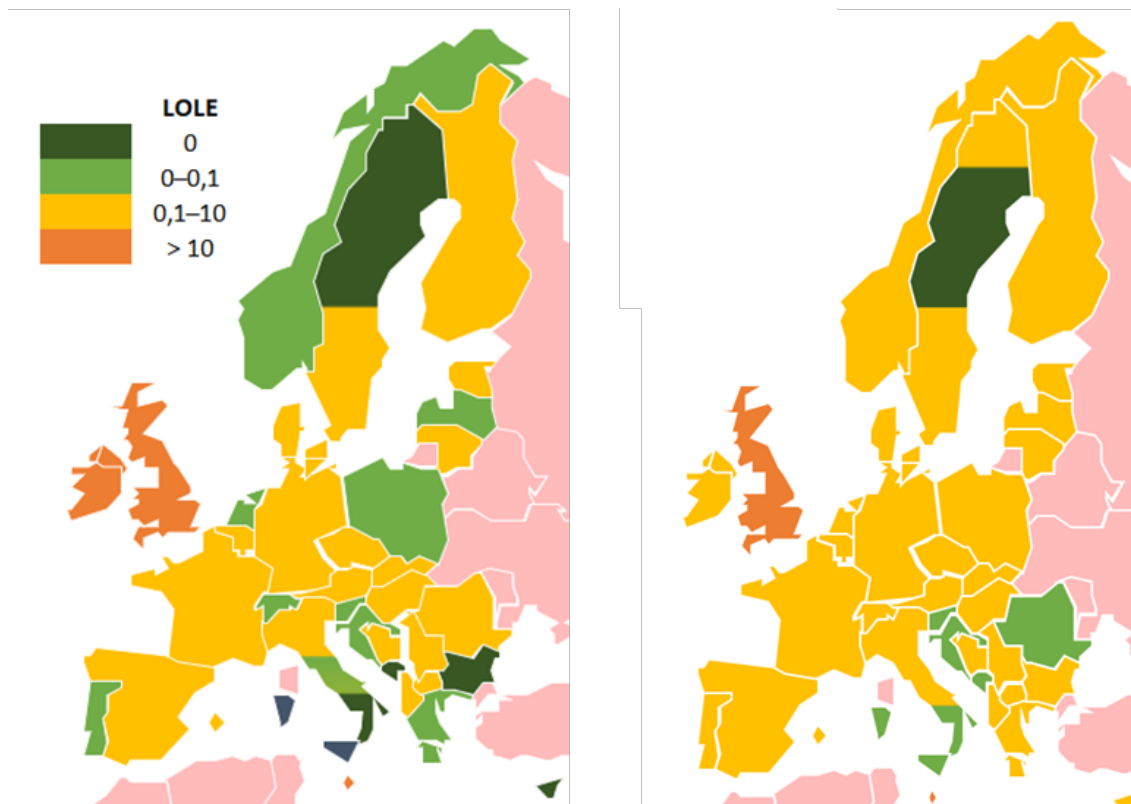
1	Einleitung.....	5
2	Technologische Anforderungen an ein dekarbonisiertes Energiesystem	8
2.1	Eigenschaften eines Energiesystems mit hohem Anteil erneuerbarer Energien	8
2.2	Dimensionen der Ressourcenangemessenheit (Adequacy)	10
2.2.1	Peak Adequacy	10
2.2.2	Flex Adequacy.....	11
2.2.3	Fuel Adequacy	12
2.2.4	Sonstige Anforderungen.....	12
2.3	Bewertung der Eignung von Erzeugungs- und Speichertechnologien.....	13
2.3.1	Betrachtete Technologien	13
2.3.2	Bewertungsdimensionen.....	15
2.3.3	Resultierende Technologiematrix.....	17
3	Techno-ökonomische Parameter für Kapazitätsmechanismen.....	20
3.1	Vorgaben durch den Rechtsrahmen der Europäischen Union	20
3.2	Wichtige Stellschrauben für Kapazitätsprodukte und -auktionen.....	21
3.2.1	Präqualifikation	22
3.2.2	Auktion	22
3.2.3	Lieferung.....	23
3.3	Fokus: Derating als Steuerungsmethodik.....	23
3.3.1	Grundlegende Funktionsweise von Derating-Mechanismen	23
3.3.2	Gängige Ansätze zur Bestimmung von Derating-Faktoren.....	24
3.3.3	Implikationen von Derating-Faktoren für Auktionsergebnisse	26
3.3.4	Zusammenfassung: Effekte von Derating-Mechanismen.....	28
3.4	Dos and Don'ts für einen Kapazitätsmechanismus in einem dekarbonisierten Strommarkt.....	28
3.4.1	Do: Betonung der Schnittmengen aus Dekarbonisierung und Versorgungssicherheit	28
3.4.2	Do: Einnahme einer langfristigen Perspektive	29
3.4.3	Don't: Keine technologiespezifischen Beschränkungen jenseits von Emissionsregeln	29
3.4.4	Don't: Vermeidung praxisferner Lösungen	30
3.4.5	Don't: Vermeidung eines Tunnelblicks auf Kapazitätsmechanismen.....	30
4	Zusammenfassung.....	31
	Literatur	33
	Abbildungsverzeichnis	35

1 Einleitung

Die letzten Jahre seit 2020 haben, zunächst ausgelöst durch die Covid-19-Pandemie und später durch die Energiepreiskrise, viele Gewissheiten über den Strommarkt und das Stromsystem infrage gestellt.

Zu diesen Gewissheiten gehören insbesondere die hohe Versorgungssicherheit im Strombereich, gepaart mit günstigen Strompreisen. Auch mehr als 20 Jahre nach der Liberalisierung des Strommarkts schneidet Österreich in Versorgungssicherheitsmetriken im Vergleich zu seinen europäischen Nachbarn gut ab, wie aus Abbildung 1 ersichtlich ist. So wird für das Jahr 2025 in Szenario A des European Resource Adequacy Assessment (ERAA) (ENTSO-E, 2024a) ein erwarteter Lastverlust von 0,3 h und im Jahr 2033 ein Wert von 1,6 h pro Jahr prognostiziert. Das stellt im europäischen Vergleich einen niedrigen Wert dar und impliziert eine hohe Versorgungssicherheit.

Abbildung 1: Erwarteter Lastverlust (LOLE) in Stunden pro Jahr für europäische Marktgebiete im Jahr 2025 und 2033

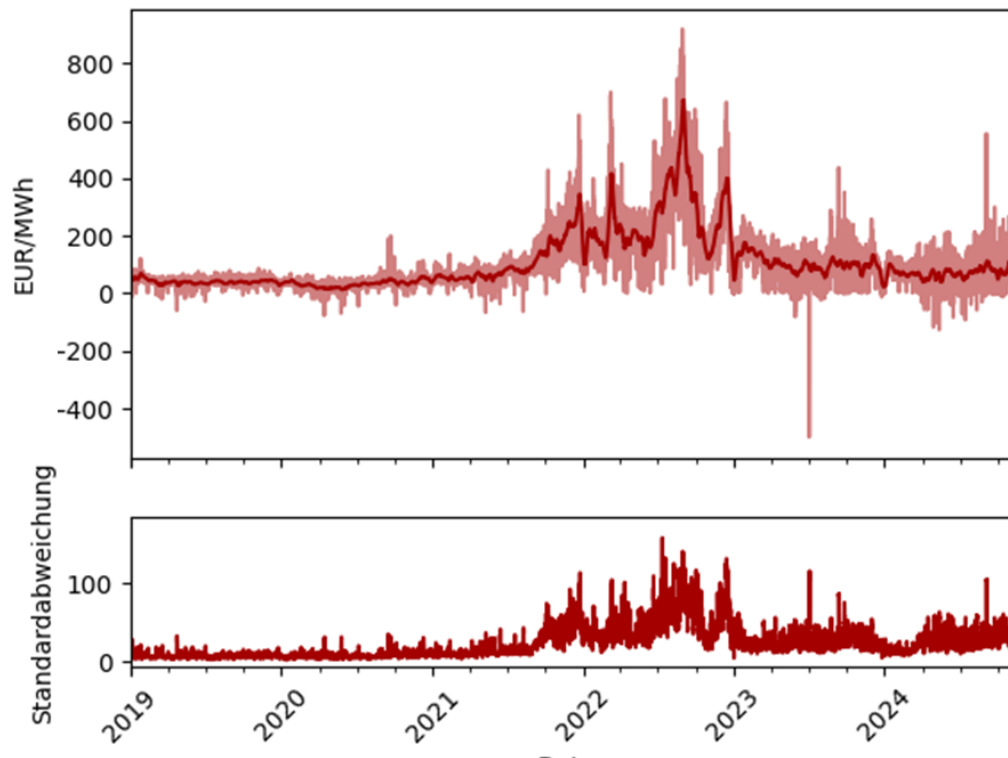


Quelle: eigene Darstellung anhand Szenario A ERAA (ENTSO-E, 2024a)

Die Preise im Stromgroßhandel sind hingegen im Zuge der Energiekrise und nachhaltig höherer Brennstoffpreise zunächst im Verlauf des Jahres 2022 deutlich gestiegen und liegen trotz einer Senkung ab 2023 immer noch deutlich über dem Vorkrisenniveau. Dabei wurde während der Krise ein Teil der erzielten Gewinne durch eine Deckelung der Erlöse von Stromerzeugern bei 140 €/MWh beziehungsweise 180 €/MWh als „Energiekrisenbeitrag-Strom“ abgeschöpft (Nationalrat, 2022). Die Streuung der Preise, wie sie in Abbildung 2 in Form einer rollierenden Standardabweichung (über einen Horizont der vorangegangenen 30 Stunden) abgebildet ist, ist im Vergleich zur Vorkrisenzeit signifikant erhöht, da seit 2024 die Rolle negativer Preise

größer geworden ist, sich aber auch positive Preisspitzen in Einzelstunden häufen. So lag die Anzahl von Stunden mit negativen Strompreisen im Großhandel im Jahr 2024 bis Ende November bei 296, die Anzahl von Stunden mit einem Preis von über 300 €/MWh immerhin bei 22. Die Erhöhung des durchschnittlichen Preisniveaus sowie dessen Varianz kann als Signal interpretiert werden, dass weitere flexible Kapazitäten in Form neuer Kraftwerke und Speicher auf dem Markt benötigt werden, ihn jedoch bislang noch nicht erreichen. Da im europäischen Ausland Grundlastkapazitäten den Markt verlassen (etwa durch Kohle- und Nuklearausstieg) und beispielweise in Deutschland auf Basis der Analysen im Rahmen der Plattform Klimaneutrales Stromsystem (PKNS)¹ ein Bedarf an zusätzlichen steuerbaren Kapazitäten abgeleitet wurde, erwarten einige Akteur:innen auch in Österreich, dass schon heute zusätzliche Anreize zur Investition in flexible Erzeugung sinnvoll wären. Eine Möglichkeit, diese Anreize zu setzen, bieten Kapazitätsmechanismen, zum Beispiel in Gestalt von Kapazitätsmärkten. Dabei soll die angestrebte Dekarbonisierung des Energiesystems weiter vorangetrieben werden. In Deutschland wird mittlerweile die Einführung eines kombinierten Kapazitätsmarktes eingehender diskutiert (consentec, r2b energy consulting, Öko-Institut e.V., 2024).

Abbildung 2: Strompreisentwicklung der österreichischen Gebotszone seit 2019



Quelle: EEX (über ENTSO-E, 2024b)

Diese Studie hat die Zielsetzung, technologische Anforderungen an ein dekarbonisiertes Energiesystem zu eruieren und Schlussfolgerungen hinsichtlich der techno-ökonomischen Parameter eines möglichen Kapazitätsmechanismus zu ziehen. Es handelt sich um eine Begleitstudie, die eine Hauptstudie des Fraunhofer-Instituts für System- und Innovationsforschung (ISI) zur Wahl eines geeigneten Kapazitätsmechanismus sowie eine weitere Begleitstudie zu den zu erfüllenden Wirtschaftlichkeitsanforderungen eines solchen Systems komplementiert.

¹ Links zu den Materialien der Arbeitsgruppen der PKNS finden sich online unter: bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Klimaschutz/pkns-download-dokumente.html (letzter Aufruf 18.11.2024).

Dieser Bericht strukturiert sich folgendermaßen:

Kapitel 2 nimmt die Erfordernisse an das zukünftige Energiesystem in den Blick, die sich aus dem Erneuerbaren-Ausbau in Kombination mit einer steigenden Elektrifizierung anderer Sektoren (Wärme, Verkehr, Industrie) ergeben. Daraus werden technologische Anforderungen in Form einer Technologiematrix erarbeitet. Diese bildet ein Framework, um verschiedene Technologien hinsichtlich ihrer Eignung in verschiedenen Dimensionen vergleichbar zu machen.

In Kapitel 3 werden die rechtlichen Vorgaben für die Ausgestaltung von Kapazitätsmärkten strukturiert dargestellt und wichtige Stellschrauben für Kapazitätsprodukte und -auktionen identifiziert, wobei der Fokus auf Derating als Steuerungsmethodik für den gezielten Zubau von Kapazitäten für kritische Systemsituationen gelegt wird. Auf Basis der gewonnenen Erkenntnisse werden Empfehlungen („Dos“) und Nicht-Empfehlungen („Don’ts“) für Kapazitätsmechanismen für einen dekarbonisierten Strommarkt abgeleitet. Die Ergebnisse werden in Kapitel 4 in Kurzform zusammengefasst.

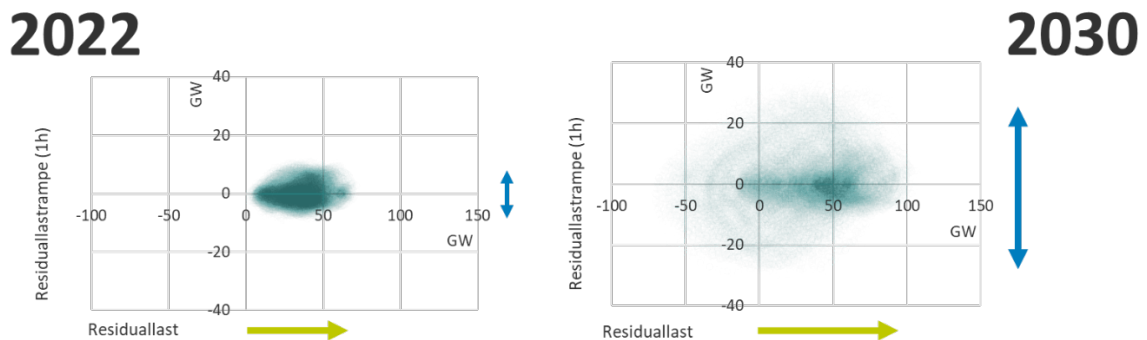
2 Technologische Anforderungen an ein dekarbonisiertes Energiesystem

Die Entwicklung des europäischen Strommarkts hin zu einer Reduktion fossiler Erzeugung bei gleichzeitiger Sektorenkopplung, das heißt insbesondere einem steigendem Strombedarf durch Elektrifizierung birgt für den Gesamtmarkt große Herausforderungen – insbesondere, weil dieser Umbau des Stromsystems in vergleichsweise kurzer Zeit zu leisten ist und sich als dynamischer Prozess gestaltet. Die folgenden Teilkapitel leiten zunächst technische und ökonomische Eigenschaften eines Energiesystems ab, in welchem keine fossilen Energieträger eingesetzt werden (Kapitel 2.1). Anschließend werden zu adressierende Dimensionen der Angemessenheit vorhandener Ressourcen abgeleitet (Kapitel 2.2). Schließlich werden die Anforderungen und verfügbaren Technologien miteinander verknüpft und in Form einer Technologiematrix dargestellt, die Hinweise auf den bestmöglichen Technologiemark geben kann (Kapitel 2.3).

2.1 Eigenschaften eines Energiesystems mit hohem Anteil erneuerbarer Energien

Der Ausbau erneuerbarer Energien und eine damit einhergehende Elektrifizierung von Energienachfrage im Zuge der Dekarbonisierung wirkt sowohl auf die Erzeugungs-, als auch auf die Nachfrageseite des Strommarktes. Abbildung 3 zeigt (am Beispiel Deutschlands) in einer vereinfachten Auswertung, wie sich ein massiver Ausbau erneuerbarer Energien und eine gleichzeitig wachsende Nachfrage auf den Bedarf an steuerbarer Erzeugungsleistung auswirken könnten, wenn keine zusätzlichen Flexibilitäten auf Angebots- und Nachfrageseite diese Effekte eindämmen würden. In diesem Fall würden sowohl die Maximalnachfrage als auch die maximale positive oder negative stündliche Änderung („Rampe“) dieser Nachfrage (genauer: dieser residualen Netzlast, das heißt der Nachfrage minus der Einspeisung dargebotsabhängiger Erzeugungstechnologien wie Photovoltaik, Wind und Laufwasserkraft) innerhalb von nur wenigen Jahren deutlich zunehmen. Einige Studien gehen bis zur Erreichung der Klimaneutralität Österreichs im Jahr 2040 von einer deutlichen Erhöhung bis hin zur Verdopplung der heutigen Stromnachfrage aus. Beispielweise steigt im Transition-Szenario des Umweltbundesamts der Strombedarf von 2021 auf 2040 von 74 auf 125 TWh (+69 %), die Stromerzeugung von 67 TWh auf 127 TWh (+90 %) (Krutzler, et al., 2023). Die Modellierung der Stromstrategie 2040 von Compass Lexecon (vergleiche folgende Teilabschnitte) geht von einem Stromverbrauch von 145,2 TWh (+96 %) sowie von einer Erzeugung von 146,5 TWh (+119 %) im gleichen Zieljahr aus (Compass Lexecon, 2024).

Abbildung 3: Veranschaulichung des Zusammenhangs zwischen Residuallastentwicklung und stündlicher Residuallastrampe



Quelle: eigene Darstellung auf Basis (ENTSO-E, 2024a) (ENTSO-E, 2024b) für Deutschland

Ein zusätzlicher wichtiger Aspekt sind „Dunkelflauten“. Hiermit werden längere Phasen, üblicherweise in Wintermonaten (dann auch „Kalte Dunkelflaute“), bezeichnet, in denen niedrige Erzeugungsleistungen aus Windkraft und Photovoltaik (PV) mit einer stabil hohen Nachfrage (zum Beispiel durch niedrige Temperaturen) zusammenfallen. Für diese Zeiträume ist nicht nur die Summe der maximal installierten Kraftwerksleistung relevant, sondern auch, dass diese über einen längeren Zeitraum stabil Energie liefern können. Dies legt den Schluss nahe, dass beispielsweise ein reiner Zubau von Speichertechnologien aufgrund begrenzter damit verbundener Speicherkapazitäten nicht in allen Stunden des Jahres die Befriedigung der Nachfrage dieses Systems sicherstellen könnte und daher eine Differenzierung nach verschiedenen Flexibilitätsqualitäten notwendig ist.

Für Österreich wurden Flexibilitätsbedarfe durch die genannten Effekte jüngst von Compass Lexecon mit einer Modellierung der Stromstrategie 2040 von Österreichs Energie abgebildet (Compass Lexecon, 2024). Diese Daten werden in den folgenden Abschnitten dargestellt, um den Umfang bestehender und neu zu schaffender Kapazitäten greifbar zu machen.

Gemäß dem geltenden europäischen Rechtsrahmen (vergleiche Abschnitt 3.1) sollen Versorgungssicherheitsmonitorings neben dem eingangs aufgegriffenen European Resource Adequacy Assessment auch auf nationaler Ebene in Form eines nationalen Versorgungssicherheitsberichts (National Resource Adequacy Assessment, NRAA) aufbereitet werden. Im Begutachtungsentwurf des Elektrizitätswirtschaftsgesetzes (EIWG) wird dieser in § 130 beschrieben und ist durch den Regelzonenführer (Austrian Power Grid) in Übereinstimmung mit den zentralen Referenzszenarien nach Artikel 23 der Verordnung EU 2019/943 zu erstellen und in enger Abstimmung mit dem Regulierer (E-Control) und der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie zu erfolgen (BMK, 2024). Das EIWG ist zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Studie noch nicht beschlossen.

Der Monitoringbericht Versorgungssicherheit, der momentan auf der gesetzlichen Basis des Energielenkungsgesetzes 2012 erstellt wird und mit einer zum ERAA abweichenden Methodik und Datengrundlage arbeitet, wird bereits jährlich durch die Regulierungsbehörde E-Control erstellt. Im Jahr 2024 (Berichtsjahr 2023) wird in diesem Bericht eine erwartete Anzahl von 0,1 Unterdeckungsstunden im Jahr 2030 berechnet (E-Control, 2024).

Neben den genannten Trends des Erneuerbaren-Ausbaus und der wachsenden Stromnachfrage in Österreich sind auch die Effekte der Handlungen in europäischen Nachbarstaaten von großer Bedeutung. Dies umfasst sowohl die dort gewählten politischen Strategien (zum Beispiel Stilllegung fossiler Kraftwerke oder von

Atomkraftwerken, Implementierung eigener Kapazitätsmechanismen) als auch die tatsächliche Verfügbarkeit der geplanten Infrastruktur (Netzausbau) und die verfügbaren Potenziale für den grenzüberschreitenden Stromhandel, da sowohl Synergien durch Im- und Exporte genutzt werden als auch gleichzeitige netzseitige Problemlagen, etwa durch parallele Über- oder Unterdeckungen, entstehen können.

2.2 Dimensionen der Ressourcenangemessenheit (Adequacy)

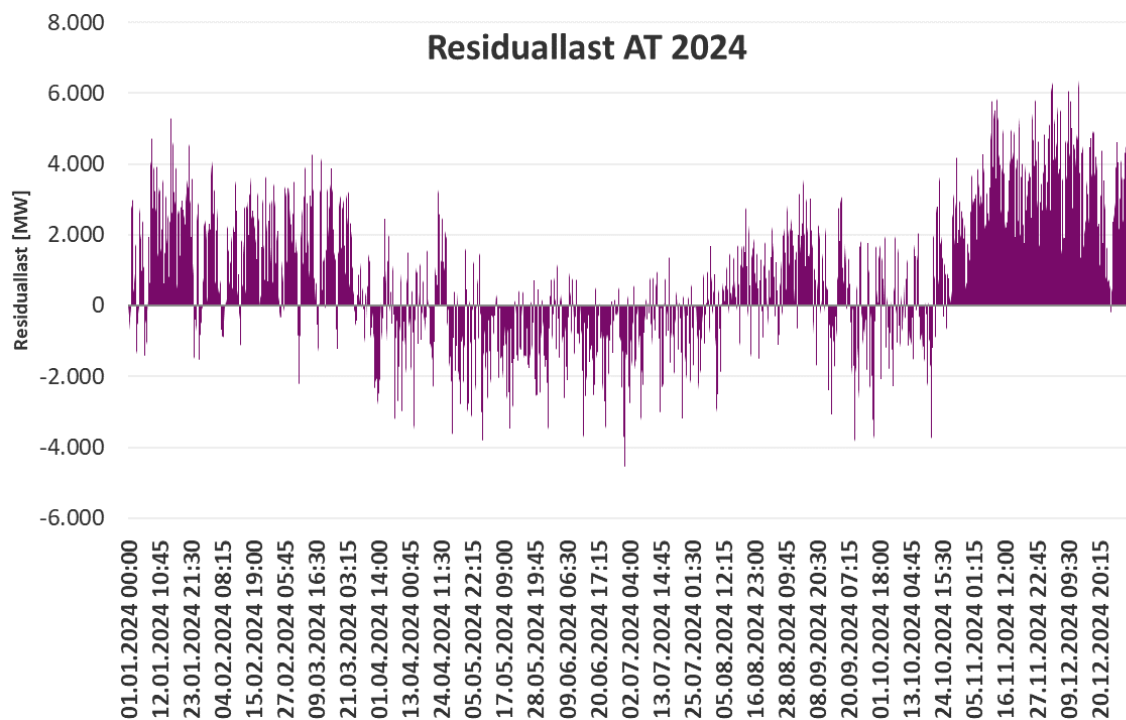
Während viele existierende Kapazitätsmechanismen weltweit zunächst hauptsächlich die Deckung von Spitzenlasten als Zielsetzung identifiziert hatten, hat sich die Definition „angemessener Ressourcen“ mittlerweile ausdifferenziert. Diese verschiedenen Dimensionen werden in den folgenden Abschnitten erläutert.

2.2.1 Peak Adequacy

Peak Adequacy bezeichnet die Fähigkeit eines Stromsystems, seine maximale jährliche Nachfrage, das heißt seine Spitzenlast, zu bedienen. Dabei kann sowohl auf die maximale Last als auch auf die maximale Residuallast, das heißt die maximale Differenz aus Last und (wenig steuerbarer) erneuerbarer Erzeugung, vor allem aus PV und Windkraft, aber auch aus dem natürlichen Zufluss von Laufwasser- und Speicherkraftwerken, abgestellt werden. In Abbildung 3 wird diese Anforderung durch die x-Achse beziehungsweise den grünen Pfeil dargestellt.

Die bereits angesprochene Problematik der „Dunkelflaute“ kann als wichtigster Rahmenaspekt dieser Fähigkeit aufgegriffen werden, da hier nicht nur der Umfang der Erzeugungsleistung, sondern auch die Dauer ihrer Erbringung von Interesse sind. In Abbildung 4 ist zur Veranschaulichung die Entwicklung der Residuallast, das heißt die Differenz zwischen der Last und der Summe der Erzeugung aus Laufwasserkraft, Windkraft und PV, in der österreichischen Gebotszone zwischen 01.01.2024 und 09.12.2024 dargestellt. Während über weite Teile des Jahres Stunden mit positiver Residuallast durch erneuerbare Überschussstunden unterbrochen werden, ist insbesondere gegen Ende des beobachteten Zeitraums über mehrere Wochen (ab dem 29.10. bis Heiligabend) eine andauernde positive Residuallast zu decken. Diese kann zu diesem Zeitpunkt nicht mehr durch die Verschiebung erneuerbarer Energien durch Tages- und Wochenspeicher bedient werden und muss im aktuellen System durch konventionelle thermische Erzeugung und Stromimporte ausgeglichen werden. In einem Stromsystem, welches zu 100 % aus erneuerbaren Energien gespeist werden soll, müssen dabei außerdem zukünftig konventionelle thermische Kraftwerke durch alternative Erzeugungsleistungen ersetzt werden.

Abbildung 4: Veranschaulichung der Entwicklung der Residuallast anhand des Jahres 2024



Quelle: (ENTSO-E, 2024b), eigene Darstellung

Historisch wurde hierbei bei Versorgungssicherheitsabwägungen im deutschsprachigen Raum zumeist auf die „gesicherte Leistung“ abgestellt. Dieses Konzept beschreibt die Leistung, die eine Technologie mit einer gewissen Sicherheit zur Deckung der Nachfrage beitragen kann und die zum Beispiel aus der Analyse der historischen Verfügbarkeit von Kraftwerken einer Technologieklasse hergeleitet wird. Der Zusammenhang dieses Konzepts zur Methodik des Deratings wird in Kapitel 3.3 erneut aufgegriffen.

Die Auswertung zur Stromstrategie 2040 geht für Österreich von einer Steigerung der steuerbaren Kapazität (Gesamtkapazität außer PV, Wind, Laufwasser und Saisonspeicher) von 8,4 GW zwischen 2024 und 2040 auf einen Gesamtwert von 14,3 GW (+5,9 GW) aus, womit in diesen Modellierungen ein klimaneutrales, robustes Stromsystem bis 2040 gewährleistet werden kann (Compass Lexecon, 2024).

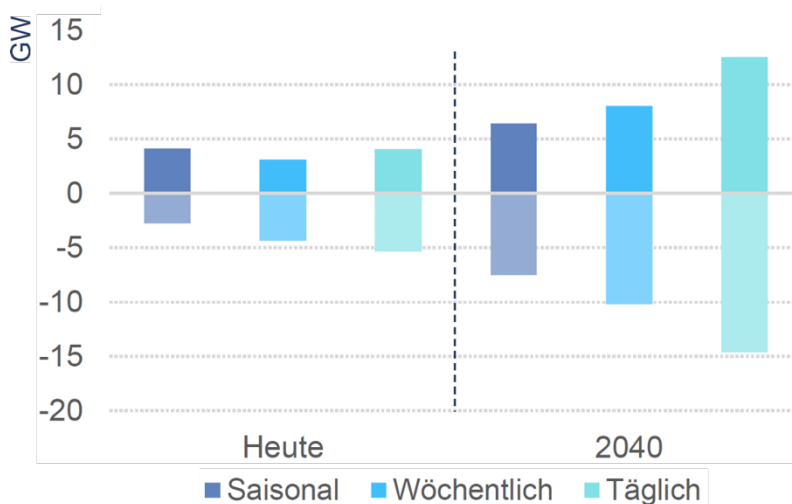
2.2.2 Flex Adequacy

Flex Adequacy bezeichnet die Abwandlung des Konzepts der Peak Adequacy auf die Eigenschaft des Systems, auch schnelle Nachfrageänderungen flexibel bedienen zu können. Dies kann insbesondere in Zeiten sich reduzierender erneuerbarer Einspeisung bei gleichzeitiger Nachfragesteigerung, mit einem Fokus vor allem auf Dämmerungsstunden am frühen Abend, zu Engpässen in der Versorgung und entsprechenden Preisspitzen führen. Gleichzeitig können aber auch andere Ursachen, zum Beispiel umfangreiche Prognosefehler bei Nachfrage oder erneuerbarer Erzeugung, solche raschen Änderungen bewirken.

In Abbildung 3 wird diese Anforderung durch die y-Achse beziehungsweise den blauen Pfeil dargestellt. Im Gegensatz zu Peak Adequacy ist auch die Darstellbarkeit einer Änderung in die negative Richtung potenziell von größerer Bedeutung, da in einem Stromsystem mit flexiblen Nachfragern auch ein entsprechendes Lastmanagement zur Stabilisierung des Gesamtsystems beitragen kann.

Die Auswertung zur Stromstrategie 2040 unterscheidet zwischen Flexibilitätsbedarfen auf drei verschiedenen zeitlichen Ebenen – tägliche, wöchentliche und saisonale Flexibilitäten. Die abgeschätzte stündliche Spannweite dieser Flexibilitäten ist in Abbildung 5 dargestellt. Dabei steigen bis 2040 alle drei Flexibilitätsbedarfe, wobei der tägliche Bedarf am stärksten steigt und sich mehr als verdoppelt. Jedoch vergrößert sich auch der saisonale Bedarf auf mehr als 5 GW, sowohl in positiver (Leistungserhöhung beziehungsweise Nachfragesenkung), als auch in negativer Richtung (Leistungssenkung beziehungsweise Nachfrageerhöhung). Hierbei ist ferner zu beachten, dass diese Flexibilitäten durch unterschiedliche Optionen bedient werden müssen. Während tägliche Bedarfe mehrheitlich durch Speicherkraftwerke, Pumpspeicher und Batterien bedient werden, spielen thermische Kraftwerke und Elektrolyse sowie Speicher für Wasserstoff bei der saisonalen Verschiebung eine übergeordnete Rolle. Unterm Strich wird daher ein Technologiemark zur Bedienung dieser Flexibilitäten benötigt. (Compass Lexecon, 2024).

Abbildung 5: Spannweite österreichischer Flexibilitätsbedarfe



Quelle: (Compass Lexecon, 2024)

2.2.3 Fuel Adequacy

Die Energiekrise 2022 hat aufgezeigt, dass die installierten Leistungen eines Systems allein noch keine Sicherheit bezüglich der Versorgung bieten können – auch die Verfügbarkeit des Brennstoffs (engl. fuel), und der Füllstand von Speichern spielen eine entscheidende Rolle, um die Versorgungssicherheit im Ernstfall gewährleisten zu können. Dies wird in einer dekarbonisierten Zukunft immer wichtiger, da erneuerbare Gase zur Belieferung thermischer Kraftwerke im Winterhalbjahr entweder in ausreichendem Umfang importiert oder durch eine rechtzeitige Produktion in Zeiten erneuerbaren Überschusses mit folgender Speicherung vorgehalten werden müssen.

Dieser Aspekt zeigt, dass auch die Existenz einer dezidierten Infrastruktur (im Falle erneuerbarer Gase sind dies insbesondere Elektrolysekapazitäten, Gasnetze und Speicher) die Ressourcenangemessenheit beeinflusst, ohne dass auf diese durch einen Kapazitätsmechanismus direkter Einfluss genommen werden kann.

2.2.4 Sonstige Anforderungen

Neben den oben genannten Dimensionen der Ressourcenangemessenheit existieren weitere technische Aspekte, die in einem System mit kleinteiligeren Erzeugungsanlagen und einer anteiligen Abnahme rotierender

Massen am Stromnetz einhergehen. Hierzu gehören Fähigkeiten aus dem Gebiet der Systemdienstleistungen wie die Sicherstellung von Blindleistungskompensation oder die Schwarzstartfähigkeit von Kraftwerken im Fall eines großflächigen Netzausfalls. Ferner spielt der Ausbau des Übertragungs- und Verteilernetzes eine zentrale Rolle, um Energie von ihrem Produktionsort zu ihrer Verbrauchssenk transportieren zu können. Eine Grundvoraussetzung ist hier auch die Angemessenheit der Transportinfrastruktur auf Übertragungsnetzebene.

All diese Aspekte werden durch Netzplanung und die Ausschreibung von Systemdienstleistungen adressiert – können jedoch in der Planungsphase grundsätzlich auch das Design von Kapazitätsmechanismen beeinflussen.

2.3 Bewertung der Eignung von Erzeugungs- und Speichertechnologien

Die optimale Technologiewahl in einem dekarbonisierten Stromsystem unterliegt vielen potenziellen Zielkonflikten. So soll dieses System verschiedene technische Eigenschaften wie Flexibilität aufweisen, die Versorgungssicherheit gewährleisten, eine kosteneffiziente Stromversorgung ermöglichen und dabei nach Möglichkeit alle Restemissionen vermeiden, das heißt wirklich dekarbonisiert sein. Je nachdem, wie diese Ziele adressiert werden, können sie untereinander in Konflikt geraten. So kann zum Beispiel ein starker ausschließlicher Zubau von Speicherkraftwerken die Flexibilität und die Kosteneffizienz des Systems deutlich erhöhen, aber in Zeiten einer langen Dunkelflaute die Versorgungssicherheit nicht ausreichend gewährleisten; ein reiner Zubau thermischer Kraftwerke, ohne die gleichzeitige Verfügbarkeit dekarbonisierter Brennstoffe zu gewährleisten, birgt hingegen das Risiko, dass die Ziele der Versorgungssicherheit oder der Dekarbonisierung nicht erreicht werden.

Für die Bewertung von Technologien, die zu einem dekarbonisierten Stromsystem beitragen können, wurde auf Basis von Expert:inneneinschätzungen der AEA eine Technologiematrix erstellt. Diese bildet ein hilfreiches Framework, um verschiedene Technologien hinsichtlich ihrer Eignung in verschiedenen Dimensionen vergleichbar zu machen. Die betrachteten Technologien (Zeilen der Technologiematrix) und Bewertungsdimensionen (Spalten der Matrix) werden im Folgenden detailliert dargestellt. Ziel der Matrix ist es, einen TechnologiemiX ablesbar zu machen, der die Versorgungssicherheit und gleichzeitig eine Dekarbonisierung des Stromsystems gewährleisten kann.

Die Auswahl dieser Zeilen und Spalten fand durch einen iterativen Prozess zwischen dem Projektteam der AEA und den Auftraggebern statt. Die initiale Bewertung für die Kombinationen erfolgte durch ein Scoring der Technologien, wobei jeder Technologie eine besondere Stärke (+1) und Schwäche (-1) sowie jedem Bewertungskriterium die drei besten (+1) und schlechtesten (-1) Technologien per Expert:inneneinschätzung zugewiesen wurden. Aus dem erzielten Punktwert wurde schließlich eine harmonisierte Bewertungsskala abgeleitet, wobei die Ergebnisse rein qualitativ zu bewerten sind und keine quantitative Interpretierbarkeit (etwa hinsichtlich Äquidistanz von Ausprägungen) vorliegt. Die resultierende Matrix wurde aufgrund von Expert:innenbewertungen plausibilisiert, wobei vor allem bei unterschiedlichen Bewertungen innerhalb einer Technologiegruppe Harmonisierungen vorgenommen wurden.

2.3.1 Betrachtete Technologien

Die betrachteten Technologien des Stromsystems, die durch die Technologiematrix vergleichbar gemacht werden, sind in Tabelle abgebildet. Sie werden hinsichtlich des verwendeten Brennstoffs und verschiedener Auslegungsvarianten differenziert. Es wurden bewusst auch Technologien gewählt, die verschiedene Bewertungsdimensionen per Definition nicht oder nicht in ausreichendem Maße erfüllen, um eine gesamtheitliche Bewertung der verschiedenen Optionen zu erhalten.

Hierbei ist außerdem anzumerken, dass auch eine Ausstattung konventioneller Kraftwerke mit Combined Carbon Capture and Storage (CCS), das heißt eine Abscheidung und unterirdische Einlagerung von CO₂-Emissionen des Kraftwerksbetriebs eine theoretische Möglichkeit zur Bereitstellung dekarbonisierter Erzeugungsleistung darstellt. Diese Kraftwerkstypen wurden hierbei durch die Autor:innen als Optionen zunächst in Betracht gezogen, werden jedoch in der finalen Technologiemarkt aus mehreren Gründen nicht berücksichtigt:

1. Das Technology Readiness Level der vollständigen Technologiekette in großskaligen Dimensionen, insbesondere der hundertprozentigen Abscheidung von CO₂, der CO₂-Transportinfrastruktur zu geeigneten Lagerstätten, sowie der nachhaltigen Speicherung von CO₂ in Zentraleuropa ist in der näheren Zukunft (nächste 10 Jahre) noch nicht ausreichend, um diese Technologie verbreitet in konventionellen Kraftwerken einzusetzen, auch wenn Einzelschritte der Technologie an verschiedenen Orten der Welt bereits ein Technology Readiness Level von 9 aufweisen (Hilgers & Schilling, 2024).
2. Folgend hieraus sind auch weitere in der Technologiemarkt zu bewertende Dimensionen (insbesondere die Gesamtkosten der Technologie) für die Anwendungszwecke der Matrix in dieser Studie noch nicht hinreichend bekannt.
3. In Österreich ist die geologische Speicherung von Kohlenstoffdioxid nach geltender Rechtslage durch ein entsprechendes Bundesgesetz seit 2011 untersagt. Eine solche Speicherung müsste daher nach aktuellem Stand im Ausland erfolgen. Ein Evaluierungsbericht der österreichischen Bundesregierung von 2024 kam zur Empfehlung, dieses Verbot aufzuheben (Gusterhuber & Abdank, 2024), dies wurde jedoch zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Berichts noch nicht umgesetzt.

Tabelle: Betrachtete Technologien der Technologiemarkt

Überkategorien	Brennstoff/Energieträger	Auslegungsvariante
Konventionelle thermische Erzeugung (Bestand)	Erdgas	Gas- und Dampfturbine
	Erdgas	Gas- und Dampfturbine mit KWK
	Erdgas	Offene Gasturbine
	Erdgas	Offene Gasturbine mit KWK
	Andere Konventionelle (Kohle)	Gas- und Dampfturbine
	Atomkraftwerke	Dampfturbine
Neue thermische Erzeugung (Umrüstung Bestand + Neuanlagen)	Grüner Wasserstoff	Gas- und Dampfturbine
	Grüner Wasserstoff	Gas- und Dampfturbine mit KWK
	Grüner Wasserstoff	Offene Gasturbine
	Grüner Wasserstoff	Offene Gasturbine mit KWK
Neue thermische Erzeugung (Bestand + Neuanlagen)	Biomethan	Gas- und Dampfturbine
	Biomethan	Gas- und Dampfturbine mit KWK
	Biomethan	Offene Gasturbine
	Biomethan	Offene Gasturbine mit KWK

Überkategorien	Brennstoff/Energieträger	Auslegungsvariante
Nicht-thermische Erzeugung (Bestand + Neuanlagen)	Biomasse	Blockheizkraftwerk
	Biomasse	Blockheizkraftwerk mit KWK
	Laufwasser	Turbinenkraftwerk
	Solarenergie	PV-Kraftwerk (groß)
	Windenergie	Windturbinenkraftwerk
	Geothermie	Geothermiekraftwerk
Speicher (Bestand + Neuanlagen)	Grüner Wasserstoff	Wasserstoffbrennstoffzelle
	Batterie	Batteriespeicherkraftwerk
	Pumpspeicher	Pumpspeicherkraftwerk
	Saisonspeicher	Saisonspeicherkraftwerk

Quelle: eigene Darstellung

2.3.2 Bewertungsdimensionen

Die genutzten Bewertungsdimensionen für die Eignung von Technologien in einem dekarbonisierten Stromsystem lassen sich in verschiedene Überkategorien thematisch zusammenfassen.

Anwendbarkeit der Technologie

Hier werden insbesondere technologische Eigenschaften zusammengefasst, die die Fähigkeit zur sicheren Lieferung von Energie jenseits kurzfristiger operativer Potenziale beschreiben.

So beschreibt das **Technology Readiness Level** (TRL) den technischen Reifegrad der Technologie. Dieses Konzept findet nicht nur im Energiebereich, sondern in vielen technologischen Bereichen Anwendung. Das TRL wird auf einer Skala von 1 bis 9 bemessen, wobei 9 dem höchsten Reifegrad entspricht.

Die **Fehleranfälligkeit der Technologie** beschreibt die Neigung einer Technologie zu technischen Ausfällen. Ausfallgründe können dabei unter anderem in technischem Verschleiß oder der Abhängigkeit von komplexen Steuerungstechnologien liegen.

Mit **Rohstoffverfügbarkeit (global)** wird die Verfügbarkeit beziehungsweise Endlichkeit von Ressourcen zur Nutzung der Technologie bemessen. Gründe hierfür können in der Nicht-Verfügbarkeit von fossilen Brennstoffen oder Produktionsmitteln zur Herstellung der Technologie (zum Beispiel „seltene Erden“ für Batteriespeicher) liegen.

Die **Rohstoffverfügbarkeit (national)** betrifft die Verfügbarkeit beziehungsweise Endlichkeit von Ressourcen innerhalb Österreichs nationaler Grenzen und bemisst somit auch die Importabhängigkeit in diesem Bereich.

Mit **Sicherheit der Technologie gegenüber Angriffen** wird ein über- oder unterdurchschnittliches Risiko eines Ausfalls der entsprechenden Anlage beziehungsweise eines erhöhten Schadens bei einem Angriff auf Anlagen einer Technologie bemessen. Dies kann einen physischen Angriff auf Infrastrukturen oder auch einen digitalen Angriff (Hackerangriffe oder Ähnliches) umfassen.

Die **Losgröße** beschreibt die minimal inkrementell installierbare Kapazität, sie ist ein Maß für die Möglichkeit eines kleinteiligen Zubaus der jeweiligen Technologie. Ist die Losgröße sehr groß, kann ein ökonomisch optimaler Leistungszubau der jeweiligen Technologie nicht punktgenau bedient werden und Über- oder Unterkapazitäten beziehungsweise zusätzliche Kosten werden aus Systemsicht wahrscheinlicher.

Die **Vorlaufzeit (Bauzeit)** beschreibt die notwendige Dauer, bis eine zusätzliche Kapazität der Technologie fertig installiert ist.

Operative Potenziale der Technologie

Neben den genannten allgemeinen Fähigkeiten der Technologien sind insbesondere auch die Eigenschaften der Technologien im laufenden Betrieb von besonderem Interesse.

Mit **Verfügbarkeit in Dunkelflaute** wird die Eigenschaft einer Technologie beschrieben, auch während längerer Zeiträume gleichzeitiger Nicht-Verfügbarkeiten von Solarenergie und Windenergie zur Erzeugung beitragen zu können.

Mit **saisonale Speicherung von Energie** wird die Fähigkeit einer Technologie beschrieben, zu einer Verschiebung von Energiebereitstellung zwischen Jahreszeiten mit strukturellem erneuerbaren Überschuss und Jahreszeiten mit einem strukturellen Defizit erneuerbarer Verfügbarkeiten sowie spiegelbildlicher saisonaler Lastunterschiede beizutragen.

Die **Laständerungsrampe** bezeichnet die Fähigkeit einer Technologie, eine rasche Änderung der eigenen Wirkleistung zu realisieren und so zur kurzfristigen Flexibilität beizutragen.

Die **Dauer ununterbrochener Verfügbarkeit** bemisst die Anzahl der Stunden, in denen Kraftwerke ununterbrochen ihre Nennleistung erbringen können. Diese Dauer ist insbesondere bei Speichertechnologien zum Beispiel im Vergleich zu thermischen Kraftwerken häufig eingeschränkt.

Ökonomische Parameter

Die Wirtschaftlichkeit von Technologien hat einen großen Anteil an ihrer Attraktivität für den zukünftigen Strommarkt. Daher sind auch ökonomische Parameter von Bedeutung.

Die **Kosteneffizienz** einer Technologie beschreibt die durchschnittlichen Kosten, die diese Technologie relativ zu ihrem Beitrag zur Versorgungssicherheit im Stromsystem erzeugt.

Die Kategorie **Multi-Use Assets** beschreibt die Fähigkeit von Kraftwerken, mehr als einen Zweck oder eine Dienstleistung zu erfüllen beziehungsweise zu liefern. Beispiele hierfür sind die Auskopplung von Wärme oder die Bereitstellung von Systemdienstleistungen wie Regelleistung.

Die Kategorie **Zusätzliche Erlösströme** beschreibt die Fähigkeit der Technologie, hohe Erlöse abseits des Strommarktes zu erzielen, zum Beispiel durch Vermarktung von Fernwärme oder Systemdienstleistungen.

Mit **SDL-Wechselwirkung** wird der Einfluss eines erhöhten Anteils der Technologie am Erzeugungssystem auf den Bedarf nach zusätzlichen Systemdienstleistungen (SDL) bemessen.

Der Parameter **Länge der Verträge** adressiert die Notwendigkeit, für den umfassenden Betrieb der Technologie längere Verträge abzuschließen, beispielsweise für Brennstoffbezug, Wartungsdienstleistungen oder zur Abnahme weiterer erzeugter Leistungen wie Wärmelieferungen.

Ökologische Faktoren und Umweltfaktoren

Im Kontext der Dekarbonisierung sind schließlich auch ökologische Parameter und Umweltfaktoren von besonderer Bedeutung, da neue Kapazitäten den politischen Zielsetzungen der Energietransformation nicht entgegenwirken sollen.

Direkte THG-Emissionen bezeichnen dabei das Ausmaß an Treibhausgasemissionen wie Methan und CO₂, die durch den Betrieb dieser Anlagen zu erwarten sind.

Mit **Restemissionen außer THG** werden Emissionen bemessen, die sich nicht auf das globale CO₂-Budget auswirken. Dazu gehören Emissionen von nicht (direkt) klimarelevanten Schadstoffen wie Feinstaubbelastungen, nukleare Strahlung oder auch Lärm.

Unter **Soziale Akzeptanz** fallen Bedenken der Bevölkerung gegen die Nutzung einer Technologie beziehungsweise im Gegenteil eine besonders positive Wahrnehmung.

Mit **Resilienz** wird die Eigenschaft einer Technologie bezeichnet, von ihrer Umwelt ausgelöste Schäden im Sinne der Systemstabilität zu absorbieren, ohne selbst einen Totalausfall zu erleiden.

2.3.3 Resultierende Technologiemarkt

Die entwickelte Technologiemarkt zu Einordnung der Eigenschaften der betrachteten Technologien aus Abschnitt 2.3.1 aufgrund der in Abschnitt 2.3.2 beschriebenen Bewertungsdimensionen ist in Abbildung 6 abgebildet. Hierbei sind vorteilhafte Kombinationen aus Technologien und Bewertungsdimensionen mit einer grünen Farbabstufung sowie nachteilige Kombinationen mit einer violetten Farbabstufung hinterlegt. Auf Basis der Matrix werden qualitative Vergleiche von Technologien in den beschriebenen Dimensionen ermöglicht.

Abbildung 6: Entwickelte Technologiematrix

		Anwendbarkeit der Technologie					Operative Potenziale				Ökonomische Parameter				Ökologie und Umwelt						
		Technology Readiness Level	Fehleranfälligkeit der Technologie	Rohstoffverfügbarkeit (global)	Rohstoffverfügbarkeit (national)	Sicherheit der Technologie ggü. Angriffen	Losgröße	Vorlaufzeit(Bauzeit)	Verfügbarkeit in Dunkelflaute	Saisonale Speicherung von Energie	Laständerungsrampe	Dauer ununterbrochener Verfügbarkeit	Kosteneffizienz	Multi-Use Assets	Zusätzliche Erlösströme	Wechselwirkung mit Systemdienstleistungen	Länge der Verträge	Direkte THG-Emissionen	Restemissionen außer THG	Soziale Akzeptanz	Resilienz
Konventionelle thermische Erzeugung	Erdgas GuD																				
	Erdgas GuD + KwK																				
	Erdgas - offene Turbine																				
	Erdgas - offene Turbine + KWK																				
	Andere Konventionelle Kohle																				
	Atomkraftwerk																				
„Neue“ thermische Erzeugung	Erneuerbare Wasserstoff GuD																				
	Erneuerbare Wasserstoff GuD + KWK																				
	Erneuerbarer Wasserstoff offene Turbine																				
	Erneuerbarer Wasserstoff offene Turbine + KWK																				
	Biomethan GuD																				
	Biomethan KWK																				
	Biomethan offene Turbine																				
	Biomethan offene Turbine + KWK																				
	Biomasse-KW																				
	Biomasse-KW + KWK																				
Nicht-thermische Erzeugung	Laufwasserkraft																				
	PV																				
	Wind																				
	Geothermie																				
	Grüne Wasserstoffbrennstoffzelle																				
Speicher	Batteriespeicher																				
	Pumpspeicher																				
	Saisonspeicher																				
DSR	Abschaltbare Lasten																				
	Zuschaltbare Lasten																				

Quelle: eigene Darstellung

Die Technologiematrix zeigt Muster hinsichtlich Vor- und Nachteilen von Systemen in bestimmten Kategorien, gleichzeitig aber auch einige Indifferenzen auf. Insbesondere zwischen neuen thermischen Erzeugungskapazitäten auf Basis erneuerbarer Brennstoffe sind viele Ähnlichkeiten hinsichtlich der Anwendbarkeit und der operativen Potenziale der Technologien festzustellen. Wie zu erwarten, schneiden die konventionellen thermischen Erzeugungstechnologien bei den Treibhausgasemissionen und anderen Umweltfaktoren eher schlecht ab, werden aber hinsichtlich ihrer operativen Potenziale tendenziell positiv bewertet. Lediglich die Atomkraft schneidet in vielen Bewertungskategorien schlecht ab.

Erneuerbare Gase weisen sowohl beim Technology Readiness Level als auch bei der Kosteneffizienz Defizite auf, zeigen jedoch eine gute Leistung in der Kategorie „Verfügbarkeit in Dunkelflauten“, ähnlich wie konventionelle thermische Erzeuger. Bei den operativen Potenzialen schneiden die erneuerbaren Energieträger PV und Wind erwartungsgemäß schlecht ab, während andere nicht-thermische Anlagen ein eher positives bis neutrales Bild zeigen. Diese nicht thermischen Anlagen überzeugen vor allem bei ökologischen und Umweltfaktoren. Batteriespeicher haben Defizite bei der längeren Verfügbarkeit, werden jedoch in ökonomischen Kategorien positiv bewertet. Auch Demand-Response-Technologien werden überwiegend positiv beurteilt, weisen jedoch potenzielle Defizite bei Umweltfaktoren sowie sozialer Akzeptanz und der Gefahr von Restemissionen auf.

Insbesondere die Eigenschaften, die in dieser Matrix in die Kategorie „Operative Potenziale“ fallen, sind für die Bestimmung angemessener Derating-Faktoren (Abschnitt 3.3) relevant und müssen in diesen widergespiegelt werden. Derating-Faktoren bemessen den Beitrag einzelner Technologien zur Versorgungssicherheit des Systems in Stresssituationen. Diese Stresssituationen zeichnen sich durch einen Mangel an verfügbaren Kapazitäten aus, die diese operativen Potenziale aufweisen. Die Matrix kann daher als Framework zur qualitativen Beurteilung der Angemessenheit spezifischer Faktoren dienen.

3 Techno-ökonomische Parameter für Kapazitätsmechanismen

Kapazitätsmechanismen zeichnen sich durch eine hohe Zahl möglicher Steuerungsparameter aus, über die in Abschnitt 3.2 ein umfassender Überblick gegeben wird. Ziel dieses Kapitels ist, vorteilhafte und nachteilige Wahlen der Belegung dieser Parameter zu identifizieren. Außerdem sollen negative Effekte von ungünstigen Parameterwahlen identifiziert werden, wobei insbesondere ein Fokus auf die angestrebte Dekarbonisierung des Energiesystems gelegt wird. Restemissionen des Systems sollen durch solche Parameterwahlen nicht manifestiert werden. Nach einer Darstellung existierender rechtlicher Vorgaben in Kapitel 3.1 wird in Kapitel 3.3 ein zentraler Fokus auf die Funktionsweise des sogenannten „Deratings“ für Kapazitäten gelegt, welches einen zentralen Parameter von Kapazitätsmechanismen darstellt. Kapitel 3.4 leitet aus den gewonnenen Erkenntnissen Handlungsempfehlungen („Dos“) und Warnungen („Don’ts“) hinsichtlich der Belegung von Parametern für Kapazitätsmärkte ab.

3.1 Vorgaben durch den Rechtsrahmen der Europäischen Union

Bevor ein genauerer Blick auf die wichtigsten Parameter für Kapazitätsmechanismen wie Kapazitätsmärkte geworfen werden kann, ist es sinnvoll, den europäischen Rechtsrahmen für Kapazitätsmechanismen in Grundzügen zu erfassen, um festzustellen, welche Parameter durch geltendes Recht nicht oder nur eingeschränkt frei wählbar sind. Die wichtigste Rechtsvorschrift ist hierbei die EU-Verordnung 2019/943 (Elektrizitätsbinnenmarktverordnung) (Europäisches Parlament, 2024), welche zuletzt im Zuge der europäischen Strommarktreform Anfang 2024 geändert wurde.

Die Angemessenheit der Ressourcen ist in Kapitel IV der Verordnung geregelt, wo die Verfügbarkeit, Zuverlässigkeit, Flexibilität und Resilienz des Strommarkts als sicherzustellende Eigenschaften explizit genannt werden. Demnach dürfen nach Artikel 20 und 21 Kapazitätsmärkte eingeführt werden, wenn unter anderem:

- Bedenken zur Ressourcenangemessenheit bestehen, die durch das European Adequacy Assessment (ERAA) und nationale Assessments (NRAAs) bestätigt wurden,
- die Auswirkungen auf Nachbarstaaten untersucht wurden,
- eine strategische Reserve als Option ausgeschlossen wurde und
- die Europäische Kommission eine Stellungnahme dazu abgegeben hat.

Die Kommission kann einen solchen Mechanismus für maximal zehn Jahre genehmigen, wobei danach ein erneuter Antrag grundsätzlich möglich ist. Nach Artikel 22 (Gestaltungsgrundsätze für Kapazitätsmechanismen) dürfen Kapazitätsmärkte keine unnötigen Marktverzerrungen zur Folge haben und den grenzüberschreitenden Handel nicht einschränken. Dazu gehört auch, dass nicht mehr als die identifizierten Fehlmengen lukriert werden dürfen. Ferner müssen die Kapazitätsmechanismen:

- transparent, nicht diskriminierend und kompetitiv sein,
- Anreize für Betreiber setzen, in Zeiten von Systembeanspruchung verfügbar zu sein,
- im Vorhinein die technischen Voraussetzungen der Teilnehmer definieren und
- grundsätzlich allen Technologien offenstehen, die diese Anforderungen erfüllen.

Außerdem müssen Strafen vorgesehen werden, wenn lukrierte Kapazitäten nicht zur Verfügung stehen. Nur bei Verfügbarkeit soll eine Zahlung an die Kapazitätsanbieter erfolgen.

Der Aspekt der Dekarbonisierung ist durch einen Mindeststandard berücksichtigt, der ein Emissionslimit für bezuschlagte Kraftwerke eines Kapazitätsmechanismus definiert: Technologien, die mehr als 550 g CO₂ pro kWh Strom beziehungsweise 350 kg CO₂ pro kW_e pro Jahr emittieren, dürfen nicht teilnehmen.

Von besonderem Interesse für die grenzüberschreitende Teilnahme an Kapazitätsmechanismen ist außerdem Artikel 26, der eine zentral vorgegebene Methodik zur Bestimmung von maximalen Eintrittskapazitäten vorschreibt. Kapazitätsmechanismen müssen daher grundsätzlich offen für eine grenzüberschreitende Beteiligung sein, wobei diese auf Staaten mit direkter Netzverbindung beschränkt werden darf. Die Berechnung zulässiger maximaler Eintrittskapazitäten für die Beteiligung ausländischer Kapazitäten muss durch regionale Koordinierungszentren transparent, diskriminierungsfrei und marktbasiert erfolgen.

Die Methodik zur Berechnung der Höhe zuzulassender Kapazitäten wurde durch die Vereinigung der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) entwickelt und durch die europäische Regulierungsbehörde ACER mit Änderungen genehmigt. Kapazitätsmechanismen können daher nicht grundsätzlich ausländische Kapazitäten ausschließen. Davon unbenommen ist die Möglichkeit eines Deratings, bei dem grenzüberschreitende Kapazitäten mit einem Faktor, der ihrer Verfügbarkeit entspricht, in einem Kapazitätsmarkt abgewertet werden, solange dies auf eine transparente und diskriminierungsfreie Weise geschieht.

3.2 Wichtige Stellschrauben für Kapazitätsprodukte und -auktionen

Grundsätzlich können Kapazitätsmechanismen verschiedene Gestalt – zum Beispiel zentrale Auktionen, dezentraler Handel von Zertifikaten oder Hybridvarianten davon – annehmen. Die bestmögliche Wahl eines dieser Kapazitätsmechanismen ist Gegenstand einer Hauptstudie des Fraunhofer ISI, weswegen diese Fragestellungen in dieser komplementären Teilstudie nicht weiter vertieft werden. Nicht alle der im Folgenden genannten Stellschrauben müssen daher in jedem Kapazitätsmechanismus Anwendung finden. Zumindest in einer groben Annäherung gilt dabei, dass eine stärkere Einschränkung dieser Auktionen durch eine Häufung von oder eine größere Restriktion der Parameter den Wettbewerb reduzieren und daher zu ökonomisch ineffizienteren Ergebnissen führen kann.

Üblicherweise können bei diesen Mechanismen mindestens drei Zeitpunkte unterschieden werden, siehe Abbildung 7. Bevor Kapazitäten an einem Kapazitätsmechanismus teilnehmen können, kann eine **Präqualifikation** von Technologien beziehungsweise Kraftwerken vorgeschrieben werden, in der nachgewiesen werden muss, dass technische Mindestanforderungen zur Erbringung der Leistung grundsätzlich bedient werden können. Kapazitätsmärkten wohnt außerdem ein Handelselement inne, welches durch die Vorgabe der Marktbasiertheit als gegeben betrachtet werden kann. Daher ist mindestens eine **Auktion** (oder ein äquivalentes Verfahren wie zum Beispiel eine Ausschreibung) von Kapazitäten zu erwarten. Schließlich muss eine **Lieferung** der vermarkteten Kapazität nachvollzogen werden, das heißt, die lukrierten Kapazitäten müssen dem Strommarkt zur Verfügung stehen, beispielsweise nachweisbar an den Auktionen des Großhandels teilgenommen haben.

Abbildung 7: Zeitebenen von Kapazitätsmechanismen



Im Folgenden werden wichtige mögliche Stellschrauben innerhalb dieser Zeitebenen umrissen.

3.2.1 Präqualifikation

(Verschärfte) Emissionslimits: Hiermit wird beschrieben, wie hoch Treibhausgasemissionen der Stromerzeugung sein dürfen. Dieser Vorgabewert darf höchstens die durch die europäischen Richtlinien vorgegeben 550 g CO₂ pro kWh Strom erreichen. Grundsätzlich sind auch Vorgaben bezüglich anderer Emissionen denkbar.

Vorgaben zur Steuerbarkeit eines Kraftwerks: Hier könnte vorab demonstriert werden, dass ein Kraftwerk beziehungsweise ein Kraftwerkstyp eine bestimmte Zeit die Kapazität verfügbar halten kann, oder es könnten seine Ramping-Fähigkeiten (Anpassung des Produktionslevels) unter Beweis gestellt werden.

Zusätzliche Kraftwerkeigenschaften: Dazu könnte zum Beispiel die Präqualifizierbarkeit für andere Systemdienstleistungen (Regelleistung, Blindleistung, Schwarzstartfähigkeit) in die Präqualifikation mit aufgenommen werden.

3.2.2 Auktion

Vorlaufzeit: Mit wie vielen Jahren Vorlauf findet eine Auktion für ein Lieferjahr statt?

Turnus und Häufigkeit: Findet nur eine Auktion für einen Lieferzeitpunkt statt oder mehrere in aufeinanderfolgenden Zeitperioden? Wie häufig finden Auktionen statt?

Anzahl der Produkte: Existieren unterschiedliche Produkte für unterschiedliche Flexibilitäten, zum Beispiel zielgerichtete Produkte für Peak Adequacy und Flex Adequacy mit unterschiedlichen Spezifikationen? Werden Sommer- und Winterprodukte unterschieden?

Auktionsmenge: Wie viel Kapazität wird über die jeweilige Auktion beschafft?

Losgröße: Wie klein ist die kleinste Einheit, die durch ein Gebot mindestens erbracht werden muss? Kleinere Kraftwerke könnten in diesem Fall nur über Poolgebote verschiedener Kraftwerke anbieten.

Höchstpreise beziehungsweise Preisobergrenzen: Gibt es Vorgaben, wie hoch ein Gebot maximal sein darf? Teurere Technologien können durch einen Höchstpreis von der Teilnahme am Mechanismus abgehalten werden.

Auswahl relevanter Erbringungszeiträume: Dies bezeichnet die Auswahl von Zeiträumen, in denen eine Kapazität für die Lieferung in den Strommarkt verfügbar sein muss, zum Beispiel in den 15 Stunden eines Jahres, für welche die höchste Residuallast prognostiziert wird.

Derating: Gibt es Abschlagsfaktoren auf abgegebene Gebote, welche die erwarteten Verfügbarkeiten von Technologien repräsentieren? Darunter können auch Kuppelkapazitäten zu Nachbarländern zählen. In diesem

Fall wird die gebotene Kapazität nur in Teilen in die Gebotsmenge aufgenommen und bezuschlagt. Weitere Details werden in Abschnitt 3.3 aufbereitet.

3.2.3 Lieferung

Performance-Monitoring: Nach welcher Methodik und Fragestellung wird die Erfüllung oder Nicht-Erfüllung gemessen? Dies kann zum Beispiel die Nachweispflicht einer Gebotsabgabe in die Day-Ahead-Stromauktion zu bestimmten Zeitpunkten des Jahres sein. Auch der maximale Preis einer solchen Gebotsabgabe kann Gegenstand solcher Regelungen sein. Hierbei sind insbesondere Regelungen im Falle technischer Ausfälle zu treffen. Darunter fallen potenziell auch juristisch haltbare Regelungen, wie mit extremen Situationen (etwa Wetterereignisse) und höherer Gewalt umzugehen ist beziehungsweise, inwiefern die Sicherstellung von ausreichenden Präventivmaßnahmen verpflichtender Teil der Leistung ist.

Sanktionen/Pönalen: Bei einer Nicht-Erfüllung der bezuschlagten Leistungen sind Sanktionen oder Rückforderungsmechanismen vorzusehen. Deren Bemessung ist zentraler Teil der Regulierungssystematik eines Kapazitätsmechanismus.

3.3 Fokus: Derating als Steuerungsmethodik

Im Folgenden soll das Konzept des Deratings näher vorgestellt und eingeordnet werden, um hieraus mögliche (Fehl-)Anreize für ein dekarbonisiertes, versorgungssicheres Energiesystem herauszuarbeiten. Dabei werden zunächst die grundlegende Funktionsweise von Derating-Mechanismen (Kapitel 3.3.1) sowie Ansätze für deren Bestimmung beschrieben (Kapitel 3.3.2). Kapitel 3.3.3 nimmt dann die statischen und dynamischen Implikationen von sich ergebenden Derating-Faktoren in den Kapazitätsauktionen in den Blickpunkt. Kapitel 3.3.4 fasst die gewonnenen Erkenntnisse schließlich zusammen.

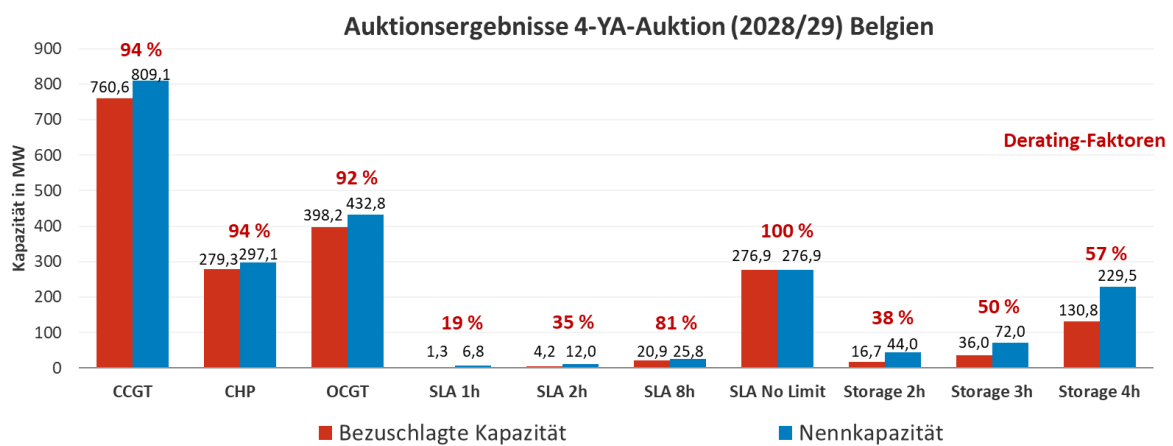
3.3.1 Grundlegende Funktionsweise von Derating-Mechanismen

Derating-Faktoren sind Zahlen zwischen 0 und 1 (als Prozentzahl interpretierbar), die bei der Bemessung der bezuschlagten Kapazität in Kapazitätsauktionen zum Einsatz kommen. Der Faktor stellt hierbei die erwartete tatsächliche Verfügbarkeit der gegenständlichen Kapazität in einer Systemstresssituation dar. Die Kapazität inklusive Derating (MW) ergibt sich aus dem Produkt von Derating-Faktor (%) und der (Nenn-)Kapazität der installierten Leistung (MW).

Liegt also beispielsweise der Derating-Faktor einer Technologie bei 0,5 und bietet ein Marktteilnehmer in eine Kapazitätsauktion 100 MW und erhält den Zuschlag, werden diesem Teilnehmer 50 MW mit seinem Gebotspreis vergütet. Für die anderen 50 MW erfolgt keine Vergütung – diese müssen dann aber auch nicht in Systemstresssituationen zur Verfügung stehen. Dennoch wird diese Kapazität zugebaut. Dieser Effekt wird durch Abbildung 8 veranschaulicht. Während die roten Balken links die jeweils bezuschlagten Mengen pro Technologie einer Kapazitätsauktion darstellen, stellen die blauen Balken rechts die physischen Kapazitäten dar, die durch den Zuschlag neu zugebaut werden. Ein niedriger Derating-Faktor schlägt sich also potenziell in einem höheren Zubau der jeweiligen Technologie nieder.

Im dargestellten Beispiel aus einer belgischen Kapazitätsauktion wurden alle in der Auktion gebotenen Kapazitäten auch bezuschlagt. Ist die Auktion überzeichnet, ist dies natürlich nicht der Fall und die Kapazitäten mit den höchsten Geboten jenseits des nachgefragten Auktionsvolumens werden nicht zugeschlagen.

Abbildung 8: Veranschaulichung des Einflusses von Derating-Faktoren an einem Praxisbeispiel



Quelle: eigene Darstellung auf Basis von (elia, 2024a), (elia, 2024b)

Anmerkung: Die verwendeten Abkürzungen sind im Abkürzungsverzeichnis erklärt.

3.3.2 Gängige Ansätze zur Bestimmung von Derating-Faktoren

Die Bestimmung von Derating-Faktoren für Kapazitätsmechanismen wird im Allgemeinen simulationsgestützt anhand von kombinierten Netz- und Marktmodellen durchgeführt, wobei Zeitpunkte mit Systemstressbedingungen, insbesondere Zeiten einer hohen andauernden Residualnachfrage, von besonderem Interesse sind. Die genauen Prozesse zur Bestimmung der anzunehmenden Rahmenbedingungen für diese Simulationen sind dabei in verschiedenen Kapazitätsmärkten unterschiedlich ausgestaltet, wobei oft sowohl private Unternehmen wie Übertragungsnetzbetreiber als auch staatliche Organe und Behörden wie Energieministerien und Energieregulatoren gestaltende Akteure dieser Szenarien sind.

Dabei werden häufig Konzepte der Abbildung von Versorgungssicherheit in diesen Simulationen verwendet. Hierzu gehören vor allem die Konzepte der Loss of Load Expectation sowie der Energy Not Served beziehungsweise manchmal auch der Expected Energy Unserved.

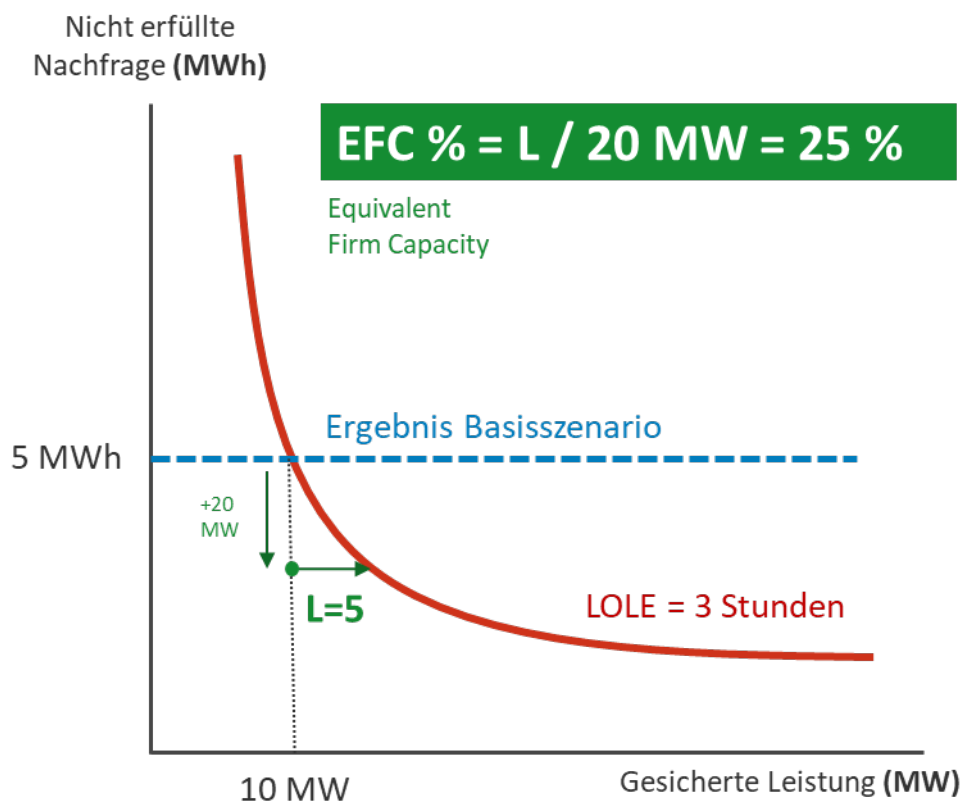
Mit der **Loss of Load Expectation (LOLE)** wird die Anzahl der erwarteten Stunden pro Jahr angegeben, in denen die Nachfrage nach Strom die verfügbare Kapazität übersteigt und daher nicht vollständig gedeckt werden kann. Die **Energy Not Served (ENS)** und die **Expected Energy Unserved (EEU)** hingegen geben an, wie viel Energienachfrage (in Megawattstunden) in diesen Stunden (erwartbar) nicht gedeckt werden kann. Dabei können LOLE und ENS beziehungsweise EEU stark positiv miteinander korrelieren (wenn häufig die Erzeugungsleistung nicht ausreicht, steigen beide Werte), müssen es aber nicht. Wenn beispielsweise nur in einer Stunde des Jahres die Nachfrage nicht gedeckt wird, dann aber ein deutliches Defizit besteht, steigt die ENS stark an, die LOLE jedoch nur gering.

Die Zielwerte für die Dimensionierung von Kapazitätsmechanismen beziehen sich im Allgemeinen auf eine vorgegebene LOLE. Beispielsweise ist im britischen, italienischen und französischen Kapazitätsmechanismus ein LOLE-Wert von 3 Stunden pro Jahr das Ziel, in Irland sind es 8 Stunden (Papavasiliou, 2021).

Die Ableitung der zu beschaffenden Kapazitäten und der anzusetzenden Derating-Faktoren werden in aufeinander abgestimmten Modellansätzen bestimmt. So wird beispielsweise im britischen Kapazitätsmarkt

das Konzept der technischen Verfügbarkeit für konventionelle Erzeugungseinheiten, die im Allgemeinen auf historischen beobachteten Mittelwerten beruht, durch eine **Equivalent Firm Capacity (EFC)** für speicherbasierte Systeme und andere Systeme mit einer geringeren beobachtbaren Historie (zum Beispiel Demand Side Response) ergänzt, die den erwarteten Speicherfüllstand beziehungsweise die tatsächliche Leistungserbringungsdauer dieser Anlagen in Systemstresssituationen mitberücksichtigt. Dabei wird der inkrementelle Wert einer zusätzlichen Einheit dieser Technologien ins Verhältnis zu einer gesicherten Leistungsscheibe gesetzt, wobei das geforderte Versorgungssicherheitsniveau im Sinne der LOLE im Vergleich zum Basisszenario gleich gehalten wird (rote Linie). Im untenstehenden schematischen Beispiel würde sich durch die Verringerung der EEU bei einem Zubau von 20 MW der Speichertechnologie so eine Steigerung der gesicherten Leistung um 5 MW und somit ein EFC-Faktor von 25 % ergeben, um die gleiche LOLE zu erzielen. Der Kehrwert dieses Prozentsatzes ist also als Überschusskapazitätsfaktor interpretierbar, um im Erwartungswert die gleiche ausgeschriebene Kapazität zu erbringen, und wird daher als Derating-Faktor herangezogen.

Abbildung 9: Veranschaulichung des in Großbritannien angewendeten Verfahrens zur Ermittlung von Derating-Faktoren für Speichersysteme



Quelle: eigene Darstellung auf Basis von (ESO, 2024)

Neben Derating-Faktoren für Erzeugungstechnologien, werden in manchen Marktgebieten (etwa in Belgien, siehe Abbildung 8), auch **Service Level Agreements (SLA)** mit Kapazitätsanbietern abgeschlossen. In diesem Fall obliegt es den Kapazitätsanbietern, die Qualität im Sinne des Anteils gesicherter Leistung bei Lieferung in Systemstresszeiten selbst zu wählen, diese vertraglich zu garantieren und damit einen höheren Derating-Faktor, eine höhere vergütete Leistung und somit auch höhere Kapazitätszahlungen zu erzielen. So lag für die oben gezeigte Auktion der Derating-Faktor für Anlagen mit einem SLA-Niveau von 1 h ununterbrochener

Verfügbarkeit lediglich bei 19 %, für eine Dauer von 8 h bei 81 % und für unbeschränkte Verfügbarkeit folglich bei 100 %. Schließlich ist zu beachten, dass sich der Kapazitätsbedarf und die Häufigkeit und Dauer von Systemstressevents im Zeitverlauf aufgrund sich ändernder Nachfragen und erneuerbarer Einspeiseprofile im Zeitverlauf ändern. Daher können für unterschiedliche Lieferjahre zum gleichen Zeitpunkt oder für das gleiche Lieferjahr zu unterschiedlichen Zeitpunkten unterschiedliche technologiespezifische Derating-Faktoren bestehen.

Auch für grenzüberschreitende Interkonnektoren, das heißt Importkapazitäten aus dem Ausland, können grundsätzlich Derating-Faktoren genutzt werden, wie es zum Beispiel in Großbritannien der Fall ist. In der Europäischen Union wurde basierend auf Artikel 26 der Verordnung 2019/943 (Europäisches Parlament, 2024) eine zentrale Berechnungsmethodik für grenzüberschreitende Kapazitäten in Kapazitätsmechanismen durch die europäischen Übertragungsnetzbetreiber definiert und daraus eine **Maximum Entry Capacity (MEC)** als maximale importierte Kapazität in Systemstresssituationen berechnet, wobei nationale Übertragungsnetzbetreiber jedoch in begründeten Fällen von dieser zentralen Methodik abweichen können. Soll zusätzlich zu den sich ergebenden Gebotsmengeneinschränkungen ein Derating-Faktor für ausländische Kapazitäten zum Einsatz kommen, muss dieser den grundlegenden Prinzipien von Artikel 26 (unter anderem Nichtdiskriminierung, Transparenz) entsprechen.

3.3.3 Implikationen von Derating-Faktoren für Auktionsergebnisse

Grundsätzlich besteht eine Wechselwirkung zwischen den vergebenen Derating-Faktoren und der Wettbewerbsfähigkeit von Technologien in den Kapazitätsauktionen – ein höherer Derating-Faktor führt zu höheren Erlösen in der Auktion und daher im hypothetischen Fall sonst gleicher Technologiekosten zu einem Wettbewerbsvorteil. Dies wird im Folgenden an einem fiktiven Zahlenbeispiel für eine Auktion (statische Betrachtung) näher betrachtet.

Der Erlös R [€] eines Bieters b aus seinem Gebot einer Kapazitätsauktion ergibt sich als Produkt aus dem Gebotspreis $p(b)$ [€/MW], der Gebotsgröße $s(b)$ [MW] und des jeweiligen anzuwendenden Derating-Faktors $dr(b)$ [%].

Sind die jeweiligen Gebotspreise und Gebotsmengen zweier unterschiedlicher Bieter bekannt, lässt sich das Erlösgleichgewicht der Gebote wie in Abbildung 10 grafisch darstellen.

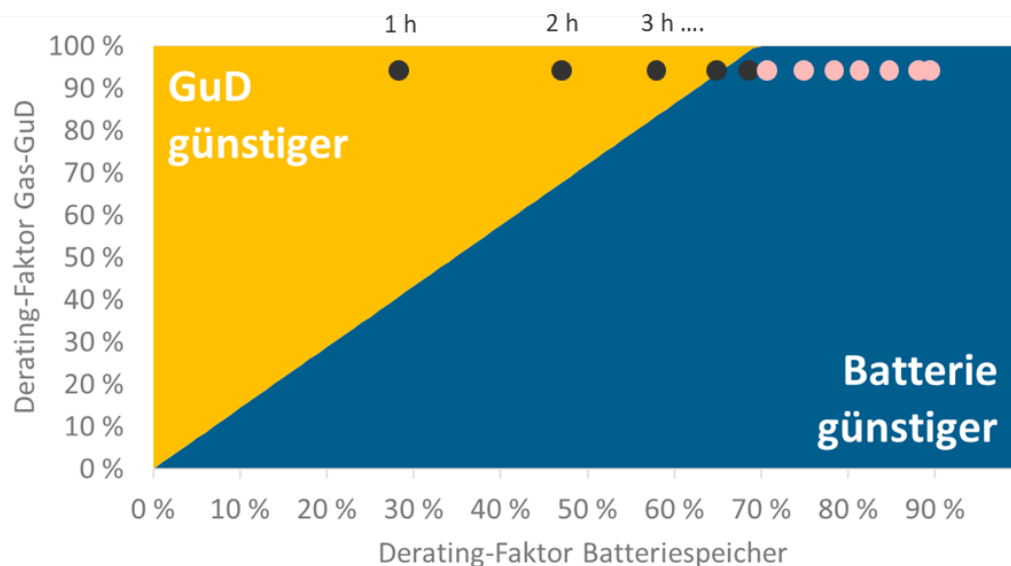
Hier wird das Wettbewerbsverhältnis zwischen dem Kraftwerksneubau einer mit Erdgas betriebenen Gas- und Dampfturbine (GuD) sowie einer kombinierten Neuerrichtung einer (mit PV-Strom betriebenen) Batterieanlage bei einer jeweils gleichen unterstellten Gebotsgröße untersucht. Dabei wird in dieser Darstellung ein Kapitalkostenverhältnis von 900 €/kW zu 625 €/kW unterstellt (in Anlehnung an Werte in der Spannweite für diese Technologien aus (Kost, et al., 2024)), Betriebskosten und erwartete Erlöse aus dem Stromhandel nach Errichtung werden vernachlässigt.

Im resultierenden Schaubild in Abbildung 10 sind auf den Achsen die möglichen Derating-Faktoren auf einer Skala von 0 bis 100 % für beide Technologien aufgetragen. Bei einem niedrigeren Derating-Faktor muss dabei eine höhere Zahlung durch den Kapazitätsmarkt erfolgen, um die Kapitalkosten einer Technologie zu decken. Eine Technologie ist dabei günstiger als die andere, falls die zugrunde gelegten Kosten im Verhältnis zum angesetzten Derating-Faktor niedriger sind als die der anderen Technologie.

Entsprechend zeigt die gelbe Fläche Derating-Faktorkombinationen, bei denen die GuD trotz des höheren initialen Kostenniveaus kompetitiver ist, das heißt höhere Erlöse aus dem Kapazitätsmarkt erzielen kann. Die

blaue Fläche zeigt entgegengesetzt die Kombinationen, in denen dies nicht der Fall ist. Die schwarzen Punkte entsprechen der relativen Position der in der Auktion Y-4 im Jahr 2024 (elia, 2024b) gültigen Derating-Faktoren für Erdgas-GuD und Speicher im belgischen Kapazitätsmarkt bis zu einer maximalen Leistungserbringungsdauer von 5 h, die rosafarbenen Punkte markieren die entsprechenden Faktoren für SLA mit einer Erbringung von 6 bis 12 h. Es zeigt sich, dass in einem Setting mit einem ausgeprägten Wettbewerb um die zugeschlagenen Kapazitäten durch das Derating jene Technologien relative Vorteile aufweisen, die eine höhere Leistungserbringungsdauer garantieren können. Sobald dieser relative Vorteil einer Erdgas-GuD schwindet (mit Erhöhung der maximalen Leistungserbringungsdauer der Speicher), wird diese trotz besseren Derating-Faktors weniger attraktiv als die in diesem Beispiel günstigere Speichertechnologie.

Abbildung 10: Zahlenbeispiel zweier Technologien bei einem vorgegebenem Kapitalkostenverhältnis von 900 (GuD) zu 625 (Batteriespeicher).



Quelle: eigene Darstellung

Findet jedoch kein hinreichender Wettbewerb statt, zum Beispiel im Falle einer Unter- oder exakten Nachfragedeckung der Kapazitätsauktion, kommen auch Technologien mit einem deutlich geringeren Derating-Faktor zum Zug. In diesem Fall wird durch einen niedrigen Derating-Faktor faktisch der Zubau einer besonders hohen Nennkapazität dieser Technologien beanreizt. Da diese Kraftwerke nach ihrem Zubau nicht nur in Systemstresszeiten am Marktgeschehen teilnehmen, haben Derating-Faktoren auch deutliche Auswirkungen auf die allgemeine Zusammensetzung des Strommarkts und können so eine starke Wirkung auf das sich ergebende Großhandelspreisniveau entfalten. Hiervon wird auch die Wirtschaftlichkeit von Bestandskraftwerken beeinflusst, weshalb bei der Dimensionierung und Häufigkeit der Durchführung von Kapazitätsauktionen mit Derating-Faktoren Umsicht geboten ist.

Die Vorhersage der dynamischen Wirkung dieser Faktoren ist deutlich komplexer, da neue Kapazitäten die Knappheitssituationen der Folgeperioden entscheidend mitbestimmen, aber auch Einfluss auf die durchschnittlichen Erlöse von Kraftwerken im Stromhandel und so auch deren Verbleib im Markt haben. Das beeinflusst sowohl den Bedarf als auch die Kapazitätspreise nachfolgender Perioden.

3.3.4 Zusammenfassung: Effekte von Derating-Mechanismen

In den vorangegangenen Abschnitten wurden das Konzept und die Bestimmung von Derating-Faktoren diskutiert und auch deren Auswirkung auf sich ergebende Marktergebnisse beleuchtet. Dabei konnte abgeleitet werden, dass simulationsgestützte Derating-Faktoren konzeptionell zu einem versorgungssicherheitsdienlichen Zubau beitragen können, ihre tatsächlichen Auswirkungen jedoch stark vom Gebotskalkül der Marktteilnehmenden und vom Gesamtangebot der Kapazitätsauktionen abhängig sind. Derating-Faktoren können die Wettbewerbsfähigkeit von Technologien stark beeinflussen, dies ist jedoch keine einseitige, sondern eine wechselseitige Beziehung, da der Zubau von Technologien auch die Derating-Faktoren folgender Zeitperioden beeinflusst.

Der Einsatz von Derating-Faktoren ist daher hinsichtlich der Adequacy des Gesamtsystems sinnvoll, kann aber zu starken Effekten hinsichtlich des Technologiemixes und des sich ergebenden Preissignals führen, was bei der Einführung eines Kapazitätsmarktes und der Wahl geeigneter Parameter bedacht werden muss.

3.4 Dos and Don'ts für einen Kapazitätsmechanismus in einem dekarbonisierten Strommarkt

Aus den Erkenntnissen der vorangehenden Abschnitte können Handlungsempfehlungen abgeleitet werden, die eine sinnvolle Parameterwahl eines Kapazitätsmechanismus ermöglichen. Diese werden im Folgenden in kurzen thematischen Blöcken dargestellt. Das impliziert jedoch keineswegs eine Unabhängigkeit der folgenden Abschnitte, die Inhalte sollten also als gesamtheitliche Empfehlung betrachtet werden.

3.4.1 Do: Betonung der Schnittmengen aus Dekarbonisierung und Versorgungssicherheit

Die Sicherstellung eines versorgungssicheren Stromsystems und dessen gleichzeitige Dekarbonisierung sind keine unvereinbaren Ziele. Wie die Auswertung der Technologiematrix in Abschnitt 2.3.3 zeigt, gibt es zahlreiche zugleich verlässliche, flexible und dekarbonisierte Technologieoptionen. Daher ist es nicht notwendig, zusätzliche Kraftwerke auf Basis fossiler Energieträger zu bauen, die die Dekarbonisierungsziele gefährden würden. Die Integration von Kraftwerken, die mit erneuerbaren Energieträgern kompatibel sind („H₂-readiness“) stellt jedoch eine grundsätzlich sinnvolle Option dar. Diese Strategie minimiert die Risiken fossiler Emissionen, setzt dabei jedoch voraus, dass am jeweiligen Standort in Zukunft entweder ein Wasserstoffnetzanschluss vorhanden ist oder fossiles Erdgas im Gasnetz durch grünes Biomethan ersetzt wird.

Vor diesem Hintergrund ist die Setzung strengerer oder progressiver Emissionslimits eine Option, um die Umstellung von eingesetzten Brennstoffen zum Beispiel in Richtung erneuerbarer Gase auch dann anzureizen, wenn fossiles Gas trotz CO₂-Kosten noch die günstigere Alternative (beispielsweise im Vergleich zum Erwerb eines Biomethanzertifikats) darstellen würde. Dies gilt insbesondere im Falle der zukünftigen Beibehaltung bestehender (internationaler) Gasnetzinfrastrukturen. In diesem Fall kann ein Kapazitätsmechanismus als beschleunigendes Element der Dekarbonisierung wirken, welches außerdem Anreize zum Ausbau alternativer Infrastrukturen (etwa Wasserstoffnetze) liefern kann. Soll eher der Einsatz von Technologien mit höherem Wirkungsgrad (zum Beispiel von GuD-Kraftwerken statt offener Gasturbinen) angereizt werden, ist auch schon zu Beginn die Setzung eines niedrigeren Emissionsgrenzwerts als durch die europäische Gesetzgebung vorgeschrieben denkbar. Hier existiert jedoch ein Trade-off hinsichtlich der Kosten der zu deckenden Leistungslücke zum Investitionszeitpunkt und während des laufenden Betriebs. Auch der Zubau eines Kraftwerks mit schlechterem Wirkungsgrad und geringeren Volllaststunden kann bei einem

dementsprechenden Verlauf der Residuallast volkswirtschaftlich vorteilhaft sein, da sich hierdurch niedrigere Investitionskosten ergeben.

Dabei ist eine sachdienliche Bestimmung angemessener Derating-Faktoren auch zur Sicherstellung einer ausreichenden Ramping-Fähigkeit von Kraftwerken in Systemstresszeiten unabdingbar. Ein solches Derating sollte mit einer jährlichen Anpassung für neue Auktionen auf Basis neuer Lastsimulationen aufgrund dynamischer Marktentwicklungen durchgeführt werden und sich folglich nicht ausschließlich auf historische Verfügbarkeitsdaten stützen, die ohnehin meist nur für Bestandstechnologien vorliegen. Somit kann sichergestellt werden, dass die Integration dekarbonisierter thermischer Kraftwerke, die insbesondere in Dunkelflauten eine zentrale Rolle einnehmen, nicht auf Kosten einer unzureichenden Flexibilität des Energiesystems bei rascher Laständerung des Systems geht. In diesem Fall werden auch neue Speichertechnologien wie Batteriespeicher in Zukunft eine noch größere Rolle spielen, als sie dies im österreichischen Stromsystem bislang bereits haben. Auch die steigende Energienachfrage von Nachbarstaaten mit schlechteren topografischen Startbedingungen für den Ausbau von Wasserspeichern muss im europäischen Verbundsystem mitbedacht werden.

3.4.2 Do: Einnahme einer langfristigen Perspektive

Lösungen, die zur Austarierung steigender Stromnachfragen und erneuerbarer Erzeugung beitragen sollen, sollten langfristig nicht nur in einem nationalen Rahmen behandelt werden. Daher ist auch die Integration ausländischer Kapazitäten mit einem angemessenen Abschlag hinsichtlich des Beitrags von grenzüberschreitenden Kapazitäten im Fall eines Engpasses in einem österreichischen Kapazitätsmechanismus vorzusehen. Die europäische Kooperation und Koordination trägt so sowohl zu einem Anstieg der Versorgungssicherheit als auch zu einer Senkung von Strompreisen des Großhandels bei.

Bei der Implementierung eines Kapazitätsmechanismus sind angemessene Vorlaufzeiten zu wählen, das heißt, Kapazitäten zur Erbringung von Leistung in Zeiten einer Dunkelflaute sollten mindestens vier Jahre vor der Erbringung dieser Kapazitäten auktioniert werden. Um für die Projektentwicklung von Unternehmen planbar zu sein, sollte ein angemessener, verlässlicher Turnus der Auktionen (mindestens jährlich) implementiert werden, sofern eine einmalige Ausschreibung zur Deckung der Kapazitätsnachfrage nicht ausreichend ist.

3.4.3 Don't: Keine technologiespezifischen Beschränkungen jenseits von Emissionsregeln

Die Technologieoffenheit von Kapazitätsmechanismen ist ein entscheidender Faktor für ihre ökonomische Effizienz. Eine fixe Vorgabe von zuzubauenden Technologien verkleinert diese Effizienz und begünstigt unter Umständen marktbeherrschende Stellungen, was sowohl auf der technologischen als auch auf der ökonomischen Ebene nachteilige Effekte hat. Sollen aufgrund konkret identifizierter (Flexibilitäts-)Bedarfe dennoch fokussierte Zubauten von Kraftwerken mit gewissen technischen Eigenschaften erfolgen, ist es jedenfalls sinnvoller, diese Eigenschaften in Parameter des Kapazitätsmechanismus zu übersetzen, anstatt diese nominell vorzugeben. Auf diese Art und Weise wird eher eine technologische Diversifikation erreicht und auch technologischer Fortschritt kann sich leichter in den Ergebnissen des Mechanismus abbilden. Diese Diversifikation von Energieerzeugungstechnologien ist angesichts vergangener und aktueller Erfahrungen hinsichtlich einer eingeschränkten fossilen Gasversorgung weiter ratsam („Don't put all eggs in one basket“).

Grundsätzlich ist eine Differenzierung von Kapazitätsprodukten nach verschiedenen Adequacy-Kategorien (Peak versus Flex Adequacy) möglich, erscheint aber zum aktuellen Zeitpunkt angesichts der durch die in jüngeren ERAAs kurzfristig erwarteten geringeren Energiedeckungslücken (vergleiche Abbildung 1) kurzfristig

noch nicht angezeigt. Genauere Aussagen über die mittelfristige Entwicklung hinsichtlich Peak und Flex Adequacy wären durch den Regelzonenführer APG durch ein NRAA beziehungsweise bei einem Fehlen entsprechender Gesetzgebung (EIWG) beispielsweise durch den nationalen Regulator E-Control in Form des Monitoringberichts Versorgungssicherheit zu treffen.

3.4.4 Don't: Vermeidung praxisferner Lösungen

Bestehende Kapazitätsmechanismen in und außerhalb Europas zeichneten sich in der Vergangenheit durch häufige Anpassungen der genutzten Methodiken aus, da die Anwendung bestehender Methodiken zu unerwarteten (oder unerwünschten) Ergebnissen führte. So wurden beispielsweise häufig zentralen Kapazitätsmärkten nachträglich dezentrale Elemente hinzugefügt oder umgekehrt. Auch die geänderten Methodiken zum Derating von Technologien führten häufig zu inkonsistenten Ausgängen verschiedener Auktionen derselben Marktgebiete. Diese Trial-and-Error-Verfahren sollten als mahnende Beispiele für einen möglichen neuen Kapazitätsmechanismus dienen. Strukturbrüche, das heißt unterschiedliche Spielregeln und Ergebnisse, innerhalb des Mechanismus zwischen verschiedenen Durchgängen führen mit hoher Wahrscheinlichkeit zu insgesamt suboptimalen Ausbau- und Marktergebnissen. Hier spielt auch die tatsächlich wahrgenommene Sicherheit für Investoren, die durch Kapazitätsmechanismen erhöht werden soll, eine wichtige Rolle – häufige Regeländerungen verringern das Vertrauen in ein stabiles Regelwerk und somit auch die Investitionsbereitschaft. Daher erscheint ein umfassender, breiter Konsultationsprozess vor einer Implementierung eines Kapazitätsmechanismus jedenfalls sinnvoll, um Fehlanreize und unerwünschte Nebeneffekte bestmöglich zu mindern. Die Zielsetzung einer Beibehaltung von methodischen Ansätzen bedeutet jedoch nicht, dass spätere Weiterentwicklungen des Mechanismus ausgeschlossen sein sollten. Die entwickelte Methodik sollte sich mit dynamischen Ansprüchen an das Stromsystem mitentwickeln können.

3.4.5 Don't: Vermeidung eines Tunnelblicks auf Kapazitätsmechanismen

Die Ausarbeitung eines Kapazitätsmechanismus bedeutet nicht, dass andere denkbare Marktmechanismen zur Sicherstellung der Attraktivität von Investitionen in neue Erzeugungskapazitäten aus den Augen verloren werden sollten. Allgemein wirken Kapazitätsmechanismen nicht nur in Systemstresstendenzen auf den Energy-Only-Markt. Neue Kapazitäten stehen vielmehr auch in vielen anderen Stunden zur Verfügung und beeinflussen entsprechend die Marktergebnisse zu allen Zeitpunkten des Jahres. Hierdurch werden Preissignale des Energy-Only-Markts geschwächt, was eine sinnvolle Parametrierung eines Kapazitätsmechanismus wichtiger und auch eventuelle Fehlanreize umso wirkungsreicher macht.

Außerdem müssen andere notwendige Maßnahmen außerhalb der reinen Bereitstellung von Generatorleistung weitergetrieben werden, die für den Betrieb eines dekarbonisierten Stromsystems unerlässlich sind. Dazu gehören insbesondere der Ausbau einer erneuerbaren Gasinfrastruktur in Form passender Netze sowie heimischer erneuerbarer Stromerzeugung und -umwandlungskapazitäten, um die Voraussetzungen für den Betrieb erneuerbarer thermischer Kraftwerke sicherzustellen.

4 Zusammenfassung

In den letzten Jahren haben die Covid-19-Pandemie und die Energiepreiskrise viele Annahmen über den Strommarkt und das Stromsystem infrage gestellt. Trotz dieser Herausforderungen bleibt Österreichs Versorgungssicherheit im Strombereich hoch, wie die Modellrechnungen des ERAA 2023 für 2025 zeigen. Die Energiekrise hat jedoch zu einem deutlichen Anstieg der Stromgroßhandelspreise geführt, die trotz einer leichten Senkung seit 2023 weiterhin über dem Vorkrisenniveau liegen.

Im europäischen Ausland, insbesondere in Deutschland, wird der Bedarf an steuerbaren Kapazitäten aufgrund des Kohle- und Nuklearausstiegs bereits in naher Zukunft deutlich. Kapazitätsmärkte könnten Anreize für Investitionen in flexible Erzeugung bieten, ohne die angestrebte Dekarbonisierung zu gefährden. In Deutschland wird daher die Einführung eines kombinierten Kapazitätsmarktes konkret diskutiert. In dieser Studie wurden daher in diesem Kontext technologische Anforderungen an ein dekarbonisiertes Energiesystem und die Parameter eines möglichen Kapazitätsmechanismus untersucht.

Die Umstellung des europäischen Strommarkts auf weniger fossile Erzeugung und mehr Sektorenkopplung bringt große Herausforderungen mit sich. Ein massiver Ausbau erneuerbarer Energien und steigende Stromnachfrage könnten die Maximallast und auch die Belastung des Stromsystems durch Änderungsrampen erhöhen, wenn keine zusätzlichen Flexibilitäten vorhanden sind. Studien prognostizieren eine Verdopplung der Stromnachfrage in Österreich bis 2040. Ein wichtiger Aspekt sind „Dunkelflauten“, längere Phasen niedriger erneuerbarer Erzeugung bei hoher Nachfrage, besonders im Winter.

Dabei sind verschiedene Dimensionen der Ressourcenangemessenheit (Adequacy) zur Sicherstellung einer stabilen Energieversorgung zu berücksichtigen. Die Fähigkeit, die maximale Nachfrage zu bedienen (Peak Adequacy), ist dabei nur eine von mehreren möglichen Ansätzen zur Bewertung der Versorgungssicherheit. Die Fähigkeit, schnelle Nachfrageänderungen flexibel zu bedienen (Flex Adequacy), wird weiter an Bedeutung gewinnen. Auch die Verfügbarkeit von Brennstoffen und Speichern (Fuel Adequacy) wird entscheidend sein, wobei die entsprechende Infrastruktur zur Bereitstellung etwa von erneuerbaren Gasen von besonderer Wichtigkeit ist.

Die optimale Technologiewahl in einem dekarbonisierten Stromsystem unterliegt vielen potenziellen Zielkonflikten. So soll dieses flexibel sein, die Versorgungssicherheit gewährleisten, eine kosteneffiziente Stromversorgung ermöglichen und dabei nach Möglichkeit alle Restemissionen vermeiden, das heißt wirklich dekarbonisiert sein. Zur Bewertung nützlicher Eigenschaften von Technologien als Beitrag zu einem dekarbonisierten Stromsystem wurde eine Technologiematrix als helfendes Framework erstellt, um verschiedene Technologien hinsichtlich ihrer Eignung in verschiedenen Dimensionen vergleichbar zu machen.

Die Analyse dieses Berichts zeigt hierbei, dass die **Sicherstellung eines versorgungssicheren und gleichzeitig dekarbonisierten Stromsystems möglich** ist, da es viele zugleich verlässliche, flexible und dekarbonisierte Technologieoptionen gibt. Der Zubau weiterer fossiler Kraftwerke ohne Dekarbonisierungsperspektive, die Dekarbonisierungsziele nachhaltig gefährden könnten, ist nicht notwendig. Kapazitätsmechanismen können also die Dekarbonisierung beschleunigen (zum Beispiel durch strenge und/oder progressive Emissionslimits) und sollen diese insbesondere nicht durch eine ungünstige Parameterwahl gefährden.

Kapazitätsmärkte haben jedoch mit der **Sicherstellung gesicherter Leistung** einen anderen Fokus und sollten daher nicht per se als aktives Steuerungselement einer rascheren Dekarbonisierung behandelt werden. Hierbei

ist insbesondere zu beachten, dass für den Stromgroßhandel mit dem **europäischen CO₂-Preis** des EU Emission Trading Scheme (EU ETS) bereits ein zentrales Steuerungselement hinsichtlich der Dekarbonisierung besteht, welches durch eine zu starke kategorische Steuerung geschwächt werden könnte und somit Emissionen aus fossilen Bestandskraftwerken sowie Emissionen außerhalb des Stromsektors vergünstigt und damit klimafreundliche Umrüstungen oder Neuinvestitionen von Anlagen außerhalb des Stromsektors auch verzögert werden könnten, zumindest insofern dort keine entsprechenden Emissionsgrenzwerte greifen.

Technologieoffenheit ist entscheidend für die ökonomische Effizienz und die Liquidität von Kapazitätsmechanismen. Eine fixe Vorgabe von Technologien kann marktbeherrschende Stellungen begünstigen. Stattdessen sollten gewünschte technische Eigenschaften neuer Anlagen in die Parameter des Mechanismus (zum Beispiel Mindesterbringungsdauer, Ramping-Fähigkeiten) übersetzt werden, um die technologische Diversifikation und Innovation zu fördern. Dabei ist jedoch die Dekarbonisierungsperspektive der lukrierten Kapazitäten, zum Beispiel durch eine Kompatibilität mit erneuerbaren Gasen, sicherzustellen, um die Erreichung von Klimazielen nicht zu gefährden.

Die Dekarbonisierungsperspektive beeinflusst insbesondere die **optimale Wahl techno-ökonomischer Steuerungsparameter für Kapazitätsmechanismen** und lässt außerdem Rückschlüsse bezüglich allgemeinerer Empfehlungen hinsichtlich der Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen zu.

Hier werden durch den europäischen Rechtsrahmen, insbesondere die EU-Verordnung 2019/943, Vorgaben definiert, die bei der Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen zu beachten sind. Hierzu gehört insbesondere die Ermöglichung der grenzüberschreitenden Teilnahme von Kapazitäten. **Langfristige Lösungen** sollten nicht nur national, sondern auch **international und harmonisiert adressiert** werden. Auch die Integration ausländischer Kapazitäten kann die Versorgungssicherheit erhöhen und Großhandelspreise senken.

Auktionen für Kapazitäten sollten wie in anderen europäischen Kapazitätsmärkten (etwa Großbritannien, Belgien) mindestens vier Jahre vor ihrer Nutzung beginnen, und Auktionen sollten regelmäßig stattfinden, um Planungssicherheit zu gewährleisten und eine Verteilung ausgeschriebener Kapazitäten auf mehrere Auktionen zu ermöglichen, damit gerechtere und stetigere Rahmenbedingungen geschaffen werden.

Kapazitätsmechanismen sollten flexibel bleiben und **sich an dynamische Marktanforderungen anpassen**. Ein umfassender Konsultationsprozess vor der Implementierung kann Fehlanreize und unerwünschte Effekte minimieren. Entsprechend muss vor der Einführung eines neuen Kapazitätsmechanismus, aber auch bei jeder späteren Anpassung, eine angemessene Vorlaufzeit eingeplant werden. Wichtig hierbei ist, dass trotz adaptierbarer Kapazitätsmechanismen die Planungssicherheit von Investoren bestehen bleibt.

Eine **angemessene Bestimmung von Derating-Faktoren** ist wichtig, um die Flexibilität des Energiesystems sicherzustellen. Diese Faktoren sollten jährlich angepasst werden, um dynamische Marktentwicklungen zu berücksichtigen. Auch die steigende Energienachfrage und das Angebot in Nachbarstaaten müssen hierbei angemessen berücksichtigt werden.

Andere Maßnahmen zur Förderung von Investitionen in neue Erzeugungskapazitäten sollten ebenfalls nicht vernachlässigt werden. Maßnahmen wie der Ausbau erneuerbarer Gasinfrastrukturen und die Sicherstellung der Voraussetzungen für erneuerbare thermische Kraftwerke sind für einen zukunftsorientierten Strommarkt in einem dekarbonisierten Stromsystem ebenfalls notwendig. Neben der Diskussion um Versorgungssicherheit und Kapazitätsmechanismen sowie Dekarbonisierungsanforderungen sollte die Sicherstellung der Effizienz des bestehenden Energy-Only-Marktes nicht aus den Augen verloren werden, wenn ein möglichst effizienter Ressourceneinsatz und eine kostengünstige, leistbare Energieversorgung gewährleistet bleiben sollen.

Literatur

BMK, 2024. *Ministerialentwurf: Bundesgesetz zur Regelung der Elektrizitätswirtschaft (Elektrizitätswirtschaftsgesetz - ElWG)*. [Online]

Available at: parlament.gv.at/dokument/XXVII/ME/310/fname_1604976.pdf

[Zugriff am 6 Dezember 2024].

Compass Lexecon, 2024. *Modellierung der Stromstrategie 2040 - Endbericht*. [Online]

Available at:

oesterreichsenergie.at/fileadmin/user_upload/Oesterreichs_Energie/Publikationsdatenbank/Studien/2024/Modellierung_Stromstrategie_2040.pdf

[Zugriff am 19 September 2024].

consentec, r2b energy consulting, Öko-Institut e.V., 2024. *Overview of the design of a combined capacity market*. [Online]

Available at: bmwk.de/Redaktion/EN/Downloads/design-proposal-for-a-combined-capacity-market.pdf?__blob=publicationFile&v=1

[Zugriff am 18 November 2024].

E-Control, 2024. *Monitoring Report Versorgungssicherheit Strom 2024 - Berichtsjahr 2023*. [Online]

Available at: https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/Monitoring_Report_Versorgungssicherheit_Strom+2024.pdf/ac7bb041-f231-2876-4359-d262066a9c2a?t=1738048979267pdf

[41-f231-2876-4359-d262066a9c2a?t=1738048979267pdf](https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/Monitoring_Report_Versorgungssicherheit_Strom+2024.pdf/ac7bb041-f231-2876-4359-d262066a9c2a?t=1738048979267pdf)

[Zugriff am 18 Februar 2025].

elia, 2024a. *CRM Auction Report Y-4 Auction for the 2028-2029 Delivery Period*. [Online]

Available at: https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/grid-data/adequacy/crm-auction-results/2024/2028-2029/20240912_crm-auction-result-for-2028-2029_en_v2.pdf

[Zugriff am 7 Jänner 2025].

elia, 2024b. *Derating Factors for the 2024 Y-4 Auctions*. [Online]

Available at: <https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/electricity-market-and-system/adequacy/crm/2024/auctions-2024---derating-factors.pdf>

[Zugriff am 7 Jänner 2025].

ENTSO-E, 2024a. *European Resource Adequacy Assessment 2023 Edition - ACER's approved and amended version*. [Online]

Available at: <https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/2023/>

[Zugriff am 11 November 2024].

ENTSO-E, 2024b. *Transparency Platform*, s.l.: s.n.

ESO, 2024. *Storage de-rating factors methodology review*. [Online]

Available at: <https://www.emrdeliverybody.com/Capacity%20Markets%20Document%20Library/ESO-Storage-De-rating-Factors-Consultation-2024-V1.pdf>

[Zugriff am 8 Jänner 2025].

Europäisches Parlament, 2024. *Document 32019R0943: Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt (Neufassung)*. [Online]

Available at: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX%3A32019R0943>
[Zugriff am 15 November 2024].

Gusterhuber, J. & Abdank, G., 2024. *Evaluierungsbericht der Bundesregierung zum Bundesgesetz über das Verbot der geologischen Speicherung von Kohlenstoffdioxid*. [Online]
Available at: https://www.parlament.gv.at/dokument/XXVII/III/1210/imfname_1648931.pdf
[Zugriff am 7 Jänner 2025].

Hilgers, C. & Schilling, F., 2024. Kohlendioxidabscheidung und geologische Speicherung (CCS) - ein Überblick. *Zeitschrift der Deutschen Gesellschaft für Geowissenschaften*, Mai, 175(1), pp. 89-109.

Kost, C. et al., 2024. *Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien*. [Online]
Available at:
file:///C:/Users/cfu/Downloads/DE2024_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien-3.pdf
[Zugriff am 10 Jänner 2025].

Krutzler, T., Schindler, I. & Wasserbaur, R., 2023. *Energie- und Treibhausgas-Szenario Transition 2040 - Bericht für das Szenario Transition 2040 mit einer Zeitreihe von 2020 bis 2050*. [Online]
Available at: <https://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/publikationen/rep0880.pdf>
[Zugriff am 6 Dezember 2024].

Nationalrat, 2022. *Bundesgesetz über den Energiekrisenbeitrag-Strom (EKBSG)*. [Online]
Available at: https://www.parlament.gv.at/dokument/XXVII/A/3024/fname_1484228.pdf
[Zugriff am 19 November 2024].

Papavasiliou, A., 2021. *Overview of EU Capacity Remuneration Mechanisms*. [Online]
Available at: <https://www.raaey.gr/energeia/wp-content/uploads/2021/05/Report-I-CRM-final.pdf>
[Zugriff am 8 Jänner 2025].

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Erwarteter Lastverlust (LOLE) in Stunden pro Jahr für europäische Marktgebiete im Jahr 2025 und 2033.....	5
Abbildung 2: Strompreisentwicklung der österreichischen Gebotszone seit 2019.....	6
Abbildung 3: Veranschaulichung des Zusammenhangs zwischen Residuallastentwicklung und stündlicher Residuallastrampe	9
Abbildung 4: Veranschaulichung der Entwicklung der Residuallast anhand des Jahres 2024	11
Abbildung 5: Spannweite österreichischer Flexibilitätsbedarfe	12
Abbildung 6: Entwickelte Technologiematrix.....	18
Abbildung 7: Zeitebenen von Kapazitätsmechanismen	22
Abbildung 8: Veranschaulichung des Einflusses von Derating-Faktoren an einem Praxisbeispiel.....	24
Abbildung 9: Veranschaulichung des in Großbritannien angewendeten Verfahrens zur Ermittlung von Derating-Faktoren für Speichersysteme.....	25
Abbildung 10: Zahlenbeispiel zweier Technologien bei einem vorgegebenem Kapitalkostenverhältnis von 900 (GuD) zu 625 (Batteriespeicher).....	27

Abkürzungsverzeichnis

4-YA	Four Year-Ahead
ACER	EU Agency for the Cooperation of Energy Regulators
AEA	Österreichische Energieagentur – Austrian Energy Agency
AT	Country Code Austria/Österreich
CCGT	Combined Cycle Gas Turbine (dt.: Gas- und Dampfturbine)
CCS	Carbon Capture and Storage
CHP	Combined Heat and Power (dt.: KWK)
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
EEU	Expected Energy Unserved
EFC	Expected Firm Capacity
EIWG	Elektrizitätswirtschaftsgesetz
ENS	Energy Not Served
ERAA	European Resource Adequacy Assessment
EU ETS	European Union Emission Trading Scheme
GuD	Gas- und Dampfturbine
GW	Gigawatt
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
LOLE	Loss of Load Expectation
MEC	Maximum Entry Capacity
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
NRAA	National Resource Adequacy Assessment
OCGT	Open-Cycle Gas Turbine (dt. Offene Gasturbine)
PKNS	Plattform Klimaneutrales Stromsystem
PV	Photovoltaik
SDL	Systemdienstleistungen
SLA	Service Level Agreement(s)
THG	Treibhausgas(e)
TRL	Technology Readiness Level

Über die Österreichische Energieagentur – Austrian Energy Agency (AEA)

Die Österreichische Energieagentur liefert Antworten für die klimaneutrale Zukunft: Ziel ist es, unser Leben und Wirtschaften so auszurichten, dass kein Einfluss mehr auf unser Klima gegeben ist. Neue Technologien, Effizienz sowie die Nutzung von natürlichen Ressourcen wie Sonne, Wasser, Wind und Wald stehen im Mittelpunkt der Lösungen. Dadurch wird für uns und unsere Kinder das Leben in einer intakten Umwelt gesichert und die ökologische Vielfalt erhalten, ohne dabei von Kohle, Öl, Erdgas oder Atomkraft abhängig zu sein.

Das ist die missionzero der Österreichischen Energieagentur.

Mehr als 100 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter aus vielfältigen Fachrichtungen beraten auf wissenschaftlicher Basis Politik, Wirtschaft, Verwaltung sowie internationale Organisationen. Sie unterstützen diese beim Umbau des Energiesystems sowie bei der Umsetzung von Maßnahmen zur Bewältigung der Klimakrise.

Die Österreichische Energieagentur setzt zudem im Auftrag des Bundes die Klimaschutzinitiative klima**aktiv** um. Der Bund, alle Bundesländer, bedeutende Unternehmen der Energiewirtschaft und der Transportbranche, Interessenverbände sowie wissenschaftliche Organisationen sind Mitglieder dieser Agentur.

Die **Österreichische Energieagentur – Austrian Energy Agency GmbH** ist eine 100-prozentige Tochter des Vereins Österreichische Energieagentur – Austrian Energy Agency.

Besuchen Sie uns auf unserer Webseite: energyagency.at.

