

Ermittlung von Cost of New Entry (CONE) und Cost of Renewal/Prolongation (CORP) für Österreich

Im Auftrag der Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control)

November 2024

Verfasser: Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz
 Univ.-Prof. Dr. Johannes Reichl
 DI Dr. mont. Hans Böhm
 Rudolf Kapeller, MSc

Inhaltsverzeichnis

A)	Executive Summary	3
B)	Zusammenfassung	4
C)	Einleitung	5
D)	Ermittlung von CONE/CORP	7
1	Bestimmung von Referenztechnologien	7
2	Bestimmung von technisch-ökonomischen Parametern	11
2.1	Kostenparameter, Bauzeit, und Lebensdauer	11
2.2	WACC	16
2.3	De-Rating-Faktoren	20
3	Stakeholder-Einbindung	22
3.1	Einordnung der Rückmeldungen	23
3.2	Einfluss auf die Parameterfestlegung	29
4	Potenzial für zusätzlichen Kapazitätszubau	30
4.1	Diskussion über den minimalen Kapazitätsbedarf	31
4.2	Potenziale für zusätzlichen Kapazitätszubau	32
5	Erhebung zur Ermittlung von CORP	34
6	Berechnung von CONE	35
7	Diskussion der Ergebnisse	37
E)	Referenzen	39
F)	Anhang	40

A) Executive Summary

This report presents the independent determination of the Cost of New Entry (CONE) and Cost of Renewal/Prolongation (CORP) conducted by the *Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz* on behalf of the Austrian regulatory authority, E-Control. CONE/CORP are calculated for Austria in €/MW based on the guidelines of the ACER methodology. The considered time period is the next 5 years.

From a long-list of candidate technologies created by an internal expert panel, a list of reference technologies was compiled based on the criteria set out in the ACER methodology. This includes dedicated generation plants such as gas turbines, gas and steam turbines, gas engines, biomass CHP, wind turbines, photovoltaics, and hydropower, as well as storage technologies like pumped storage and battery storage. Additionally, a set of potential technologies to provide demand-side response (DSR) capabilities was compiled. The necessary technical and economic parameters for each reference technology were collected from current literature and databases. WACC values were calculated for each reference technology following the guideline proposed by ACER with most recent available data. De-rating factors were determined based on the technical availability of the plants due to documented non-availability of specific plants or based on the average utilization relative to the installed total capacity per technology. In cases of unavailability of necessary data, literature data were used.

To achieve the greatest possible representativeness of the market environment, a wide selection of actors from the Austrian energy industry was consulted. Selected representatives from authorities, network operators, energy supply companies and power plant operators, industrial companies, interest groups, investors, and technical consultants and investment advisory firms were invited to comment on, expand, and communicate their expertise, opinions, and positions, and incorporate them into this study. This was done through a written survey and a hybrid workshop. The information received was subsequently considered in the development of the study. For determining CORP, relevant power plant operators were identified and contacted, and invited to participate in a data query. However, the survey did not yield any usable information, and thus no CORP values can be presented in this report.

Once all surveys and stakeholder processes had been completed, CONE values were calculated on the basis of the ACER method. The lowest values are reached by DSR-capable technologies, like power-to-heat applications with about 15 200 €/MW and heat pumps at about 22 800 €/MW. DSR technologies should therefore be prioritised when determining the reliability standard (RS) due to their major cost advantage, but they have a limited potential for additional capacity. The next most favourable reference technologies are “pumped storage (conversion)” at 81 772 €/MW and DSR-capable electrolyzers at 92 581 €/MW, followed by gas-fired power plants, e.g. gas turbines at 112 397 €/MW. Battery storage also still has relatively low CONE values in comparison (Li-ion battery at 147 270 €/MW). PV and wind, but also run-of-river, with the significantly highest CONE values, are not relevant for determining the reliability standard due to low de-rating factors.

B) Zusammenfassung

Der vorliegende Bericht präsentiert die unabhängige Ermittlung der Cost of New Entry (CONE) bzw. Cost of Renewal/Prolongation (CORP) des *Energieinstituts an der Johannes Kepler Universität Linz* im Auftrag der österreichischen Regulierungsbehörde *E-Control*. CONE/CORP werden auf Basis der Vorgaben der ACER-Methode für Österreich in €/MW ermittelt. Als zu betrachtender Zeitraum werden die nächsten 5 Jahre angesehen.

Aus einer durch eine projektinterne Expertenrunde erstellten Liste an Kandidatentechnologien wurde anhand der in der ACER-Methode festgelegten Kriterien eine Liste an Referenztechnologien erstellt. Diese umfasst dedizierte Erzeugungsanlagen inkl. Gasturbine, Gas- und Dampfturbine, Gasmotor, Biomasse-KWK, Windturbine, Photovoltaik, und Laufwasserkraft, sowie Speichertechnologien inkl. Pumpspeicher und Batteriespeicher. Zudem wurde eine Liste an Technologien mit möglichen Kapazitäten für Demand-Side-Response (DSR) erstellt. Auf Basis aktueller Literatur bzw. Datenbanken wurden für jede Referenztechnologie die notwendigen techno-ökonomischen Parameter erhoben. WACC-Werte wurden für jede Referenztechnologie, der von ACER vorgeschlagenen Richtlinie folgend, mit aktuellsten verfügbaren Daten berechnet. De-rating-Faktoren wurden je nach Referenztechnologie entweder auf Basis der technischen Anlagenverfügbarkeit aufgrund von dokumentierten Nichtverfügbarkeiten spezifischer Anlagen berechnet bzw. auf Basis der durchschnittlichen Auslastung bezogen auf die installierte Gesamtkapazität je Technologie. Bei Nichtverfügbarkeit entsprechender Daten wurde auf Literaturdaten zurückgegriffen.

Damit eine größtmögliche Repräsentativität des Marktumfeldes erzielt wird, wurde eine breite Auswahl an Akteuren der österreichischen Energiewirtschaft in die Studie eingebunden. Ausgewählte Vertreter von Behörden, Netzbetreibern, Energieversorgungsunternehmen bzw. Kraftwerksbetreiber, Industrieunternehmen, Interessensvertretern, Investoren und technische Consultants bzw. Investitionsberatungsunternehmen wurden eingeladen, die Erhebungen zu kommentieren, zu erweitern bzw. ihre Expertise, Meinungen und Standpunkte zu kommunizieren und in die vorliegende Studie einzubringen. Dazu wurden eine schriftliche Befragung und ein hybrid abgehaltener Workshop durchgeführt. Die erhaltenen Informationen wurden in weiterer Folge in der Ausarbeitung der Studie berücksichtigt. Zur Ermittlung von CORP wurden potentiell relevante Kraftwerksbetreiber identifiziert und kontaktiert, und eingeladen, an einer Datenabfrage teilzunehmen. Die Erhebung lieferte jedoch keine verwertbaren Informationen, und somit können im vorliegenden Bericht keine CORP-Werte präsentiert werden.

Nach dem Abschluss aller Erhebungen und Stakeholder-Prozesse, wurden CONE-Werte auf Basis der ACER-Methode berechnet. Die geringsten Werte weisen DSR-fähige „Power-to-Heat“-Anlagen mit rund 15 200 €/MW und Wärmepumpen mit etwa 22 800 €/MW dar. DSR-Technologien sollten also aufgrund des großen Kostenvorteils für die Bestimmung des Zuverlässigkeitsstandards (RS) vorgereiht herangezogen werden, weisen aber im relevanten Betrachtungszeitraum von 5 Jahren ein durchaus limitiertes Zubaupotenzial auf. Die nächst-günstigsten Referenztechnologien sind die Umrüstung von Pumpspeichern mit 81 772 €/MW und DSR-fähige Elektrolyseanlagen mit 92 581 €/MW, gefolgt vom Zubau von Gaskraftwerken, z.B. Gasturbinen mit 112 397 €/MW. Auch Batteriespeicher weisen im Vergleich noch relativ geringe CONE-Werte auf (Li-Ion-Batterie mit 147 270 €/MW). PV und Wind, aber auch Laufwasser sind mit den deutlich höchsten CONE-Werten aufgrund niedriger De-Rating-Faktoren nicht in der Bestimmung des Zuverlässigkeitsstandards einzubeziehen.

C) Einleitung

Das Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz (Energieinstitut an der JKU Linz) wurde Anfang 2024 von der österreichischen Regulierungsbehörde für die Strom- und Gaswirtschaft Energie-Control Austria (E-Control) beauftragt, einen Bericht zu den Kosten des günstigsten Marktzutritts für die Erzeugung oder Laststeuerung für den Mitgliedsstaat Österreich zu erstellen.

Die Bestimmung der technisch notwendigen, bzw. ökonomisch sinnvollen vorgehaltenen Kapazitäten entsprechender Anlagen ist in Verordnung (EU) 2019/943 geregelt, die Teil des Regelwerkes der Europäischen Union über die Organisation des internen Strommarkts ist. Ein wesentlicher Teil dieser Regelung ist die Bestimmung der Kosten der Kapazitätsbereitstellung. Diese zusätzlichen Kapazitäten können dabei sowohl neue Anlagen sein, die u.a. explizit für die Bereitstellung von Ausgleichskapazitäten gebaut werden (CONE), oder können bestehende Anlagen sein, deren Kapazitäten oder Laufzeit für dieses Anwendungsgebiet erweitert werden (CORP). Aus CONE/CORP und einer weiteren Kennzahl, Value of Lost Load (VoLL), welche die Kosten der nicht-gelieferten Energie im Fall ungeplanter oder geplanter Versorgungsausfälle angibt, wird der Zuverlässigkeitsstandard (im Englischen: Reliability Standard (RS)) berechnet, der das ökonomisch effiziente Maß an Versorgungssicherheit in einem Strommarkt definiert, um sicherzustellen, dass langfristig nur diejenigen Kapazitäten im Strommarkt vorgehalten werden, deren Nutzen für die Verbraucher die dafür entstehenden Kosten übersteigt. Dazu wurde im Oktober 2020 eine Methode¹ von der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) veröffentlicht (im Folgenden: ACER-Methode).

Die Berechnung von CONE ist entsprechend Verordnung (EU) 2019/943 für jene Mitgliedsländer der Europäischen Union (EU) verpflichtend, die gegenwärtig Kapazitätsmechanismen in ihrem Strommarkt zur Anwendung bringen². Dies ist derzeit in Österreich nicht der Fall. Jedoch haben sich in der Vergangenheit bereits mehrere Länder der EU (z.B. Tschechien, Slowenien, Niederlande, Griechenland) dazu entschlossen, einzelne oder sämtliche in der ACER-Methode genannten Kennzahlen zu berechnen und auf freiwilliger Basis zu veröffentlichen.

Dieser Bericht enthält die unabhängige Erhebung des Energieinstituts an der JKU Linz zu den Kosten, die mit dem Bau bzw. Betrieb einer Kapazitätsressource in Österreich eintreten, und liefert Schätzwerte zu CONE bzw. CORP, die zur Berechnung des Zuverlässigkeitsstandards herangezogen werden können. Dieser Bericht soll durch ausführliche Dokumentation sicherstellen und transparent darstellen, dass die zugrunde liegende ACER-Methode berücksichtigt und in allen Aspekten erfüllt wurde.

CONE wird, auf Basis der ACER-Methode (insbesondere Artikel 9 bis 17), für die Gebotszone Österreich in €/MW ermittelt. Als zu betrachtender Zeitraum werden die nächsten 5 Jahre angesehen. Dieser Zeitraum wurde gewählt, da laut ACER-Methode CONE zumindest alle 5 Jahre erhoben werden soll. Zusammengefasst und vereinfacht sind zur Ermittlung von CONE folgende Schritte durchzuführen:

¹ ACER Decision on the Methodology for calculating the value of lost load, the cost of new entry, and the reliability standard: Annex I. Methodology for calculating the value of lost load, the cost of new entry and the reliability standard. <https://bit.ly/3oVmveZ>

² In verschiedenen Mitgliedsstaaten (z.B. Frankreich, Belgien) gibt es Kapazitätsmechanismen, um das Problem des „missing money“ zu lösen. Diese Situation tritt ein, wenn die Einnahmen aus dem Energiegroßhandel und durch Systemdienstleistungen nicht ausreichen, um genügend Investitionen anzureizen, um das gewünschte Maß an Zuverlässigkeit aufrechtzuerhalten. Um dies zu vermeiden, bieten Kapazitätsmechanismen bestehenden und neuen Kapazitätsanbietern die Möglichkeit, zusätzliche Einnahmen zu erzielen, wenn diese notwendig sind, um den Markteintritt zu rechtfertigen und/oder Marktaustritt zu verhindern.

- Definition von Technologien, die als Referenztechnologien für den Kapazitätszubau in Frage kommen
- Festlegung der technischen Charakteristiken der Referenztechnologien
- Festlegung der Investitionskosten (CAPEX), der jährlichen Fixkosten (OPEX), und der variablen Kosten für jede Referenztechnologie
- Bestimmung angemessener gewichteter durchschnittlicher Kapitalkosten (WACC) für jede Referenztechnologie
- Festlegung von De-Rating-Faktoren für jede Referenztechnologie
- Festlegung des Potenzials für zusätzlichen Kapazitätszubau
- Berechnung von $CONE_{fixed}$ (fixe Kosten) und $CONE_{var}$ (variable Kosten) für jede Referenztechnologie auf Basis obiger Kennzahlen

Die Ermittlung von CORP ist laut Artikel 18(3) der ACER-Methode optional und bei Bedarf analog zu CONE durchzuführen, falls entsprechende stillgelegte bzw. im Betrachtungszeitraum stillzulegende Anlagen existieren.

Damit eine größtmögliche Repräsentativität des Marktumfeldes für die Berechnung von CONE/CORP erzielt wird, schlägt die ACER-Methode die Einbindung von relevanten Stakeholdern bei der Abschätzung der techno-ökonomischen Kennzahlen vor. Dazu wurden vom Energieinstitut an der JKU Linz ausgewählte Vertreter von Behörden, Netzbetreibern, Energieversorgungsunternehmen und Industrieunternehmen eingebunden.

Der folgende Text ist wie folgt gegliedert. Kapitel 1 in Abschnitt D) beschreibt die Auswahl der Referenztechnologien, und Kapitel 2 deren technisch-ökonomischen Charakteristiken. Kapitel 3 stellt den Prozess der Stakeholder-Einbindung dar, Kapitel 4 diskutiert das Potenzial für zusätzlichen Kapazitätszubau, und Kapitel 5 beschreibt die Erhebung zu CORP. Kapitel 6 präsentiert die finalen Ergebnisse, und Kapitel 7 diskutiert die Ergebnisse und fasst zusammen.

D) Ermittlung von CONE/CORP

1 Bestimmung von Referenztechnologien

Als potenzielle Kandidaten für Referenztechnologien gelten laut ACER-Methode alle neuen Investitionen in Technologien, die einen Nutzen für die Angemessenheit der Ressourcen (im Englischen: resource adequacy) bieten können, einschließlich, aber nicht beschränkt auf Erzeugungskapazitäten, Speichereinrichtungen und DSR. Referenztechnologien spiegeln Technologien wider, „für die rationale private Investoren in Österreich wahrscheinlich Investitionsentscheidungen treffen würden“. Um diese Auswahl zu standardisieren sind in der ACER-Methode zwei Kriterien festgelegt, die potenzielle Kandidaten als Referenztechnologien qualifizieren, und für die folglich dann CONE berechnet werden soll. Diese zwei Kriterien sind in Box 1 zusammengefasst.

Box 1: Kriterien zur Definition von Referenztechnologien

1. **Standardtechnologie:** Eine Referenztechnologie muss standardisiert sein. Um festzustellen, ob es sich bei einer bestimmten Technologie um eine Standardtechnologie handelt, sollten:
 - a. verlässliche und allgemeine Kosteninformationen verfügbar sein.
 - b. die Kosten für den Bau und den Betrieb der Technologieeinheiten von einem Projekt zum anderen in der gleichen Größenordnung liegen.
 - c. die Entwicklung/der Ausbau der Technologie nicht wesentlich durch technische Einschränkungen beeinträchtigt werden. Technologien mit begrenzter Einzelkapazität, die in homogenen Clustern zusammengefasst werden können, werden als Standard angesehen, wenn zuverlässige Daten zur Beschreibung dieser Cluster vorliegen.
2. **Potenzieller Kapazitätszubau (Potential New Entry):** Eine Referenztechnologie muss über Potenzial für Kapazitätszubau verfügen. Um nachzuweisen, dass die Technologie für den möglichen Kapazitätszubau in den kommenden Jahren repräsentativ ist, sollte/n:
 - a. Kapazitäten, die diese Technologie repräsentieren, in den letzten Jahren ausgebaut worden sein, derzeit ausgebaut werden oder in den nächsten 5 Jahren zum Ausbau vorgesehen sein.
 - b. die künftige Entwicklung/der Ausbau dieser Technologie möglich sein und nicht durch den nationalen und europäischen Rechtsrahmen wesentlich behindert werden.

Quelle: ACER-Methode

Im Zuge einer projektinternen Expertenrunde des Energieinstituts an der JKU Linz wurde eine Reihe an potenziellen Kandidatentechnologien identifiziert, die grundsätzlich für die Bereitstellung von Kapazitätsressourcen zur Verfügung stehen können und deren Einsatz auch im österreichischen Kontext möglich erscheint. Die resultierende Langliste an Kandidatentechnologien ist in Tabelle 1 dargestellt. Diese Liste umfasst zudem eine erste Indikation, ob die jeweilige Technologie als Standardtechnologie einzuordnen ist, und ob ein grundsätzliches Potenzial für den Zubau von Kapazitäten der jeweiligen Technologie in Österreich besteht.

Die konventionelle Erzeugung aus Gaskraftwerken wird in den kommenden Jahren weiterhin eine bedeutende Rolle für die Versorgungssicherheit und als Übergangstechnologie spielen, insbesondere zur Abdeckung von Spitzenlasten. Erdgas ist energiepolitisch jedoch eher nachrangig zu betrachten. Hier werden in Zukunft Wasserstoff-basierte Kraftwerke voraussichtlich eine große Rolle spielen. Deutlich wird in diesem Schritt jedoch bereits, dass Technologien zur Stromerzeugung aus Wasserstoff zwar hinsichtlich der Transformation des Energiesystems insbesondere in der Abdeckung von Spitzenlasten als zunehmend relevante Optionen angesehen werden, diese allerdings nicht als Standardtechnologien

gesehen werden. Die derzeitige Verwendung dieser Technologien beschränkt sich bisher auf die Erprobung des Betriebs mit 100% Wasserstoff (H_2 -Turbinen) in aktuellen Forschungsprojekten (1) bzw. ist die Anwendung von Brennstoffzellen in den individuellen Kapazitäten noch sehr limitiert. Eine Einordnung als Standardtechnologie nach den Kriterien der ACER-Methode ist daher nach aktuellem Technologiestand in Europa nicht gegeben.

Auch bei den Batteriespeichern wurden mehrere potenziell geeignete Technologien identifiziert, bei näherer Analyse zeigt sich allerdings, dass für einen Großteil dieser keine Umsetzungen in relevantem Ausmaß innerhalb Europas stattgefunden haben (siehe (2)). Somit ist auch hier eine Einordnung als Standardtechnologie, abgesehen von Li-Ionen-Batterien, aufgrund des Technologie- bzw. Marktreifegrads oder auf Basis bisher installierter Kapazitäten nicht gerechtfertigt. Für Li-Ionen-Batterien ergeben sich, aufgrund aktueller Marktentwicklungen und damit verbundenen Auswirkungen auf die Technologiekosten, ebenfalls gewisse Einschränkungen in Bezug auf die Klassifikation als Standardtechnologie lt. ACER-Methode. Diese werden in Kapitel 3 gesondert behandelt.

In Bezug auf die Möglichkeiten Kapazität als *Demand Side Response* (DSR) anzubieten ist eine Vielzahl an unterschiedlichen Technologien denkbar und die in Tabelle 1 enthaltene Teilmenge dazu möglicherweise nicht vollständig. Zudem ist eine Einordnung als Standardtechnologie auf Basis verfügbarer Literatur schwierig, da, wenngleich die zugrundeliegende Anwendung allgemein in vielen Fällen als Standardprozess bewertet werden kann, hier explizit die Fähigkeit zu DSR den relevanten Hauptaspekt darstellt. In diesem Zusammenhang ist aktuell nicht klar, inwieweit und mit welchem Aufwand bestehende Anlagen umgerüstet werden können bzw. inwieweit die Verfügbarmachung und Charakteristiken der Flexibilität potenziellen Flexibilität standardisiert werden kann. Aus diesen Gründen wurde hier im ersten Schritt auf eine explizite Einordnung dahingehend verzichtet und für eine abschließende Technologieauswahl und Einordnung auf die Rückmeldungen aus der Stakeholder-Einbindung zurückgegriffen (siehe ebenfalls Kapitel 3). Die in Tabelle 1 gelisteten DSR-Technologien stellen daher nur einen groben Überblick (ohne Anspruch auf Vollständigkeit) möglicher Anlagen in diesem Bereich dar, ohne eine Wertung hinsichtlich Standardtechnologie vorwegzunehmen.

In Bezug auf die generellen Potenziale für Kapazitätswachst der jeweiligen Technologien werden nur in einzelnen Fällen eventuelle Einschränkungen erwartet. So ist etwa beim Ausbau der Laufwasserkraft, insbesondere für den Neubau von großen Kapazitäten, von einem limitierten Potenzial auszugehen. Zudem sind die Zubaupotenziale für DSR-Kapazitäten durch die zugrundeliegenden Prozesse und deren Flexibilität beschränkt. Darüber hinaus wird allerdings für alle potenziellen Standardtechnologien erwartet, dass ein grundsätzliches Potenzial für zusätzliche Kapazitäten besteht, unabhängig vom tatsächlichen Ausmaß (siehe Diskussion in Abschnitt 4).

Tabelle 1: Identifizierte Kandidatentechnologien inkl. Einordnung hinsichtlich Standardtechnologie und vorhandenem Zubaupotenzial

Kategorie	Technologie	Beschreibung	Standard ^a	Potenzial ^a
Erzeugung	Gasturbine (groß)	Konventionelle Gasturbine ab 40 MW _{el}	JA	JA
	Gasturbine (klein)	Konventionelle Gasturbine bis 40 MW _{el}	JA	JA
	GuD-Turbine (groß)	Konventionelle Gas- und Dampfturbine ab 100 MW _{el}	JA	JA
	GuD-Turbine (klein)	Konventionelle Gas- und Dampfturbine bis 100 MW _{el}	JA	JA
	H ₂ -Turbine	Wasserstoff-betriebene Gasturbine	NEIN	JA
	Gasmotor	Erdgas- oder Biogas-betriebene Verbrennungskraftmaschine	JA	JA
	Müllverbrennung	Müllverbrennungsanlage zur Stromerzeugung	-	-
	Biomasse-KWK (groß)	Biomasse-betriebene Kraft-Wärme-Kopplung ab 25 MW _{el}	JA	JA
	Biomasse-KWK (mittel)	Biomasse-betriebene Kraft-Wärme-Kopplung ab 6 bis 25 MW _{el}	JA	JA
	Biomasse-KWK (klein)	Biomasse-betriebene Kraft-Wärme-Kopplung bis 25 MW _{el}	JA	JA
	SOFC	Brennstoffzelle auf Basis von Festoxid-Zellen	NEIN	JA

	PEMFC	Brennstoffzelle auf Basis von PEM-Zellen	NEIN	JA
	Windkraftanlage (onshore)	Onshore-Windkraftanlage	JA	JA
	PV (utility)	Photovoltaikanlage im Kraftwerksmaßstab	JA	JA
	PV (industriell)	Photovoltaikanlage im Industriemaßstab	JA	JA
	PV (kommerziell)	Photovoltaikanlage im kommerziellen Maßstab	JA	JA
	Geothermiekraftwerk	Hochtemperatur-Geothermieranlage zur Stromerzeugung	NEIN	JA
	Laufwasser (groß)	Laufwasserkraftwerk ab 10 MW _{el}	JA	JA
	Laufwasser (klein)	Laufwasserkraftwerk bis 10 MW _{el}	JA	JA
Speicher	Pumpspeicher (Neubau)	Pumpspeicherkraftwerk bei Neuerrichtung	JA	JA
	Pumpspeicher (Umrüstung)	Pumpspeicherkraftwerk bei Umrüstung/Erweiterung bestehender Anlagen	JA	JA
	CAES	Druckluft-Energiespeicher	NEIN	-
	Schwungrad	Schwungrad-Energiespeicher	-	-
	Li-Ionen-Batterie	Li-Ionen-Batteriespeicher (Grid-Scale)	JA	JA
	Redox-Flow-Batterie	Redox-Flow-Batteriespeicher (Grid-Scale)	NEIN	JA
	NaS-Batterie	Natrium-Schwefel-Batteriespeicher (Grid-Scale)	NEIN	JA
	Kondensator	(Super-)Kondensator als Kurzzeitergiespeicher	NEIN	-
	SMES	Supraleitender magnetischer Energiespeicher	NEIN	-
DSR	Wärmepumpe ^b	Großwärmepumpe mit DSR-Fähigkeit	-	JA
	Power-to-Heat ^b	Elektrische Wärmeerzeugung mit DSR-Fähigkeit	-	JA
	Wasserelektrolyse	Wasserelektrolyseanlage (alkalisch, PEM, Festoxid) mit DSR-Fähigkeiten	-	JA
	Chlor-Alkali-Elektrolyse	Chlor-Alkali-Elektrolyseanlage mit DSR-Fähigkeiten	-	JA
	Elektrolichtbogen-Ofen	Elektrolichtbogenofen mit DSR-Fähigkeiten	-	JA
	Standmotoren (industriell)	Elektrischer Standmotor im Industriemaßstab mit DSR-Fähigkeiten	-	-
	Industrieofen (industriell)	Elektrischer Industrieofen mit DSR-Fähigkeiten	-	-
	Schleifer	Schleifer in der Papierindustrie mit DSR-Fähigkeiten	-	-
	Mahlanlage	Mühle in der Zementindustrie mit DSR-Fähigkeiten	-	JA

^a Einträge ohne Zuordnung („-“) konnten nicht eindeutig als Standardtechnologie (im Sinne der Kapazitätsbereitstellung) zugeordnet werden bzw. die grundsätzliche Verfügbarkeit zusätzlicher Potenziale ohne eingehende Analyse nicht direkt beantworten werden. Für die Kategorien „Erzeugung“ und „Speicher“ wurden diese Technologien in weiterer Folge auch nicht näher berücksichtigt.

^b Wenngleich Wärmepumpen grundsätzlich als Power-to-Heat-Technologien eingeordnet werden können, wurde hier eine Unterscheidung in Hinblick auf die Primärenergiequelle (Umgebungs-/Abwärme vs. elektrischer Strom) vorgenommen. Daraus resultieren zudem deutliche Unterschiede im elektrischen Wirkungsgrad. Power-to-Heat inkludiert hier vor allem elektrische Direktheizungen bzw. Elektroden-/Elektrokessel.

Basierend auf der Einordnung der Kandidatentechnologien in Tabelle 1 wurde eine Auswahl an Referenztechnologien festgelegt, die den oben angeführten Kriterien der ACER-Methode entsprechen. Diese sind in Tabelle 2 zusammengefasst. Darin enthalten sind zudem einzelne Technologiecharakteristiken, die für die Erhebung der technologiespezifischen Kosten, und damit in weiterer Folge für die Bestimmung von CONE, von Bedeutung sind. Dies betrifft einerseits die Kategorisierung hinsichtlich der (elektrischen) Nennleistung, als auch die Definition verwendeter Brennstoffe und Wirkungsgradbereiche, die insbesondere auf die Berechnung der variablen Kosten Einfluss nehmen.

Tabelle 2: Ausgewählte Referenztechnologien mit relevanten Charakteristiken basierend auf (3), (4), and (5)

Kategorie	Technologie	Kapazität	Brennstoff	Art der Versorgung	Wirkungsgrad ¹	Versorgung	Flächenbedarf
Erzeugung	Gasturbine (groß)	> 40 MW _e	Gas (Erdgas, Methan, Biogas, ...)	Gasförmig, 20-60 bar	41%	Erdgasnetz	20 m²/MW
	Gasturbine (klein)	< 40 MW _e	Gas (Erdgas, Methan, Biogas, ...)	Gasförmig, 20-60 bar	37%	Erdgasnetz	40 m²/MW
	GuD-Turbine (groß)	> 100 MW _e	Gas (Erdgas, Methan, Biogas, ...)	Gasförmig, 20-60 bar	58% (90%)	Erdgasnetz	20 m²/MW
	GuD-Turbine (klein)	< 100 MW _e	Gas (Erdgas, Methan, Biogas, ...)	Gasförmig, 20-60 bar	50% (90%)	Erdgasnetz	25 m²/MW
	Gasmotor	< 10 MW _e	Gas (Erdgas, Methan, Biogas, ...)	Gasförmig	45-48% (96-98%)	Erdgasnetz	40 m²/MW
	Biomasse-KWK (groß)	> 25 MW _e	feste Biomasse	Chips, Pellets	27-29%	-	60-90 m²/MW
	Biomasse-KWK (mittel)	6-25 MW _e	feste Biomasse	Chips, Pellets	28-29%	-	180-210 m²/MW
	Biomasse-KWK (klein)	< 6 MW _e	feste Biomasse	Chips, Pellets	14-15%	-	500-700 m²/MW
	Windkraftanlage (onshore)	2-6 MW	-	-	-	-	n.v.
	PV (EVU)	> 1 MW	-	-	-	-	1-1,5 ha/MW
	PV (Industrie)	< 1 MW	-	-	-	-	4,5-6,5 m²/kW
	Laufwasser (groß)	> 10 MW	-	-	-	-	n.v.
	Laufwasser (klein)	< 10 MW	-	-	-	-	n.v.
Speicher	Pumpspeicher (Neubau)	< 500 MW	-	Elektrischer Strom	70-80%	-	n.v.
	Pumpspeicher (Umrüstung)	< 500 MW	-	Elektrischer Strom	70-80%	-	n.v.
	Li-Ionen-Batterie ²	< 100 MW	-	Elektrischer Strom	92% (AC) / 98% (DC)	-	5-7,5 m²/MWh

Einträge mit „-“ sind für den jeweiligen Parameter nicht zutreffend bzw. nicht näher spezifiziert

¹ elektrischer Wirkungsgrad bezogen auf den Primärenergieeinsatz (Brennstoff bzw. elektrischer Strom); Brennstoffnutzungsgrad, wenn vorhanden, in Klammer

² angenommenes Verhältnis von energetischer Speicherkapazität zu Leistung für Batteriespeicher von E/P = 4 und damit eine theoretische Speicherdauer von 4 Stunden

2 Bestimmung von technisch-ökonomischen Parametern

2.1 Kostenparameter, Bauzeit, und Lebensdauer

In der für die Berechnung von $CONE_{fixed}$ anzusetzenden Annuitäten (*equivalent annualised cost, EAC*) für die ausgewählten Referenztechnologien sind, neben den gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten (*WACC*, siehe Abschnitt 2.2), folgende technologiespezifischen Parameter von Bedeutung (siehe deren Definitionen laut ACER-Methode in Box 2):

- die Bauzeit (Errichtungsdauer) der Anlage in Jahren,
- die ökonomische Lebensdauer der Anlage in Jahren,
- die spezifischen Investitionskosten (CAPEX) für den Bau der Anlage in €/MW,
- die spezifischen jährlichen Fixkosten (OPEX fix) für den Betrieb der Anlage in €/(MW·Jahr).

Zusätzlich sind zur Ermittlung von $CONE_{var}$ die variablen Betriebskosten zu ermitteln.

Box 2: Technisch-ökonomische Parameter laut ACER-Methode

Die Bauzeit in Jahren wird definiert als "die Zeit zwischen der Investitionsentscheidung und dem Zeitpunkt, an dem die Kapazitätsressource betriebsbereit wird."

Die (wirtschaftliche) Lebensdauer in Jahren wird definiert als „die erwartete Zeitspanne, während der eine Kapazitätsressource für einen rationalen privaten Investor betriebsbereit bleibt."

CAPEX (Investitionskosten) in €/MW wird definiert als „die Kosten für den Bau einer Kapazitätsressource, die während der Bauzeit dieser Kapazitätsressource anfallen". Diese können beinhalten:

- Anlagen-/Technologiekosten (inkl. Mess-, Steuer-, Regelungs- und Kommunikationstechnik)
- Kosten für (zusätzliche) Grundstücke und Gebäude
- Kosten für Projektentwicklung, Lizenzen, Genehmigungen, Finanzierung
- Anschluss an Infrastruktur (Strom-, Gas- und andere Versorgungsnetze, Straße, Schiene, etc.)
- Kosten der Testphase und Inbetriebnahme

OPEX fix (jährliche Fixkosten) in €/(MW·Jahr) wird definiert als „die jährlichen Kosten, die im Zusammenhang mit dem Betrieb einer Kapazitätsressource anfallen, sobald die Kapazitätsressource in Betrieb genommen wird, unabhängig von der erzeugten Strommenge."

Variable Betriebskosten ($CONE_{var}$) in €/MWh wird definiert als „variable Erzeugungskosten, die Brennstoffkosten, CO₂-Emissionskosten und andere variable Betriebsausgaben über die erwartete Betriebsdauer der Ressource je erzeugter MWh Strom umfassen."

Quelle: ACER-Methode

Für die Erhebung dieser techno-ökonomischen Parameter wurden in einem ersten Schritt Literaturdaten zur Festlegung eines initialen Referenzwerts je Parameter herangezogen. Hierzu wurde, aus Mangel an konkreten Daten für Anlagen in Österreich, auf internationale Literatur und Kostendatenbanken zurückgegriffen. Um möglichst hohe Konsistenz innerhalb der erhobenen Daten zu gewährleisten, wurde hier insbesondere auf Datenquellen zurückgegriffen, welche im einzelnen bereits Daten für eine breite Anzahl der ausgewählten Referenztechnologien abdecken können. Die dementsprechend verwendeten Datenquellen sind in Tabelle 3 gelistet. Da die einzelnen Datenquellen untereinander die angeführten Kosten teilweise auf unterschiedliche Referenzjahre beziehen, wurden diese möglichst harmonisiert für ein gemeinsames Referenzjahr 2022 (als aktuellstes Bezugsjahr über alle verwendeten Datensätze). Dazu wurden die durchschnittlichen jährlichen Inflationsraten der Eurozone herangezogen (siehe Tabelle 7 im Anhang). Zudem wurden die in NREL (2023) (5) in USD angegebenen Werte mit einem Faktor

von EUR/USD = 0,85 für das Jahr 2021 auf EUR-Werte umgerechnet. Alle nachfolgend angeführten Kosten stellen damit EUR-Werte bezogen auf das Referenzjahr 2022 dar.

Tabelle 3: Verwendete Datenquellen für die Erhebung der technoökonomischen Parameter

ID	Technologien	Parameter	Referenzjahr Kosten	Währung	Umrechnungs- faktor (EUR ₂₀₂₂)	Quellen
DEA (2024)	Gasturbine, GuD-Turbine, Gasmotor, Biomasse-KWK, Windkraftanlage, PV, Pumpspeicher, Li-Ionen-Batterie ^{1,2}	CAPEX, OPEX, Bauzeit, Lebensdauer	2020	EUR	1,116	(3), (4)
NREL (2023)	Gasturbine (groß), GuD-Turbine (groß), Windkraftanlage, PV, Laufwasser, Pumpspeicher, Li-Ionen-Batterie	CAPEX, OPEX, Bauzeit, Lebensdauer	2021	USD	0,941	(5)
IRENA (2023)	Biomasse-KWK, Windkraftanlage, PV, Laufwasser	CAPEX, OPEX	2022	EUR	1	(6)
EC (2020)	Pumpspeicher	CAPEX	2020	EUR	1,116	(2)
EC (2023)	Pumpspeicher, Li-Ionen-Batterien	CAPEX, OPEX, Lebensdauer	2022	EUR	1	(7)

¹ Kosten nur bezogen auf Speicherkapazität in €/MWh

² Referenzjahr 2015 (Umrechnungsfaktor: 1,19)

Die nachfolgenden Grafiken stellen die ermittelten Literaturdaten für die genannten technoökonomischen Parameter, sowie die daraus abgeleiteten Referenzwerte als Basis für die Stakeholder-Einbindung dar. Bei der Festlegung der Referenzwerte wurden dabei Werte mit Bezug auf Implementierungen in Europa bevorzugt.

Wie in Abbildung 1 zu erkennen, sind die aus der Literatur verfügbaren Werte der für die gewählten Referenztechnologien anzusetzenden Investitionskosten weitgehend ähnlich und weisen nur geringe Bandbreiten auf. Eine deutliche Streuung der Werte tritt jedoch insbesondere bei den gewählten Wasserkraftanlagen, sowohl bei *Laufwasserkraft* als auch bei *Pumpspeichern*, auf. Dies ist in erster Linie darauf zurückzuführen, dass bei entsprechenden Anlagen die möglichen Konfigurationen sehr vielfältig und damit kaum zu verallgemeinern sind. So hat beispielsweise die Notwendigkeit der Errichtung zusätzlicher Stau-/Wehreinrichtungen oder die Nutzbarkeit potenziell bereits vorhandener Speicherbecken einen wesentlichen Einfluss auf die zu berücksichtigenden Investitionen. Die Einordnung als Standardtechnologie laut ACER-Methode und in Folge als Referenztechnologie ist somit zumindest diskutierbar. Hier folgt der vorliegende Bericht CONE-Berichten anderer Mitgliedsstaaten, die sich im Bezug auf Pumpspeicher für eine Einordnung als Referenztechnologie entschieden haben. Eine breite Streuung der Literaturdaten ist zudem für *Biomasse-KWK (klein)* zu erkennen. Hier ist davon auszugehen, dass im vorgegebenen Leistungsbereich (< 6 MW_{el}) vor allem auch Anlagen im Sub-MW-Maßstab berücksichtigt sind, die entsprechend höhere spezifische Kosten aufweisen. Dies wird auch durch die bereits in den Primärdaten vorhandenen Bandbreiten bestätigt (vgl. (6)). Für PV weichen vor allem die Daten mit US-Bezug etwas nach oben ab, aufgrund dessen die Referenzwerte am unteren Ende der Bandbreiten gewählt wurden.

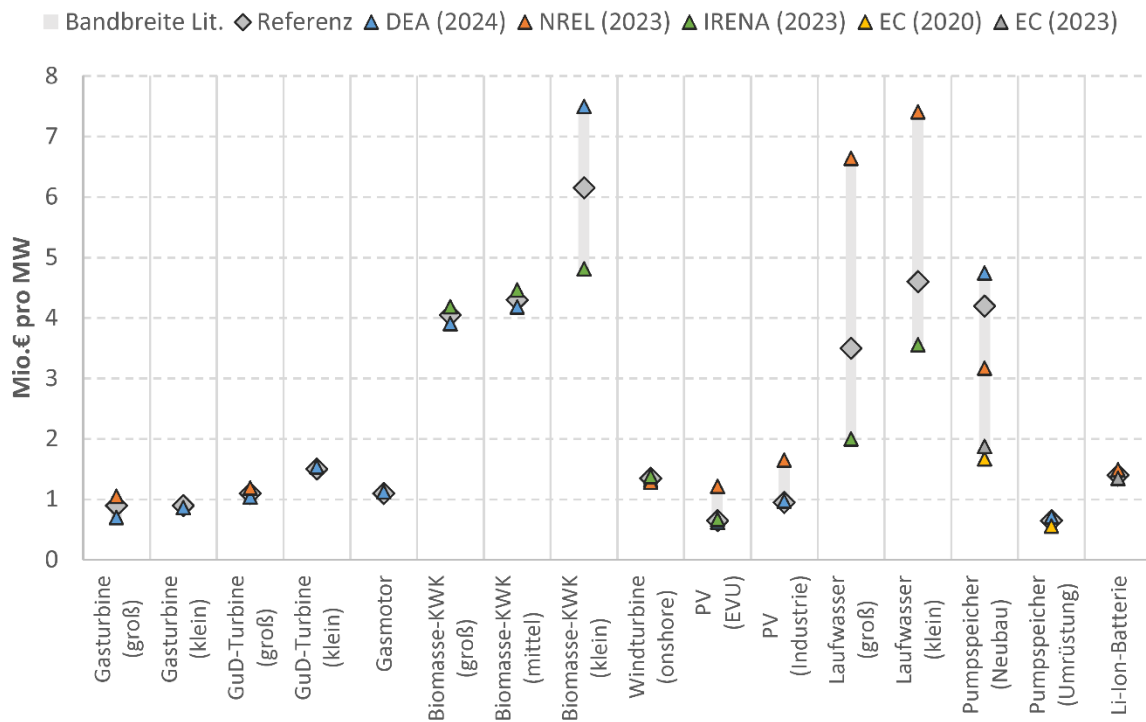


Abbildung 1: Ermittelte Investitionskosten der Referenztechnologien aus Literaturdaten und daraus gewählter Referenzwert für die Stakeholder-Befragung

Die in Abbildung 2 dargestellten Daten zu den fixen Betriebskosten für Anlagen der Referenztechnologien bestätigen die technologischen Unsicherheiten aus der Betrachtung der Investitionskosten für Biomasse-KWK und Wasserkraftwerke. Hier kommt hinzu, dass in einigen Fällen Bandbreiten von relativen Betriebskosten angegeben werden, die sich auf die, ebenso mit Bandbreiten angegebenen, Investitionskosten beziehen, womit entsprechende Unsicherheiten verstärkt werden. Insofern beziehen sich die gewählten Referenzwerte primär auf jene Quellen mit konkreten Angaben.

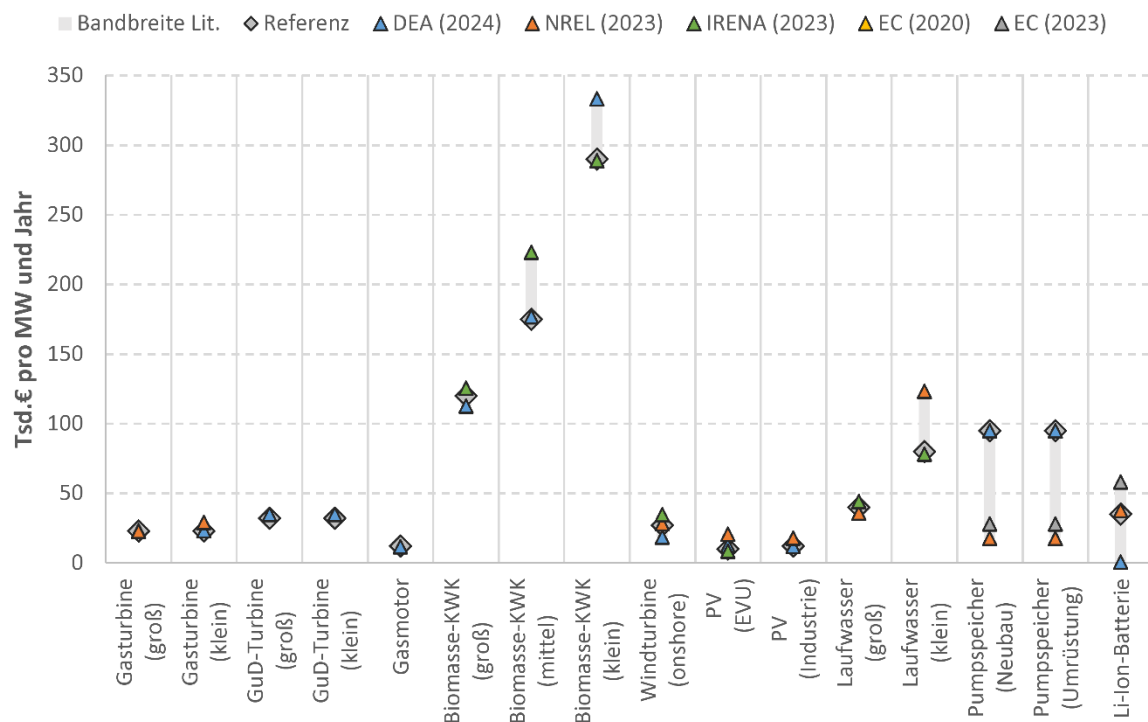


Abbildung 2: Ermittelte fixe Betriebskosten der Referenztechnologien aus Literaturdaten und daraus gewählter Referenzwert für die Stakeholder-Befragung

In Bezug auf die Bauzeit bis zur Inbetriebnahme der jeweiligen Anlagen sind, wie in Abbildung 3 dargestellt, nur vereinzelt Angaben in den verwendeten Datenquellen angeführt. Dementsprechend beziehen sich die gewählten Referenzwerte für die Stakeholder-Befragung zumeist auf konkrete Angaben aus den einzelnen Quellen. Selbiges gilt für die in Abbildung 4 dargestellten Werte für die ökonomischen Lebensdauern der Anlagen.

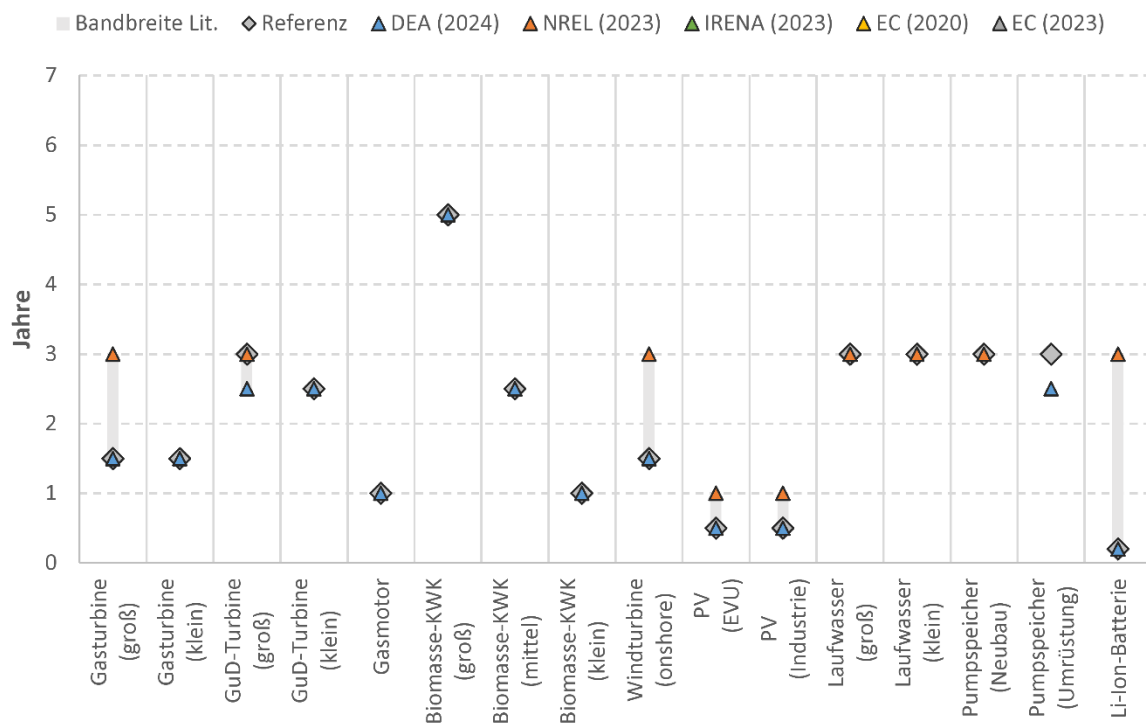


Abbildung 3: Bauzeiten der Referenztechnologien aus Literaturdaten und daraus gewählter Referenzwert für die Stakeholder-Befragung

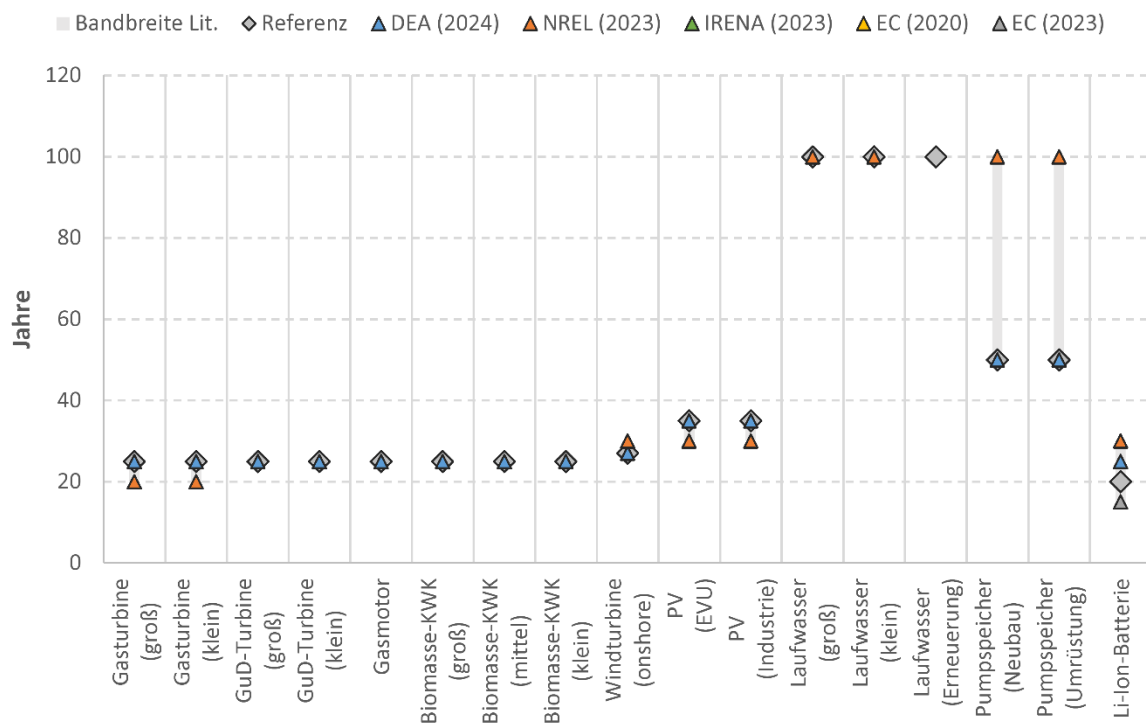


Abbildung 4: Ermittelte ökonomische Lebensdauern der Referenztechnologien aus Literaturdaten und daraus gewählter Referenzwert für die Stakeholder-Befragung

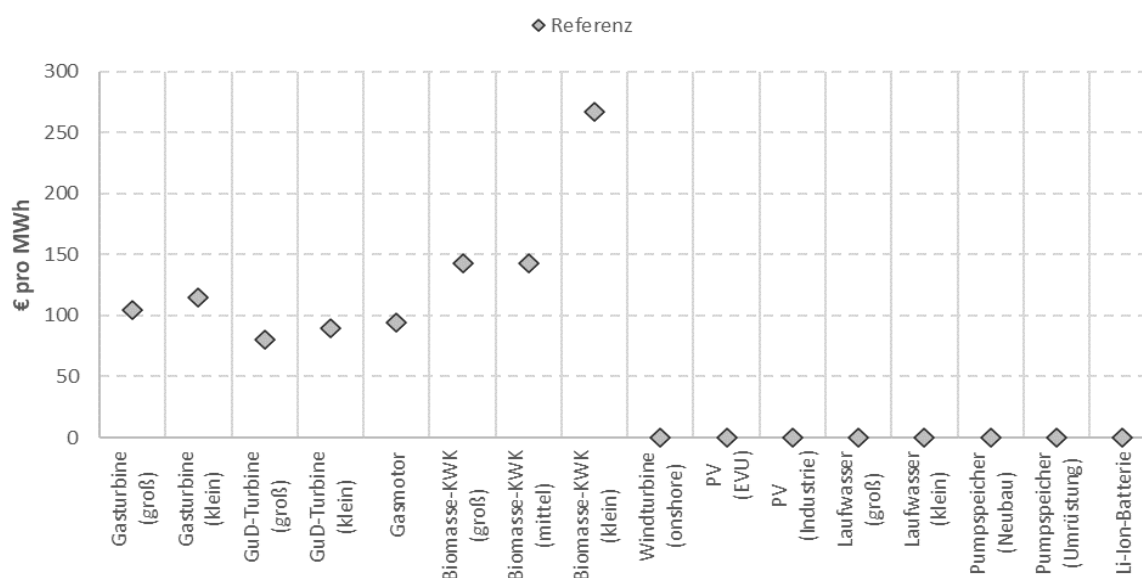


Abbildung 5: Ermittelte variable Betriebskosten der Referenztechnologien aus aktuellen Marktpreisen für die Stakeholder-Befragung

Zusätzlich zu den für $CONE_{fixed}$ relevanten Parametern wurden auch variable Betriebskosten festgelegt. Die angesetzten Referenzwerte beziehen sich dabei auf aktuelle Marktpreise für den jeweiligen Brennstoff (Gas: 35 €/MWh; Biomasse/Hackgut: 20 €/MWh), den elektrischen Wirkungsgrad (vgl. Tabelle 2) und einen CO_2 -Preis von 80 €/t für fossile Brennstoffe.³ Für die anderen, erneuerbaren Technologien wurden aufgrund fehlenden Brennstoffeinsatzes die variablen Betriebskosten mit Null angenommen.

Wie bereits in Abschnitt 1 erläutert ist für Technologien der Kategorie DSR eine definitive Bestimmung tatsächlich verfügbarer Standardtechnologien nach ACER-Methode auf Basis verfügbarer Daten nicht möglich. In weiterer Folge ist auch keine qualifizierte Bestimmung der für DSR relevanten technoökonomischen Parameter möglich, womit die Erhebung dieser allein über die Rückmeldungen der Stakeholder ohne Vorgabe von Referenzwerten erfolgte.

2.2 WACC

Neben den oben angeführten technologiespezifischen Parameter sind die gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten (WACC) zu definieren, um die EAC zu berechnen. WACC ist ein Prozentsatz, der verwendet wird um den Barwert zukünftiger Cashflows zu bestimmen und ist definiert als „die Kapitalkosten (vor Steuern) eines Unternehmens, bei der jede Kapitalart proportional gewichtet wird“. Hierbei kann laut ACER-Methode auf existierende Werte zurückgegriffen werden bzw. ein WACC-Wert für sämtliche Referenztechnologien herangezogen werden. Wenn möglich, kann auch ein spezifischer WACC-Wert für jede Referenztechnologie(gruppe) herangezogen bzw. auch neu berechnet werden. Die ACER-Methode beschreibt dazu eine nicht bindende Berechnungsmethode, siehe Box 3.

³ Die angenommenen Preise stellen eine Abschätzung aus Marktdaten zum Zeitpunkt der Erstellung der Studie mit Berücksichtigung von Volatilitäten über den Zeitraum der vorangegangenen 12 Monate und erwartete Entwicklung dar, basierend auf (25; 8; 26).

Box 3: WACC laut ACER-Methode

Die ermittelten WACC-Werte sollten in dem betrachteten geographischen Gebiet für einen rationalen privaten Investor, der in die Referenztechnologie investiert, repräsentativ sein. WACC stellt die Mindestrendite dar, die für Geldgebern zur Finanzierung von Investitionen in die Referenztechnologie erforderlich ist, und stützt sich auf transparente Marktdaten. Die von der ACER-Methode vorgeschlagene Methodik berechnet WACC mit der folgenden Formel:

$$WACC = \left(\frac{1 + \left(CoE \times \frac{1-g}{1-t} + CoD \times g \right)}{1+i} \right) - 1$$

wobei:

- CoE die Eigenkapitalkosten darstellt,
- CoD die Fremdkapitalkosten darstellt,
- g die Verschuldung darstellt,
- t der Steuersatz ist, und
- i die langfristige Inflationsrate der Eurozone darstellt.

Die Eigenkapitalkosten können wie folgt bestimmt werden: $CoE = r_f + \beta \cdot ERP + CRP$

Die Fremdkapitalkosten können wie folgt bestimmt werden: $CoD = r_f + DP$

wobei:

- r_f den nominalen risikofreien Zinssatz darstellt,
- ERP die Eigenkapitalrisikoprämie entspricht,
- β das Eigenkapital-Beta darstellt,
- CRP der Länder-Risikoprämie entspricht, und
- DP die Fremdkapitalkostenprämie darstellt.

Quelle: ACER-Methode

Für den vorliegenden Bericht wurden technologiespezifische WACC-Werte nach der von der ACER-Methode vorgeschlagenen Methodik neu berechnet. Als Basis für die Berechnungen dient das Gutachten zu den Betriebs- und Investitionsförderungen im Rahmen des Erneuerbaren Ausbau-Gesetzes (8). Dieses Gutachten (8) ist die fachliche Grundlage für die Marktprämien- und Investitionszuschüsse-Strom Verordnungen der Jahre 2024 und 2025 und berücksichtigt eine angemessene Verzinsung von Eigen- und Fremdkapital für die Investitionen. Die Berichtserstellung erfolgte auch unter Einbindung der Ökostrom-Verbände, sowie der Interessenvertretung der österreichischen E-Wirtschaft Österreichs Energie. Weiters stellt sich das Gutachten (8) als besonders geeignet dar, da darin Eigen- und Fremdkapitalquoten der erneuerbaren Einzeltechnologien auf Basis der Angaben von Betreiber-meldungen gemäß § 8 EAG 2021 idF BGBl. I Nr. 233/2022 ermittelt wurden. Wenn möglich, werden demnach für den vorliegenden Bericht die einzelnen, von den Autoren der vorliegenden Studie aktualisierten, Referenzen bezüglich WACC aus dem Gutachten (8) herangezogen. In Fällen wo dies aufgrund zusätzlicher Technologien oder Parameter, die in der ACER-Methode vorkommen, nicht möglich ist, werden alternative Quellen herangezogen. So wurde die Eigenkapitalquote für fossiles Gas von den Autoren der vorliegenden Studie auf 40% gesetzt, analog zu der technologieabhängigen WACC-Berechnung für die Stromgestehungskosten bis 2040 durch Fraunhofer (9). Weiters wird im Gutachten (8) die Risikoprämie

auf Fremdkapital auf Basis der Betreibermeldungen auf 1,5% gesetzt, und für Bioenergie wird abweichend ein höherer Risikozuschlag von 1,75 % bestimmt, da hier laut dem Gutachten (8) Brennstoffpreis- und Wärmepreisvolatilität zusätzliche Unsicherheitsfaktoren darstellen. In Anlehnung an diese Herangehensweise setzen die Autoren des vorliegenden Berichts die Risikoprämie für fossiles Gas ebenfalls auf 1,75 % fest. Dies beruht auf der Beobachtung, dass fossiles Gas in jüngerer Zeit zunehmend Preisschwankungen und Unsicherheiten ausgesetzt ist, insbesondere aufgrund volatiler globaler Märkte, geopolitischer Spannungen, sowie potenzieller regulatorischer Änderungen. Diese Faktoren erhöhen das Risiko für Investoren, was einen höheren Risikozuschlag im Vergleich zu anderen Energieträgern rechtfertigt.

Der Steuersatz ist regulatorisch gemäß § 22 Körperschaftssteuergesetz (KStG) durch den Körperschaftssteuersatz von 23 % vorgegeben.

Bezüglich Eigenkapitalrisikoprämien, Länderrisikoprämie, und Beta-Faktoren energiewirtschaftlicher Akteure im Sektor Erneuerbare Energien bzw. Öl/Gas werden analog zum Gutachten (8) von einem in diesem Bereich führenden Professors öffentlich publizierte Werte verwendet, die auch bereits bei WACC-Berechnungen in CONE-Berichten anderer Mitgliedsstaaten herangezogen wurden (10). Diese Werte wurden im Rahmen des vorliegenden Berichts nochmals aktualisiert (11). Ebenso wird analog zum Gutachten (8) für den risikolosen Zinssatz ein für Österreich empfohlener Wert aus der Quartalsveröffentlichung des Beratungsunternehmens KPMG zugrunde gelegt, der ebenfalls im Rahmen des vorliegenden Berichts auf 2,22% aktualisiert wurde (12). Die Langzeit-Inflationsrate der Eurozone wird mit 2.04% (13) festgesetzt und basiert auf Rohdaten von Eurostat. Die resultierenden WACC-Werte werden in Tabelle 4 dargestellt.

Tabelle 4 Technologiespezifische WACC-Werte nach der vorgeschlagenen Methodik der ACER-Methode

Parameter	PV und Stromspeicher	Wind	Biomasse	Biogas	Wasserkraft	Gasturbine	Quelle:
Eigenkapitalquote ($1-g$)	40%	20%	23%	20%	34%	40%	(8) und (9)
Eigenkapitalkosten (CoE)	8,05%	12,75%	11,67%	12,75%	8,88%	8,05%	Siehe Formel in Box 3
Fremdkapitalquote (g)	60%	80%	77%	80%	66%	60%	(8) und (9)
Fremdkapitalkosten (CoD)	3,72%	3,72%	3,97%	3,97%	3,72%	3,97%	Siehe Formel in Box 3
Steuersatz (t)	23%	23%	23%	23%	23%	23%	§ 22 Körperschaftssteuergesetz
Risikoloser Zinssatz (r_f)	2,22%	2,22%	2,22%	2,22%	2,22%	2,22%	(12)
Risikozuschlag Fremdkapital (DP)	1,50%	1,50%	1,75%	1,75%	1,50%	1,75%	(8) und eigene Annahmen
Eigenkapitalrisikoprämie (ERP)	4,60%	4,60%	4,60%	4,60%	4,60%	4,60%	(11)
Länderrisikoprämie (CRP)	0,58%	0,58%	0,58%	0,58%	0,58%	0,58%	(11)
Eigenkapital-Beta (β)	1,14	2,16	1,93	2,16	1,32	1,14	$\beta = \beta_u * [1+(1-t)*(g/1-g)]$
Ungehebeltes Beta (β_u)	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	(11)
Langzeit Inflationsrate Eurozone (i)	2,04%	2,04%	2,04%	2,04%	2,04%	2,04%	(13)
WACC	6,29%	6,16%	6,37%	6,36%	6,25%	6,43%	Siehe Formel in Box 3

2.3 De-Rating-Faktoren

Die ACER-Methode sieht vor, dass ein De-Rating-Kapazitätsfaktor für jede Referenztechnologie bestimmt wird. Die ACER-Methode gibt dazu keine detaillierte anzuwendende Methodik vor, siehe Box 4.

Box 4: De-rating-Faktor laut ACER-Methode

Der De-Rating-Kapazitätsfaktor spiegelt das statistische Ausmaß wider, in dem die installierte Kapazität der Referenztechnologie voraussichtlich zur Angemessenheit der Ressourcen beitragen wird, zu Zeiten von aufgrund unzureichenden Kapazitätsressourcen nicht gelieferter Energie (energy not served, ENS).

Folgende Kriterien müssen die Faktoren erfüllen:

- (a) die erwartete Verfügbarkeitsrate, wenn die ENS positiv ist, und
- (b) Energie- und Aktivierungsbeschränkungen, wenn ENS positiv ist.

Quelle: ACER-Methode

Für die Abschätzung der De-Rating-Faktoren wurden für die Referenztechnologien deren historische Verfügbarkeiten mit den im aktuellen (2023) European Resource Adequacy Assessment (ERAA) (14) der ENTSO-E ermittelten Zeitpunkte in denen ENS auftritt verschnitten. Aufgrund der unterschiedlichen Betriebscharakteristiken der gewählten Referenztechnologien wurden dabei für die Bestimmung der potenziellen Anlagenverfügbarkeit der jeweiligen Technologie zwei unterschiedliche Ansätze verfolgt:

- a) Ermittlung der technischen Anlagenverfügbarkeit aufgrund von dokumentierten Nichtverfügbarkeiten spezifischer Anlagen
- b) Ermittlung der durchschnittlichen Auslastung bezogen auf die installierte Gesamtkapazität je Technologie

Zur Vermeidung von potenziellen Extremwerten aufgrund spezifischer Jahresbetrachtungen wurden die historischen Erzeugungsdaten der letzten 5 Jahre (2019–2023) herangezogen und jeweils zeitlich (unabhängig vom konkreten Jahr) mit den ENS-Zeitpunkten verschnitten. Dies erfolgte zudem für beide Szenarien (A - *Adequacy-based weights*; B - *EVA-based weights*) und jedes einzelne Zieljahr (TY; 2025, 2028, 2030, 2033), allerdings ohne Berücksichtigung der zugrundeliegenden Klimajahre.

Zur Bestimmung der De-Rating-Faktoren nach Ansatz a) wurden die in der ENTSO-E Transparency Platform (15) dokumentierten Kraftwerksausfälle herangezogen. Dazu wurden jeden ENS-Zeitpunkt die relativen Restkapazitäten auf Basis der zum jeweiligen Zeitpunkt im Jahr ausgefallenen Kraftwerkskapazitäten in Bezug auf die installierte Gesamtleistung je Technologie ermittelt. Daraus resultiert eine mittlere Anlagenverfügbarkeit je Technologie über alle ENS-Zeitpunkte je Jahr. Diese Methodik wurde für vorwiegend bedarfsgesteuerte Technologien angewandt, also thermische Kraftwerke (Gas, Biomasse⁴) und Pumpspeicher.

Für Ansatz b) wurden die historischen Daten zur Nettostromerzeugung aus den jeweiligen Technologiebezogenen Stromquellen herangezogen (Quelle: energy-charts (16)). Die relative Anlagenverfügbarkeit wurde folglich anhand der tatsächlichen Produktion bezogen auf die installierte Gesamtleistung je Technologie ermittelt. Daraus resultiert eine mittlere Anlagenverfügbarkeit je Technologie über alle ENS-Zeitpunkte je Jahr. Diese Methodik wurde für vorwiegend dargebotsabhängige Technologien angewandt, also Laufwasserkraftwerke, Windkraft- und PV-Anlagen.

⁴ Aufgrund nicht verfügbarer Ausfalldaten zu Biomassekraftwerken wurden hierfür, neben den Ergebnissen für Gas-befeuerte Anlagen, auch weiter zurückliegende Daten zu Kohlefeuerungen mitbetrachtet, die eine Annahme ähnlicher Werte für alle thermischen Anlagen bestätigen.

Analog zu Ansatz b) wurde der De-rating-Faktor für Elektrolyseanlagen auf Basis einer empirischen Verteilung der zugrunde gelegten Anzahl an Volllaststunden (2000 h/a und 5000h/a; vgl. Abschnitt 4.2) unter Berücksichtigung der ENS-Verteilung aus ERAA abgeschätzt. Hierzu ist anzumerken, dass der so ermittelte De-rating-Faktor nur für eine initiale Einordnung herangezogen werden sollte. Im Kontext eines netzdienlichen, und damit Strompreis-geführten, Betriebs zukünftiger Elektrolyseanlagen ist nur bedingt davon auszugehen, dass zu ENS-Zeitpunkten Elektrolyseanlagen für eine Lastreduktion zur Verfügung stehen, sofern dies nicht betriebsbedingt (z.B. zur Reduktion von Start-Stopp-Zyklen) notwendig ist. Je nach betrieblichen Rahmenbedingungen bzw. vertraglicher Ausgestaltung können allerdings auch Produktions-orientierte Betriebsweisen dominieren (Must-run-Kapazitäten). In diesem Fall wäre dies allerdings auch im ERAA entsprechend zu modellieren.

Die resultierenden mittleren Verfügbarkeiten sind in Abbildung 6 dargestellt, sowohl für jedes Szenario und Zieljahr (TY) nach ERAA, als auch gemittelt über die ERAA-Zieljahre 2025/2028/2030. Aus Gründen der Konsistenz mit dem gewählten Zeitraum für die vorliegende Studie von 5 Jahren, wurden für die Festlegung der De-ating-Faktoren die dargestellten Mittelwerte für die ERAA-Zieljahre 2025/2028/2030 herangezogen. In Abbildung 6 sind die entsprechenden Ergebnisse für das Referenzszenario (A – Adequacy-based weights) hervorgehoben, da diese in Konsistenz mit den sonstigen Auswertungen der ERAA-Daten (siehe Kapitel 4) primär herangezogen wurden. Allerdings zeigt die Auswertung der restlichen Daten nur geringe Unterschiede in den Szenarien. Letztendlich wurden für die Auswertung von CONE die ermittelten De-Rating-Faktoren aus dem Referenzszenario A herangezogen und entsprechend gerundet (vgl. Tabelle 6).

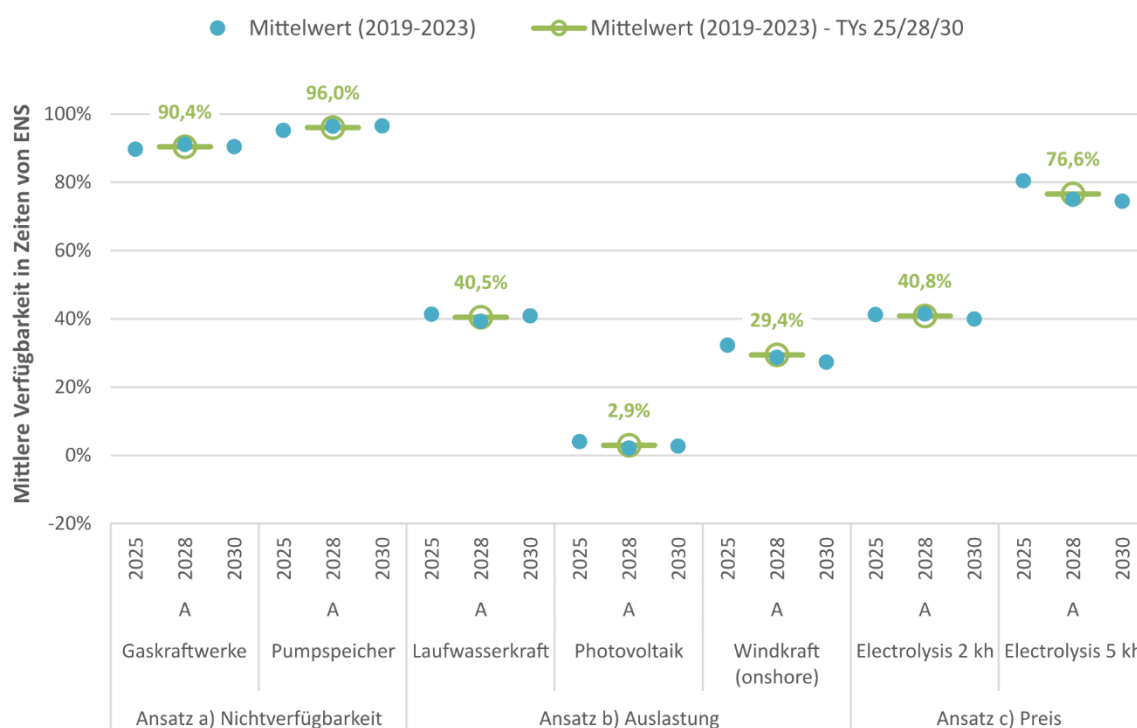


Abbildung 6: Mittlere Verfügbarkeit in Zeiten von ENS bezogen auf die Erzeugung der Jahre 2019–2023 für die betrachteten Stromerzeugungstechnologien für jedes Szenario und Zieljahr (TY) nach ERAA [Mittelwert (2019–2023)], sowie gemittelt über die Zieljahre 2025/2028/2030 [Mittelwert (2019–2023) – TYs 25/28/30]

Aufgrund der Nichtverfügbarkeit entsprechender Daten für Batteriespeicher nach der angeführten Methodik, wurde hierfür auf Literaturdaten bzw. öffentliche CONE-Berichte aus anderen Mitgliedsstaaten

zurückgegriffen. Literaturdaten bzw. Ausarbeitungen zu De-Rating-Faktoren aus Berichten zu Kapazitätsmechanismen aus anderen Mitgliedsstaaten zeigen Bandbreiten von 5 bis über 95%. Auch die dedizierten CONE-Berichte anderer Mitgliedsstaaten weisen hier sehr große Bandbreiten von rund 15-95% auf, wobei diese teilweise auch auf die oben genannten Berichte zu Kapazitätsmechanismen referenzieren. Dies ist einerseits auf variierende Methodiken zur Bestimmung der De-Rating-Faktoren unter unterschiedlichen Marktbedingungen zurückzuführen, andererseits auf die Abhängigkeit von der individuellen Betriebskonfiguration des Speichers, insbesondere der verfügbaren Speicherdauer. In den CONE-Berichten anderer Mitgliedsstaaten wurden keine wie die oben durchgeführten Berechnungen von De-Rating-Faktoren für jegliche Referenztechnologien durchgeführt, sondern es wurde durchgehend auf existierende Werte, teilweise auch aus anderen Mitgliedsstaaten, referenziert. Um hier ohne weiterführende Analysen eine qualifizierte Aussage bzgl. CONE für Batteriespeicher treffen zu können, wird für Batteriespeicher auch im vorliegenden Bericht eine ähnliche Vorgehensweise gewählt. Es wurden hier zwei unterschiedliche De-Rating-Faktoren für diese Technologien angesetzt, nämlich 50% und 95%. Die beiden Werte decken sich einerseits mit verfügbaren Literaturwerten für Speicherdauern von 4 Stunden (50%; vgl. (17)), andererseits mit den ermittelten, und in der Literatur bestätigten, Werten für Pumpspeicher bzw. dem oberen Ende der in der Literatur bzw. öffentlichen CONE-Berichten verfügbaren Bandbreite (95%).

Analoge Problemstellungen in der Bestimmung der De-Rating-Faktoren ergeben sich auch für die betrachteten Technologien mit DSR-Fähigkeiten. Die CONE-Berichte anderer Mitgliedsstaaten weisen auch hier sehr große Bandbreiten von rund 35-100% auf, teilweise ohne ausreichend Informationen über DSR-Dauern bzw. Technologien. Auch Berichte zu Kapazitätsmechanismen aus anderen Mitgliedsstaaten zeigen unterschiedliche Vorgehensweisen, so werden einerseits dedizierte De-Rating-Faktoren für DSR berechnet, diese sind generell mit >70% einzuordnen, andererseits werden die De-Rating-Faktoren für DSR analog zu den Faktoren für Batteriespeichern festgelegt, jeweils mit gleicher Aktivierungsdauer. Existierende Literatur, unabhängig von Überlegungen zu Kapazitätsmechanismen, jedoch veraltet und für andere DSR-Technologien, weist auf Basis der Verfügbarkeit für Lastverschiebung eine Bandbreite von 5-80% auf (18). Hierbei ist anzumerken, dass in Bezug auf DSR vermutlich ein großer Einfluss von Speicherkapazitäten vorliegt, und so der jeweils vorliegende Speicher die Verfügbarkeiten beeinflusst. Für die vorliegende Studie wurde auf Grund der betrachteten Literatur und Berichte ein De-Rating-Faktor von 75% gewählt.

3 Stakeholder-Einbindung

Damit eine größtmögliche Repräsentativität des Marktumfeldes erzielt wird, schlägt die ACER-Methode die Einbindung von relevanten Stakeholdern bei der Abschätzung der technisch-ökonomischen Kennzahlen vor, siehe Box 5.

Box 5: Stakeholder-Einbindung laut ACER-Methode

Die ACER-Methode gibt keine strikten Vorgaben, durch welche Quellen die Kriterien der Referenztechnologien zu beurteilen sind und durch welche Quellen die technisch-ökonomischen Kennzahlen zu erheben sind. Die ACER-Methode erlaubt es, diese Erhebungen rein auf Basis von Datenbanken bzw. publizierter Forschung durchzuführen, schlägt jedoch vor, dass auch Branchenexperten, Kraftwerksbetreiber, Behörden, Investoren, oder relevante Stakeholder befragt bzw. in die Erhebungen eingebunden werden dürfen bzw. dies erwünscht ist.

Quelle: ACER-Methode

Deshalb wurden vom Energieinstitut an der JKU Linz relevante Stakeholder eingebunden, um die Erhebungen auf Basis von öffentlichen Datenbanken und publizierter Forschung durch eine breite Auswahl an Akteuren der österreichischen Energiewirtschaft zu erweitern. Ausgewählte Vertreter von Behörden, Netzbetreibern, Energieversorgungsunternehmen bzw. Kraftwerksbetreiber, Industrieunternehm-

men, Interessensvertretern, Investoren und technische Consultants bzw. Investitionsberatungsunternehmen wurden eingeladen, die Erhebungen des Energieinstituts an der JKU Linz zu kommentieren, zu erweitern bzw. ihre Expertise, Meinungen und Standpunkte zu kommunizieren und in die vorliegende Studie einzubringen, schriftlich, sowie im Rahmen eines hybrid abgehaltenen Workshops.

In einem ersten Schritt wurden rund 35 relevante Stakeholder identifiziert und Mitte April erstmals kontaktiert. In einer ersten Anschrift wurde das Vorhaben erklärt und die Stakeholder mit einer offiziellen Einladung des Auftraggebers eingeladen, ihre Expertise und Standpunkte in Form einer schriftlichen Befragung und anschließendem Workshop in Präsenz mit Möglichkeit zur online Teilnahme einzubringen. Allfällige Rückfragen wurden per Mail bzw. telefonisch beantwortet. Im Falle von keiner Rückmeldung, wurden Erinnerungs-Mails ausgesendet, um den jeweiligen Stakeholdern nochmals die Möglichkeit zu geben, teilzunehmen. Das Ergebnis waren rund 15 Zusagen. An diese Teilnehmer wurde dann Mitte Mai eine schriftliche Befragung ausgesendet. Diese schriftliche Befragung stellte die Motivation und das Ziel der Studie vor, und präsentierte die derzeitigen Erhebungen inkl. Referenztechnologien und techno-ökonomischen Parametern. Den Stakeholdern wurde angeboten, die Erhebungen zu kommentieren, zu erweitern, eigene Werte und Daten einzubringen, bzw. generelle Kommentare und Meinungen zu kommunizieren. Das Ergebnis waren rund 10 schriftliche Rückmeldungen.

In einem zweiten Schritt wurde Anfang Juni ein Workshop in Präsenz beim Auftraggeber organisiert, mit der Möglichkeit zur online Teilnahme. Rund 15 Stakeholder nahmen am Workshop teil. Ziel des Workshops war es, die Ergebnisse der schriftlichen Befragung (anonymisiert) zu präsentieren und mit den teilnehmenden Stakeholdern zu diskutieren. Dazu wurde im Workshop die Studie vorgestellt, die Erhebungen des Energieinstituts an der JKU Linz und die Ergebnisse der schriftlichen Befragung dargestellt und verglichen, und allen Teilnehmern die Möglichkeit gegeben, nochmals ihre Expertise und Meinungen einzubringen bzw. offene Fragen zu klären und zu diskutieren. Den Teilnehmern wurde auch nochmals die Möglichkeit angeboten, nach dem Workshop weitere Rückmeldungen schriftlich zu geben bzw. weitere bilaterale Diskussionen zu führen. Nach dem Workshop fand noch eine weitere bilaterale Diskussion mit einem Stakeholder statt, um letzte Diskussionspunkte, die im Rahmen des Workshops nicht gänzlich ausdiskutiert werden konnten, zu klären.

3.1 Einordnung der Rückmeldungen

Im Folgenden werden die Rückmeldungen der Stakeholder auf Basis der vorgeschlagenen Technologien und Referenzwerten zu den technoökonomischen Parametern diskutiert. Die entsprechenden Grafiken stellen anonymisiert die Rückmeldungen der Stakeholder dar, wobei Markierungen gleicher Farbe jeweils den gleichen Stakeholder repräsentieren. Bei mehreren Markierungen gleicher Farbe je Technologie entsprechen diese den rückgemeldeten Minimal- und Maximalwerten. Neben den vorgegebenen Referenzwerten, die den Stakeholdern als Einordnung dienen sollten, sind in den Grafiken zur Auswertung zudem die in Abschnitt 2.1 beschriebenen Bandbreiten der Literaturdaten enthalten (nicht Teil der Stakeholder-Befragung). Zu sämtlichen gasbefeueren Technologien, sowie Biomasse-KWK (groß) und Biomasse-KWK (klein) gab es keine Rückmeldungen von den Stakeholdern.

Die in Abbildung 7 dargestellte Auswertung zu den Investitionskosten zeigt, dass die Einschätzungen der Stakeholder für einen Großteil der ausgewählten Technologien über dem vorgeschlagenen Referenzwert liegen. Während für Windturbine und PV die Abweichungen aber nur gering sind, liegen die Einschätzungen für große Laufwasserkraftwerke deutlich über dem Referenzwert und zumeist auch außerhalb der aus der Literatur bekannten Bandbreite. Hier wurde auch in der direkten Diskussion der Rückmeldungen mit den Stakeholdern die Interpretation der Kostenbandbreite aus der Literatur in Abschnitt 2.1 bestätigt, dass die zu veranschlagenden Kosten stark von der konkreten Umsetzung abhängig sind und eine generelle Einordnung hier schwierig ist. Selbiges gilt für die Einordnung der Ergebnisse für die Pumpspeicherkraftwerke, wenngleich hier die Rückmeldungen eher unter den zuvor gewählten Referenzwerten einzuordnen sind.

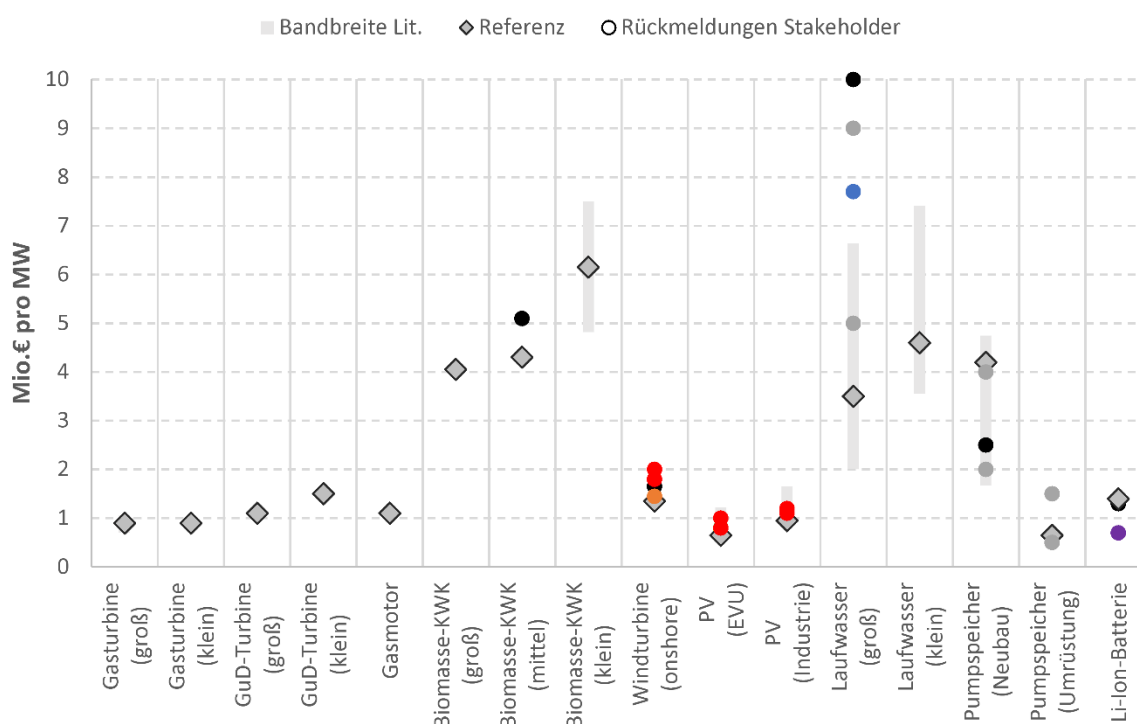


Abbildung 7: Rückmeldungen der Stakeholder (unterschiedliche Farben repräsentieren unterschiedliche Stakeholder) zu den Investitionskosten der Referenztechnologien im Vergleich mit den Bandbreiten der Literaturdaten und den daraus vorgeschlagenen Referenzwerten

Auch für die Investitionskosten für Li-Ionen-Batterien liegen die Einschätzungen der Stakeholder zum Teil deutlich unter dem aus den Literaturdaten abgeleiteten Referenzwert. Wenngleich hier vergleichsweise sehr aktuelle Literaturdaten vorlagen ist hier davon auszugehen, dass die aktuellen Wachstumsraten für diese Technologien auch kurzfristig noch zu vergleichsweise starken Preisreduktionen durch Skalierungseffekte führen. Dies wird auch von aktuellen Kostenprognosen für die Technologie bestätigt. So geht das National Renewable Energy Laboratory (NREL), je nach betrachtetem Szenario, bis 2027, also innerhalb des Betrachtungszeitraum der vorliegenden Studie, von einer Kostenreduktion für Batteriespeicher im EVU-Maßstab von 5–41% gegenüber dem Jahr 2022 aus (19). Auch die IEA zeigt ähnliche Prognosen mit Reduktionspotenzialen von 30–40% bis 2030 bzw. 55% bis 2050 (20). Einerseits steht diese starke Dynamik in gewisser Weise in Konflikt mit der Definition von Standardtechnologien lt. ACER-Methode. Andererseits wäre eine Nicht-Berücksichtigung dieser Technologie aufgrund ihrer generellen Marktverfügbarkeit, Modularität und dem aktuellen Marktvolumen ebenso nicht gerechtfertigt. Allerdings sind die Auswirkungen, die aus den kurzfristig zu erwartenden Kostenreduktion für die Bestimmung von CONE für die Technologie resultieren in der abschließenden Einordnung jedenfalls zu berücksichtigen (siehe auch Abschnitt 6).

Bei den in Abbildung 8 dargestellten Rückmeldung zu den fixen Betriebskosten fallen insbesondere die deutlich niedrigeren Einschätzungen zu den Wasserkraftwerken, sowohl Laufwasser als auch Pumpspeicher, auf, die zum Teil auch deutlich außerhalb jedenfalls aber am unteren Ende der Bandbreiten in der Literatur liegen. Die Rückmeldung zu Biomasse-KWK zeigt hingegen eine Tendenz zum oberen Ende der Bandbreite der Literaturdaten, was sich allerdings in Relation gut mit den ebenfalls höher angesetzten Werten zu den Investitionskosten deckt. Bei den Windkraftanlagen tendieren die Stakeholder ebenso zu etwas höheren fixen Betriebskosten.

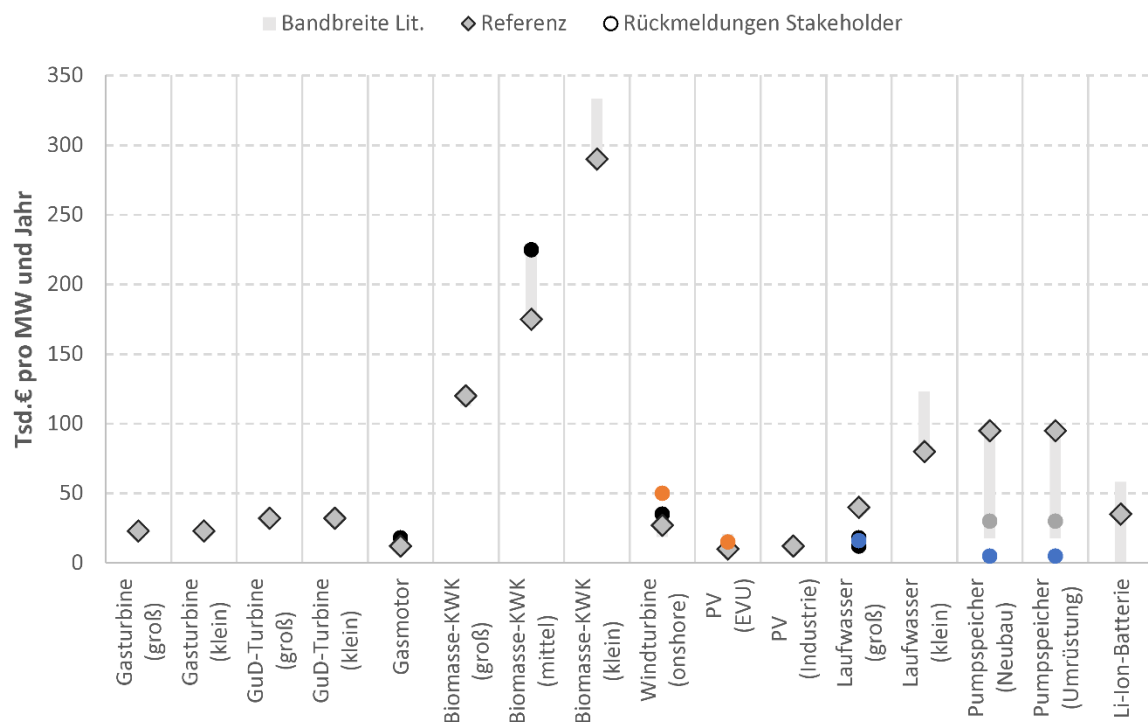


Abbildung 8: Rückmeldungen der Stakeholder (unterschiedliche Farben repräsentieren unterschiedliche Stakeholder) zu den fixen Betriebskosten der Referenztechnologien im Vergleich mit den Bandbreiten der Literaturdaten und den daraus vorgeschlagenen Referenzwerten

In Bezug auf die Bauzeit schlugen die rückmeldenden Stakeholder eine generell um 0,5 bis 1 Jahr längere Dauer vor, die aufgrund von Genehmigungsverfahren und Baubewilligungen notwendig wäre (siehe Abbildung 9).

Für die in Abbildung 10 dargestellte Anlagenlebensdauer gab es nur vereinzelte Rückmeldungen, wobei diese die Lebensdauer von Pumpspeicherkraftwerke entgegen dem Referenzwert nicht am unteren Ende der Bandbreite der Literatur einordnen, sondern in der oberen Hälfte dieser. Für PV-Anlagen werden etwas geringere Lebensdauern vorgeschlagen, wobei hier die Wechselrichter als limitierende Komponente gesehen werden. Zudem wird für die Batteriespeicher eine etwas geringere Lebensdauer erwartet.

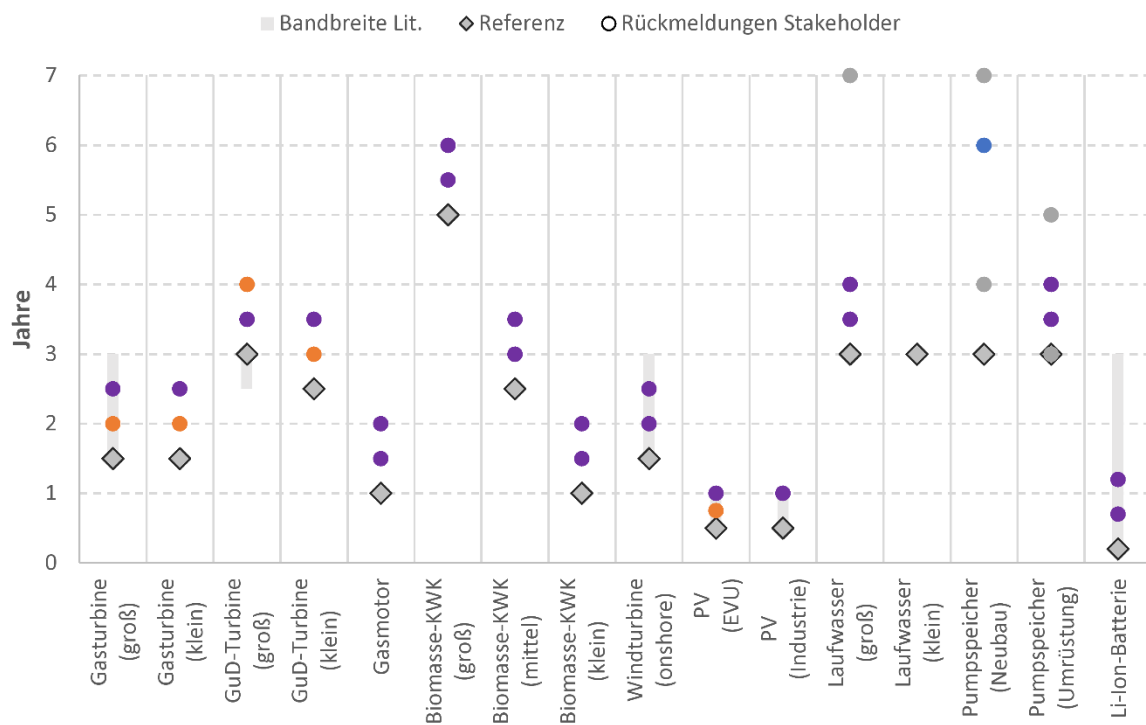


Abbildung 9: Rückmeldungen der Stakeholder (unterschiedliche Farben repräsentieren unterschiedliche Stakeholder) zu den Bauzeiten der Referenztechnologien im Vergleich mit den Bandbreiten der Literaturdaten und den daraus vorgeschlagenen Referenzwerten

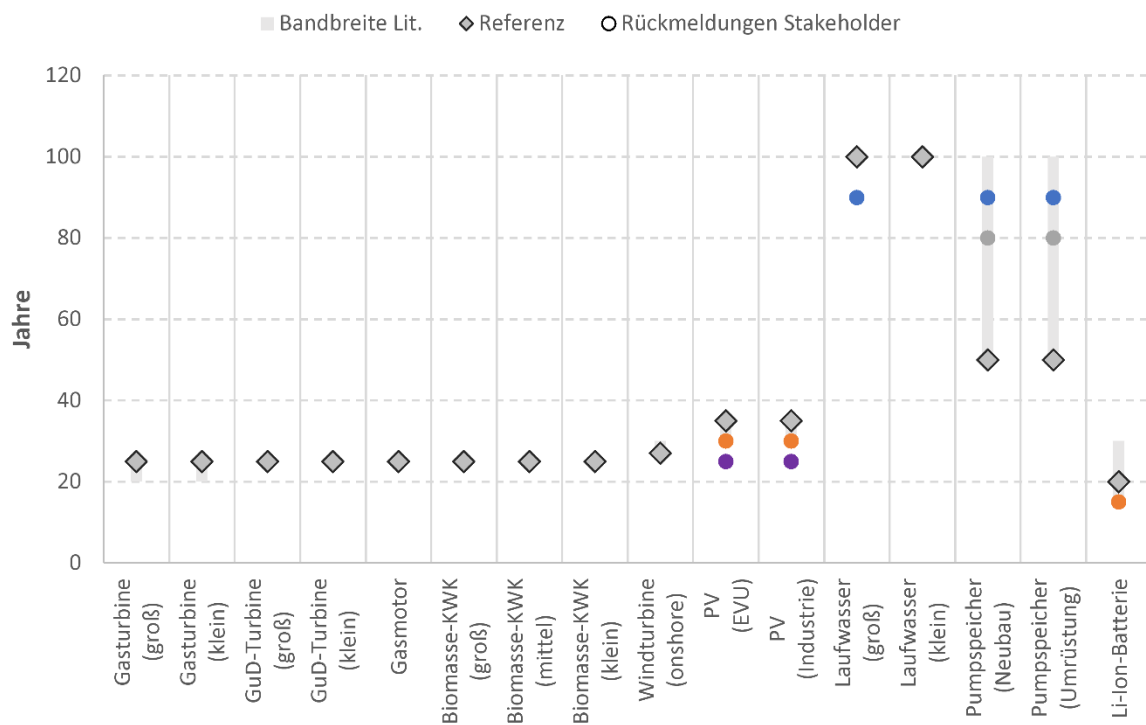


Abbildung 10: Rückmeldungen der Stakeholder (unterschiedliche Farben repräsentieren unterschiedliche Stakeholder) zu den Lebensdauern der Referenztechnologien im Vergleich mit den Bandbreiten der Literaturdaten und den daraus vorgeschlagenen Referenzwerten

Es wurde von den Stakeholdern auch eine Einordnung der variablen Betriebskosten abgefragt. Hier gab es wiederum auch Rückmeldungen zu den thermischen Kraftwerken, wobei bei jenen Technologien mit mehreren Rückmeldungen die vorgeschlagenen Referenzwerte innerhalb der resultierenden Bandbreite lagen, bei den anderen etwas darüber. Für die erneuerbaren Technologien wurden aufgrund fehlenden Brennstoffeinsatzes die variablen Betriebskosten mit Null angenommen. Hier zeigen die vereinzelten Rückmeldungen der Stakeholder, dass auch hier, wenn auch geringe, variable Betriebskosten anzunehmen wären.

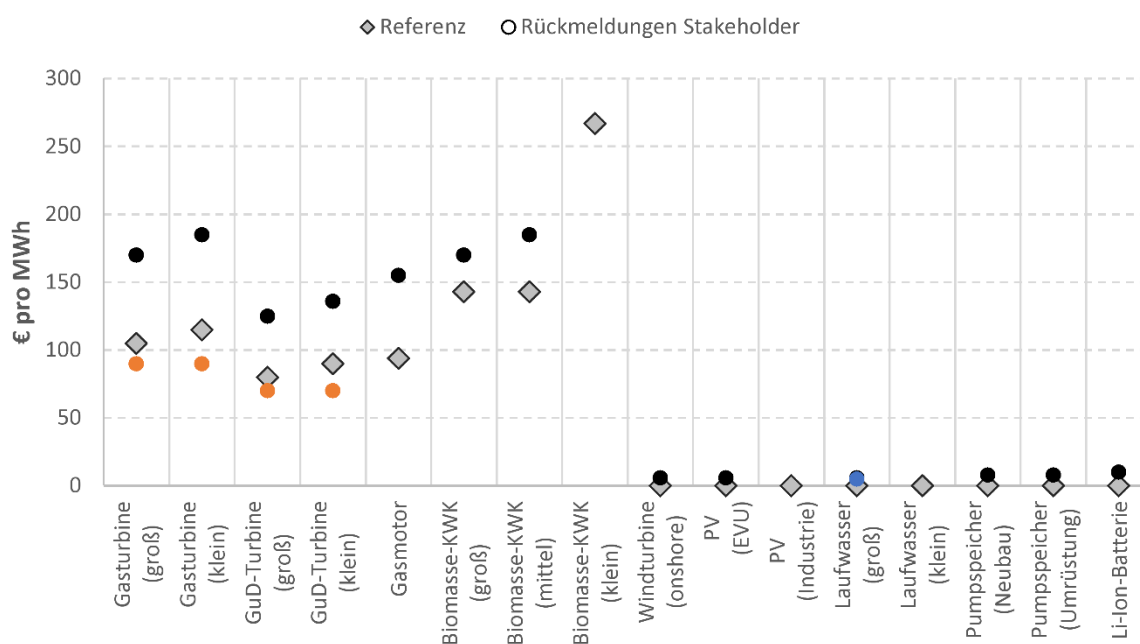


Abbildung 11: Rückmeldungen der Stakeholder (unterschiedliche Farben repräsentieren unterschiedliche Stakeholder) zu den variablen Betriebskosten der Referenztechnologien im Vergleich mit den vorgeschlagenen Referenzwerten

Zur Erhebung der Daten für DSR-Technologien wurden nur Rückmeldungen von zwei Stakeholdern erhalten. Auffallend waren hier insbesondere die signifikanten Unterschiede bei den Investitionskosten zwischen den Rückmeldungen. So wurden für Großwärmepumpen Kosten von 80 000 €/MW bzw. 4 000 000 €/MW angegeben, für Power-to-Heat 50 000 €/MW bzw. 333 000 €/MW. Hier ist davon auszugehen, dass im Fall der höheren Kosten die Gesamtkosten der Anlage anstatt der spezifischen Investitionen zur Implementierung der DSR-Fähigkeit angegeben wurden. Dies wurde auch im direkten Dialog mit den Stakeholdern bestätigt. Zudem wurde angemerkt, dass für die Bereitstellung von DSR-Kapazitäten mit den gewählten Technologien entsprechende Speicher notwendig wären (Wärme, Wasserstoff), die in den Investitionen entsprechend zu berücksichtigen wären. Die Angaben zu den fixen Betriebskosten sind hingegen auf vergleichbarem Niveau und vergleichbar mit jenen der Erzeugungs- und Speichertechnologien. Auch die weiteren Parameter waren weitgehend vergleichbar (für die sich überlappenden Technologien). Dennoch ist anzumerken, dass die resultierenden Werte sich hier nur auf einzelne Rückmeldungen beziehen und keine Vergleichswerte aus der Literatur vorliegen. Die Rückmeldungen zu DSR sind in Tabelle 5 zusammengefasst. CONE-Berichte aus anderen Mitgliedsstaaten zeigen, dass diese Unsicherheiten kein Österreich-spezifisches Merkmal sind, sondern auch bei Erhebungen anderer Mitgliedsstaaten auftraten. So entschieden sich manche EU-Mitgliedsstaaten DSR-Technologien als Standardtechnologie und in Folge als Referenztechnologie einzustufen, während andere diese weder als Standard- noch als Referenztechnologie auswiesen (10).

Tabelle 5: Ergebnis Stakeholder-Rückmeldungen zu DSR-Technologien

Technologie	Kapazität	CAPEX in €/MW	OPEX fix in €/MW/Jahr	OPEX var in €/MWh	Lebensdauer in Jahren	WACC
Wärmepumpe	> 1 MW _e	4 000 000 bzw. 80 000	10 000	85 bzw. 95	> 25	7,000%
Power-to-Heat	> 1 MW _e	333 000 bzw. 50 000	5 000 bzw. 10 000	95	20–30	6,000%
Elektrolyse	> 1 MW _e	200 000	15 000	105	20	8,500%

Neben konkreten Rückmeldungen zu den Kosten, Bauzeiten und Lebensdauern, gab es von den Stakeholdern auch weitere Kommentare in Bezug auf die definierten Referenztechnologien und mögliche Erweiterungen, den WACC, die De-Rating-Faktoren, und die Potenziale. Die Diskussionen zu diesen Themen flossen im weiteren Studienverlauf bei der Festlegung der einzelnen Parameter und der finalen Argumentation im vorliegenden Bericht ein.

3.2 Einfluss auf die Parameterfestlegung

Für die letztendliche Bestimmung der CONE-Werte wurden die gezeigten Rückmeldungen der Stakeholder zu den Parametern nochmals mit der verfügbaren Literatur abgeglichen, auf Plausibilität geprüft und die Parameter gegebenenfalls gegenüber dem zuvor gewählten Referenzwert nochmals angepasst. Die entsprechenden Änderungen sind im Folgenden zusammengefasst.

Investitionskosten

- Die Investitionskosten für *Biomasse-KWK (mittel)* wurden den Rückmeldungen folgend geringfügig nach oben korrigiert und decken sich damit mit den Daten aus (6) für europäische Anlagen in diesem Leistungsbereich. Analog dazu wurden auch, trotz fehlender Rückmeldung der Stakeholder, für *Biomasse-KWK (groß)* und *Biomasse-KWK (klein)* die Investitionskosten an diese Literaturquelle angepasst, woraus für erstere eine geringfügige Erhöhung, für letztere allerdings eine deutliche Reduktion resultiert.
- Für *Laufwasser (groß)* wurde ebenfalls das obere Ende der verfügbaren Literaturwerte herangezogen, welches geringfügig unter dem Mittelwert der Stakeholderrückmeldungen liegt. Folglich scheinen hier die Daten aus dem US-amerikanischen Raum (5) die lokalen Gegebenheiten besser abzubilden, liegen damit aber auch bzgl. globaler Vergleichswerte (6) am oberen Ende. Entsprechend wurde auch der Wert für *Laufwasser (klein)* nach oben an diese Referenz angepasst.
- Für die weiteren Technologien erfolgten geringfügige Anpassungen in Richtung Mittelwert der Rückmeldungen. Für *PV (EVU)*, *PV (Industrie)* und *Pumpspeicher (Neubau)* entspricht dies einer Verschiebung innerhalb der Bandbreite der Literaturwerte. Für *Pumpspeicher (Umrüstung)* liegt dieser Mittelwert ca. 25% über dem maximalen Literaturwert, allerdings ist die verfügbare Datenlage in der Anzahl sehr beschränkt und bereits bei der Laufwasserkraft haben sich hier potenziell höhere Kosten gezeigt. Ebenfalls gering ist Anzahl aktueller Literaturwerte zu *Li-Ion-Batterien*, womit die Reduktion des Wertes aufgrund der bestehenden Marktdynamik ebenfalls gerechtfertigt erscheint.

Fixe Betriebskosten

- Für *Biomasse-KWK* wurden, analog zu den Investitionskosten, die Werte auf die mittleren europäischen Referenzwerte (6) korrigiert, was auch der Rückmeldung zu *Biomasse-KWK (mittel)* entspricht.
- Die fixen Betriebskosten für *Windkraft* und *Photovoltaik* wurden entsprechend den Stakeholderrückmeldungen 25–30% nach oben korrigiert und liegen damit immer noch innerhalb der Bandbreite aus der Literatur.
- Bei den *Pumpspeichern* wurde auf die Mittelwerte der Rückmeldungen korrigiert, was sich mit dem Minimum der in der Literatur gefundenen Daten deckt und damit, wie bereits bei den Investitionskosten für Laufwasserkraftwerke, offenbar eher die US-amerikanischen Gegebenheiten (5) widerspiegelt.
- Für *Laufwasser (groß)* wurde ebenfalls der Mittelwert der Rückmeldungen als Endwert festgelegt, welcher zwar deutlich unterhalb der aus der Literatur ermittelten Bandbreite liegt, aufgrund der übereinstimmenden Rückmeldungen unterschiedlicher Stakeholder aber plausibel erscheint. Für *Laufwasser (klein)* wurde der Wert, aufgrund fehlender Rückmeldungen) in Relation dazu ebenfalls nach unten korrigiert.

Bauzeit

- Für *Laufwasser* und *Pumpspeicher (Neubau)* wurden die Werte auf die Mittelwerte aus den Rückmeldungen der Stakeholder korrigiert. Aus der Literatur waren hierzu nur Einzelwerte verfügbar. Für *Pumpspeicher (Umrüstung)* wurde allerdings der Minimalwert aus der Literatur beibehalten, um hier die mögliche Bandbreite bzgl. nötiger Adaptierung nach unten hin bestmöglich abzudecken.
- Für alle anderen Technologien wurde gemäß den Rückmeldungen der Referenzwert jeweils um ein Jahr nach oben korrigiert um die Dauer von Baubewilligungen und Genehmigungsverfahren entsprechend abzubilden.⁵

Lebensdauer

- Für die angesetzte Lebensdauer wurde für *Laufwasser* und *Pumpspeicher* jeweils der Mittelwert aus den Rückmeldungen angesetzt, welcher auch innerhalb der Bandbreiten aus der Literatur liegt (sofern vorhanden).
- Bei *Photovoltaik* und *Li-Ion-Batterie* deckt sich der Maximalwert der Rückmeldungen mit dem Minimalwert aus der Literatur, womit jeweils dieser Wert für die weitere Berechnung verwendet wurde.

Variable Betriebskosten

- Bei den variablen Betriebskosten wurde bei den Technologien ohne Brennstoffeinsatz der zuvor angesetzte Nullwert jeweils auf den Maximalwert aus den Rückmeldungen korrigiert. Durch die geringen und vergleichbaren Absolutwerte sowie geringen Bandbreiten der Rückmeldungen erscheinen diese plausibel.
- Für die Technologien mit Brennstoffeinsatz wurden die Werte nicht verändert, da die angesetzten Werte innerhalb der rückgemeldeten Bandbreiten lagen (sofern es mehrere Rückmeldungen gab).

Die Korrekturen auf Basis der Stakeholder-Rückmeldungen sind zudem im Anhang in Abbildung 12 bis Abbildung 15 grafisch dargestellt.

4 Potenzial für zusätzlichen Kapazitätszubau

Die ACER-Methode sieht weiters vor, dass für jede Referenztechnologie das Potenzial für zusätzlichen Kapazitätszubau bestimmt wird, siehe Box 6.

Box 6: Potenzial laut ACER-Methode

Das Potenzial für zusätzlichen Kapazitätszubau gibt an, wie viel zusätzliche Kapazität von rationalen Investoren innerhalb des geographischen und zeitlichen Betrachtungsrahmen vernünftigerweise hinzugefügt werden könnte. Für den vorliegenden Bericht bedeutet das, dass das Potenzial für zusätzlichen Kapazitätszubau angibt, wie viel zusätzliche Kapazität in MW von rationalen Investoren innerhalb der Gebotszone Österreich in den nächsten 5 Jahren vernünftigerweise hinzugefügt werden könnte.

Quelle: ACER-Methode

Dies ist notwendig, um bei der Bestimmung des Zuverlässigkeitsstandards zu evaluieren, ob eine Referenztechnologie genug Potenzial für zusätzlichen Kapazitätszubau verfügt, um alleine oder in Kombination mit anderen Technologien den minimalen Kapazitätsbedarf (im Englischen: minimum capacity

⁵ Für die Berechnung der CONE-Werte wurden die Werte für die Bauzeit auf ganze Jahre gerundet.

need) zu erfüllen. Deshalb wird nachfolgend zuerst eine generelle Diskussion über den minimalen Kapazitätsbedarf geführt, die jedoch keinen Einfluss auf die Festlegung der Potenziale hat.

4.1 Diskussion über den minimalen Kapazitätsbedarf

Die Bestimmung des minimalen Kapazitätsbedarfs im Rahmen der Bestimmung des Zuverlässigkeitsstandards ist entsprechend der ACER-Methode nicht Teil der Ermittlung von CONE, sondern Teil der Berechnung des Zuverlässigkeitsstandard, siehe auch Box 7.

Box 7: Minimaler Kapazitätsbedarf laut ACER-Methode

Der minimale Kapazitätsbedarf für den Zuverlässigkeitsstandard wird auf der Grundlage der Ergebnisse der letzten verfügbaren nationalen, regionalen oder europäischen (ERAA) Bewertungen der Angemessenheit der Ressourcen (im Englischen: resource adequacy) festgelegt (z. B. auf der Grundlage des Verhältnisses zwischen der beobachteten Anzahl von Stunden mit ENS und der Lastdeckungsreserve). Der minimale Kapazitätsbedarf für den Zuverlässigkeitsstandard sollte niedriger (oder gleich) sein als die maximale stündliche ENS, die bei der letzten europäischen, regionalen oder nationalen Bewertung der Angemessenheit der Ressourcen beobachtet wurde.

Quelle: ACER-Methode

Deshalb wird im vorliegenden Bericht kein minimaler Kapazitätsbedarf festgelegt, jedoch wird anhand der ENS-Werte für Österreich für die relevanten Zieljahre 2025, 2028, und 2030, basierend auf den ERAA-Ergebnissen (14) aus dem Referenzszenario (A – Adequacy-based weights) eine erste Einschätzung zum minimalen Kapazitätsbedarf diskutiert.⁶ Wie in Box 7 beschrieben, existiert für den minimalen Kapazitätsbedarf die Einschränkung, dass dieser nicht den maximalen stündlichen ENS-Wert überschreiten soll. In diesem Kontext ist zu bedenken, dass ENS-Werte einzelne Stunden im Rahmen der ERAA-Analysen darstellen, welche insgesamt 525 Simulationen pro Zieljahr umfassen. Dies sind alle Kombinationen der 35 zugrundeliegenden Klimajahre (CY – climate years), d.h. jedes Jahr zwischen 1982-2016, mit 15 verschiedenen Varianten an Modellierungen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten (FOs – forced outages). Für jede dieser 525 Simulationen wird in weiterer Folge auf stündlicher Basis die Lastdeckung berechnet, bzw. überprüft ob ein ENS-Fall vorliegt oder nicht. Folglich enthält das ERAA pro Zieljahr rund 4,6 Millionen Stunden (525 Simulationen x 8760 Stunden pro Jahr) in denen ENS-Fälle auftreten können. Über alle drei relevanten Zieljahre mit insgesamt 13,8 Millionen Simulationsstunden werden insgesamt 617 ENS-Stunden mit unterschiedlichem Unterdeckungsausmaß ausgewiesen. Dies entspricht 0,004 Prozent der simulierten Stunden. Der Maximalwert für Österreich laut ERAA-Ergebnissen bei 1 299 MWh. Dieser Wert tritt in einer Stunde im Zieljahr 2028 auf. Derartig hohe ENS-Werte im österreichischen Marktgebiet sind jedoch selbst in den umfassenden Simulationen äußerst selten - nur für 10 der 4,6 Millionen simulierten Stunden für das Zieljahr 2028 wird ein ENS-Wert größer 1 000 MWh ausgewiesen, und in den Zieljahren 2025 und 2030 wird in den jeweils 4,6 Millionen Simulationsstunden keine einzige Stunde mit einem ENS-Wert größer 1 000 MWh errechnet (siehe *Tabelle 8* im Anhang). Darüber hinaus ist darauf hinzuweisen, dass für die drei Zieljahre lediglich in 57 (2025), 47 (2028), bzw. 38 (2030) der je 525 Simulationen zumindest ein ENS-Wert > 0 MWh auftritt, und folglich wird in mehr als 1433 Simulationen (rund 91% der 1575 Simulationen) keinerlei Lastunterdeckung erwartet.⁷ Da alle

⁶ Die ERAA-Ergebnisse wurden bereits in Kapitel 2.3 bei der Bestimmung der De-Rating-Faktoren herangezogen.

⁷ Allerdings ist zu beachten, dass ERAA in seinen Simulationen für zukünftige Jahre, etwa für 2030, die jeweiligen nationalen Ausbauziele bzgl. Erzeugungskapazitäten bereits beinhaltet. Für Österreich bedeutet dies etwa, dass die im Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (20) definierten Ausbauziele für 2030 in den Simulationen als bereits umgesetzt angenommen wurden.

Simulationen als gleich wahrscheinlich angenommen werden⁸, ist in den ERAA-Ergebnissen eine kritische Unterdeckung in Österreich bis 2030 äußerst unwahrscheinlich. Des Weiteren ist bei der Festlegung des minimalen Kapazitätsbedarfs zu bedenken, dass diese Auswirkungen auf die Kostenstruktur des Elektrizitätssystem haben. Eine Festlegung auf einen hohen minimalen Kapazitätsbedarf auf Basis lediglich einzelner hoher Werte für die Lastunterdeckung, die im Rahmen einer simulativen Analyse wie dem ERAA berechnet wurden, könnte zu unverhältnismäßigen Kosten für das Elektrizitätssystem führen und auch im Widerspruch zur Vorgabe rationaler Investorenentscheidungen im Marktumfeld stehen. Vor diesem Hintergrund erscheint es als keine optimale Strategie, das Vorhandensein einzelner hoher ENS-Werte in ERAA als Anlass zu nehmen, den minimalen Kapazitätsbedarf am absoluten oberen Ende dieser Werte festzulegen.

4.2 Potenziale für zusätzlichen Kapazitätszubau

Wie bereits in Abschnitt 1 beschrieben, wird für alle ausgewählten Referenztechnologien davon ausgegangen, dass ein grundsätzliches Potenzial für jeweiligen Kapazitätszubau besteht (Kriterium für die Einordnung als Referenztechnologie). Im Folgenden werden die individuellen Zubaupotenziale anhand des integrierten österreichischen Netzinfrastukturplan (ÖNIP, (21)), als übergeordnetes strategisches Instrument der Netzplanung im Stromsektor, sowie bestehenden Analysen und Studien zu Flexibilitätsoptionen und Lastdeckungssimulationen diskutiert.

Im ÖNIP des Jahres 2024 werden gegenüber dem EAG deutlich höhere Erzeugungspotenziale genannt. So werden hier für 2030 bei Photovoltaik und Windkraft eine jährliche Erzeugung von je 21,1 TWh als realisierbar angenommen, und für Wasserkraft (ohne Pumpspeicher) ein Restpotenzial von 6,9–10,1 TWh. Bei Annahme mittlerer Volllaststunden von 1 000 h/a für Photovoltaik, und 2500 h/a für Windkraft, würden sich damit, abzüglich bis Ende 2020 installierter Kapazitäten (15), für 2030 Zubaupotenziale von ca. 8250 MW für PV und ca. 1240 MW für Wind zusätzlich zu den EAG-Zielen ergeben. Für Wasserkraft liegt das zusätzliche Potenzial dementsprechend bei ca. 380–1000 MW (bei 5 000 h/a). Für Strom aus fester Biomasse werden hingegen keine über die Vorgaben aus dem EAG hinausgehenden Zubauten berücksichtigt (bei 6850 Volllaststunden pro Jahr etwa 150 MW).⁹ Zudem wird für 2030 ein Gesamtbedarf an Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen im Ausmaß von 4,29 GW_{el} berücksichtigt, was in etwa den heute installierten Kapazitäten entspricht. Generell wird für die thermischen Kraftwerke (Biomasse-KWK, Gas- und GuD-Turbinen) allerdings keine Limitierung im Sinne der ACER-Methodik gesehen.

Für Pumpspeicher geht der ÖNIP bis 2030 von einer Gesamtkapazität von 6 663 MW in Österreich aus, was einem Zubau von etwa 750 MW gegenüber bestehenden Anlagen (15) entspricht.¹⁰ Die Annahmen des ÖNIP basieren dabei auf bekannten Ausbau-, Erweiterungs- und Revitalisierungsvorhaben der Energieversorger. Im Hinblick auf die vergleichsweise langen Umsetzungszeiträume für neue Pumpspeicherprojekte werden derartige „Umrüstungen“ auch als deutlich schneller realisierbare Potenziale gesehen. Eine aktuelle Studie zu *Flexibilitätsangebot und -nachfrage im Elektrizitätssystem Österreichs 2020/2030* (22) geht für 2030 von einer installierten Gesamtleistung von 11 236 MW an Speicherkraftwerken (ohne Spezifizierung von dedizierten Pumpspeicherkapazitäten) aus und damit von einer Erhöhung um +25% (ggü. +14% lt. ÖNIP). Bis 2040 wird im ÖNIP von einer gesamten Kapazitätserweiterung

⁸ Eine Simulationen-Priorisierung ist im Rahmen des ERAA nicht erfolgt.

⁹ Die Annahmen für die jährlichen Volllaststunden folgen den im EAG §7 (4) angegebenen Werten für die Berechnung der Ausschreibungs- bzw. Vergabevolumen für Betriebsförderungen.

¹⁰ Hier berücksichtigt sind, neben der Pumpspeicherkapazität der österreichischen Regelzone (3485 MW), auch die Speicherkapazitäten *KW Kühnthal* (289 MW) und *Vorarlberger Illwerke AG* (2142 MW), die deutschen Regelzonen zugewiesen sind.

von ca. 1 530 MW ausgegangen. Die von Österreichs Energie bereitgestellte Kraftwerksliste Wasserkraft (23) listet hingegen eine zusätzlichen Gesamtkapazität von 3 640 MW an Pumpspeicherprojekten, die sich aktuell entweder in Bau oder in Planung befinden. Während im ÖNIP nicht zwischen Neubau und Erweiterung bestehender Anlagen unterschieden wird, kann ein Großteil der Projekte der Kraftwerksliste einer Kapazitätserweiterung durch Repowering¹¹ oder Erweiterung bestehender Anlagen, in unterschiedlichem Ausmaß, zugeordnet werden. Da die marktlichen Investitionspotenziale von Pumpspeichern sowohl für Neubauprojekte als auch Erweiterung bestehender Anlagen (Umrüstung) von hoher Komplexität und Heterogenität geprägt sind, wird diese Liste von bereits in Bau befindlichen bzw. geplanten Projekte als konservative Schätzung der Potenziale für zusätzlichen Kapazitätszubau von Pumpspeichern herangezogen. Unter anderem auf Basis dieser Projektliste wird auch die Pumpspeicherkapazität von 6 060 MW für die österreichische Regel- bzw. Gebotszone als Grundlage für die ERAA-Simulation [14] des Zieljahres 2030 begründet.¹² Jene bereits in Planung befindlichen Erweiterungsprojekte, welche in diesen Zahlen noch nicht berücksichtigt werden, können als Untergrenze des zusätzlichen Kapazitätszubaues angesehen werden. Es ergibt sich folglich ein Potenzial für die Erweiterung bestehender Pumpspeicher von zumindest 900 MW. Für die alternative Speichertechnologie der Batteriespeicher wird im ÖNIP von einer Gesamtkapazität von 1 250 MW bis 2030 bzw. 5 900 MW bis 2040 ausgegangen.¹³ Im Rahmen der ERAA-Simulation für das Zieljahr 2030 wird allerdings nur eine Kapazität von 70 MW angenommen – hier besteht somit noch beträchtliches Potenzial für zusätzlichen Kapazitätszubau.

In Bezug auf DSR-Technologien stellt sich die Situation bezüglich des Potenzials differenziert dar. Während die Nutzung von Flexibilitäten als Beitrag zum minimalen notwendigen Kapazitätsbedarf perspektivisch als wichtiger und zukunftsweisender Faktor für ein funktionierendes Elektrizitätssystem angesehen wird, ist die Implementierung von DSR zu Grunde liegenden Technologien, wie etwa Großwärmepumpen und Elektrolyseuren, noch wenig weit fortgeschritten. So wurde etwa in Wien im Jahr 2023 mit dem Bau der leistungsstärksten Wärmepumpe Europas (mit 110 MW thermisch, dies entspricht etwa 35 MW elektrisch) begonnen, mit deren vollständiger Nutzung ab 2027 gerechnet wird (24). Des Weiteren wird eine als potenziell für DSR geeignete industriellen Elektrolyse-Anlage (60 MW elektrisch) ab dem Jahr 2025 in Betrieb gehen (25). Neben diesen, in ihrem jeweiligen Beriech als Pilotanlagen zu bezeichnenden Anlagen, sind weitere kleinere Anlagen teilweise bereits im Betrieb oder befinden sich in der Planungsphase. In der Studie zu Flexibilitätspotenzialen in Österreich (22) wird das technische Potenzial für zusätzliche flexible Leistung (im Vergleich 2020 zu 2030) durch Wärmepumpen im nicht-Wohnbereich auf rund 83 MW geschätzt. Es wird jedoch nicht nach Großwärmepumpen differenziert. Im ÖNIP werden bis 2030 flexible Großwärmepumpen mit einer Gesamtleistung von 50 MW berücksichtigt. Abhängig von der jeweiligen Einordnung besteht für diese Technologie ein Flexibilitätspotenzial von bis zu 83 MW. Bezüglich Elektrolyseure wird in der Studie zu Flexibilitätspotenzialen in Österreich (22) bis 2030 das technische Potenzial auf 295 MW geschätzt, wobei hier noch von einem Zielwert von 1,18 TWh an heimischer Wasserstoffproduktion ausgegangen wird. Im ÖNIP werden für Elektrolyse, je nach Szenario („marktorientiert“ vs. „netzunterstützend“), Kapazitäten von 1 000–1 720 MW vorgesehen, wobei der untere Wert dem Zielwert der österreichischen Wasserstoffstrategie (26) entspricht.¹⁴

¹¹ Repowering bezeichnet den Ersatz von Komponenten und Anlagenteile in bestehenden Stromerzeugungsanlagen zur Steigerung des Wirkungsgrads bzw. höherer Erzeugungskapazität.

¹² Vgl Veröffentlichung der Inputdaten im ERAA 2023, Storage capacities under 'National Estimates' scenario, <https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/2023/eraa-2023-visuals/#eraa-inputs>

¹³ In der Technologiedefinition wurde in dieser Studie für Batteriespeicher von einem E/P-Verhältnis von 4 ausgegangen, wohingegen die Angaben im ÖNIP auf ein Verhältnis von E/P = 2 schließen lassen.

¹⁴ Beiden Szenarien liegt der Zielwert von 5 TWh jährlicher Wasserstoffproduktion zugrunde, allerdings mit unterschiedlicher Anzahl an Volllaststunden.

Anhand der Szenariendesigns des ÖNIPs und den damit verbundenen Betriebsstrategien ist die tatsächliche Verfügbarkeit dieser Leistung im ENS-Fall allerdings fraglich, auch unter Annahme eines Strompreis-orientierten De-rating-Faktors für Elektrolyse (vgl. Abschnitt 2.3).¹⁵ Entsprechend werden 1 720 MW als maximales theoretisch-technisches Kapazitätspotenzial für 2030 angesehen. Für 2040 wird im ÖNIP von 70–100 MW_{el} durch Wärmepumpen bzw. 3 190–6 400 MW_{el} durch Elektrolyse an entsprechenden Flexibilitäten ausgegangen. Bezüglich Power-to-Heat wird in der Studie zu Flexibilitätspotenzialen in Österreich (22) die in 2020 installierte Leistung auf 100–150 MW geschätzt, und angenommen, dass sich diese bis 2030 nicht flächendeckend erhöhen wird. Ein tatsächlich nutzbares Flexibilitätspotenzial wurde auch hier nicht quantifiziert. Die existierende Flexibilität wird in diesem Bereich jedoch, laut Studie (22), bereits ausgeschöpft, was keinem zusätzlichen Potenzial entsprechen würde. Power-to-Heat, im Sinne der hier gewählten Definition von elektrischen Direktheizungen, werden im ÖNIP nicht explizit berücksichtigt.

Zusätzlich zu den von den Stakeholdern eingebrachten und hierin als Referenztechnologien eingestuft DSR-Technologien bietet sich grundsätzlich eine Vielzahl an weiteren Technologien zur Bereitstellung flexibler Kapazitäten an. Im Projekt *Industry4Redispatch* wird aktuell das entsprechende Potenzial der Industrie erhoben. Die verfügbaren Zwischenergebnisse (27) weisen ein technisches Gesamtpotenzial an positiven Flexibilitäten von 410 MW aus bestehenden Anlagen in industriellen Prozessen und Querschnittstechnologien (inkl. Stromeigenerzeugung) aus. Deren Nutzbarkeit ist allerdings stark von individuellen Faktoren, wie Anlagenauslastung, Priorisierung maximaler Produktionskapazität, Verfügbarkeit von Mess- und Regeloptionen, oder organisatorischen Limitierungen, abhängig. Dennoch wird ersichtlich, dass mit einer Etablierung der Nutzung solcher Anlagen als flexible Kapazitäten tendenziell günstige Potenziale zur Verfügung stehen, die in zukünftigen Neuevaluierungen bei verbesserter Datenlage entsprechend berücksichtigt werden sollten.

5 Erhebung zur Ermittlung von CORP

Neben der Ermittlung von Kosten für neue Anlagen (CONE), können laut ACER-Methode auch die Kosten für die Betriebswiederaufnahme von bereits abgeschalteten Anlagen (*renewal*) bzw. für die Verlängerung der Lebenszeit von bestehenden Anlagen (*prolongation*) ermittelt werden (CORP), siehe *Box 8*.

Box 8: CORP laut ACER-Methode

Die Ermittlung von CORP optional und bei Bedarf analog zu CONE durchzuführen, falls entsprechende stillgelegte bzw. im Betrachtungszeitraum (in der vorliegenden Studie in den nächsten fünf Jahren) stillzulegende Anlagen existieren.

Quelle: ACER-Methode

Im Rahmen der Projektumsetzung wurden fünf Unternehmen identifiziert, die als Inputgeber entsprechend relevanter Anlagen im Rahmen von CORP in Frage kommen könnten. Da das entsprechende Wissen bzw. die Daten hier im Gegensatz zu neuen Anlagen ausschließlich bei den entsprechenden Unternehmen liegen, ist das Projektteam bei der Ermittlung von CORP auf die Kooperation dieser Unternehmen angewiesen.

Die jeweiligen Unternehmen wurden mit einer Erklärung zum Vorhaben kontaktiert, und eingeladen bzw. gebeten für die Studie Input Ihren Anlagen zu geben. Dazu wurde ein Dokument zum Ausfüllen vorbe-

¹⁵ Das Szenario „marktorientiert“ zielt auf eine Deckung des Bedarfs bei möglichst geringen Gesamtkosten ab, das Szenario „netzunterstützend“ auf eine primäre Nutzung von Stromüberschüssen. Demzufolge ist davon auszugehen, dass diese Anlagen zu Zeiten hoher erneuerbarer Stromproduktion und damit, bei maximal 5 000 Volllaststunden pro Jahr, zu Zeiten von Kapazitätsengpässen nur in minimalem Ausmaß in Betrieb sind bzw. keine zusätzlichen Leistungskapazitäten frei gemacht werden können.

reitet, dass den Unternehmen zugesendet wurde, mit der Bitte um die entsprechend notwendigen Informationen für eine CORP-Berechnung einzutragen. Das Ergebnis war, dass alle Unternehmen auf unsere Anfrage reagiert haben. Ein Teil der Unternehmen gab bekannt, dass keine entsprechenden Anlagen existieren, andere Unternehmen konnten aus verschiedenen Gründen keine konkreten Informationen, die zur Berechnung von CORP notwendig wären, preisgeben. Die Erhebung lieferte demnach keine verwertbaren Informationen, und somit können für den vorliegenden Bericht keine CORP-Werte präsentiert werden.

6 Berechnung von CONE

Die Berechnung der Werte für $CONE_{\text{fixed}}$ erfolgte nach der ACER-Methode (siehe Box 9) auf Basis der erhobenen technoökonomischen Parameter unter Berücksichtigung der Stakeholder-Rückmeldungen und gegebenenfalls entsprechender Korrektur.

Box 9: CONE-Berechnung laut ACER-Methode

Für jede Referenztechnologie werden EAC mit der folgenden Formel berechnet:

$$EAC = \left[\sum_{i=1}^X \frac{CC(i)}{(1+WACC)^i} + \sum_{i=X+1}^{X+Y} \frac{AFC(i)}{(1+WACC)^i} \right] \cdot \frac{WACC \cdot (1+WACC)^{X+Y}}{(1+WACC)^Y - 1}$$

wobei:

- i jedes Jahr über die Bauzeit und wirtschaftliche Lebensdauer repräsentiert,
- X die Bauzeit (in Jahren) definiert,
- Y die wirtschaftliche Lebensdauer (in Jahren) definiert,
- CC die Investitionskosten (CAPEX), die jedes Jahr der Bauzeit anfallen (in €/MW), definiert,
- AFC die jährlichen Fixkosten (OPEX), die jedes Jahr während der wirtschaftlichen Lebensdauer anfallen (in €/MW), definiert, und
- $WACC$ die gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten definiert.

$CONE_{\text{fixed}}$ für eine gegebene Referenztechnologie ($CONE_{\text{fixed, RT}}$) wird als Verhältnis zwischen EAC und dem De-rating-Kapazitätsfaktor berechnet:

$$CONE_{\text{fixed, RT}} = \frac{EAC_{\text{RT}}}{K_{d, \text{RT}}}$$

wobei:

- EAC_{RT} die EAC einer gegebenen Referenztechnologie (in €/MW) darstellt, und
- $K_{d, \text{RT}}$ der De-rating-Kapazitätsfaktor der Referenztechnologie ist.

Quelle: ACER-Methode

Die letztendlich verwendeten Werte sowie die resultierenden $CONE_{\text{fixed}}$ -Werte sind Tabelle 6 zu entnehmen.

Tabelle 6: Ergebnis der technologiespezifischen $CONE_{fixed}$ -Werte, $CONE_{var}$ -Werte, und verwendete Parameter für die ausgewählten Technologien

Kategorie	Technologie	Kapazität	CAPEX in €/MW	OPEX fix in €/MW/Jahr	$CONE_{var}$ in €/MWh	Bauzeit in Jahren	Lebensdauer in Jahren	De-rating- Faktor	WACC	$CONE_{fixed,RT}$	
Erzeugung	Gasturbine (groß)	> 40 MW _e	900 000	23 000	105	3	25	90%	6,435%		112 397
	Gasturbine (klein)	< 40 MW _e	900 000	23 000	115	3	25	90%	6,435%		112 397
	GuD-Turbine (groß)	> 100 MW _e	1 100 000	32 000	80	4	25	90%	6,435%		145 181
	GuD-Turbine (klein)	< 100 MW _e	1 500 000	32 000	90	4	25	90%	6,435%		185 045
	Gasmotor	< 10 MW _e	1 100 000	15 000	94	2	25	90%	6,435%		119 465
	Biomasse-KWK (groß)	> 25 MW _e	4 200 000	125 000	71	6	25	95%	6,367%		551 648
	Biomasse-KWK (mittel)	6-25 MW _e	4 500 000	225 000	71	4	25	95%	6,367%		658 635
	Biomasse-KWK (klein)	< 6 MW _e	4 800 000	290 000	133	2	25	95%	6,367%		727 438
	Windturbine (onshore)	2-6 MW	1 650 000	35 000	6	3	27	30%	6,161%		566 340
	Photovoltaik (EVU)	> 1 MW	800 000	12 500	6	1	30	3%	6,288%		2 413 955
	Photovoltaik (Industrie)	< 1 MW	1 100 000	15 000	6	1	30	3%	6,288%		3 246 271
	Laufwasser	> 10 MW	6 700 000	15 500	6	5	90	40%	6,250%		1 229 939
	Laufwasser	< 10 MW	7 500 000	37 000	6	5	90	40%	6,250%		1 425 920
Speicher	Pumpspeicher (neu)	< 500 MW	3 000 000	17 500	8	6	85	95%	6,250%		250 651
	Pumpspeicher (Umrüstung)	< 500 MW	900 000	17 500	8	3	85	95%	6,250%		81 772
	Li-Ion-Batterie (DR=50%)	< 100 MW	1 000 000	35 000	10	1	15	50%	6,288%		279 812
	Li-Ion-Batterie (DR=95%)	< 100 MW	1 000 000	35 000	10	1	15	95%	6,288%		147 270
DSR	Wärmepumpe	> 1 MW _e	80 000	10 000	90	2	25	75%	7,000%		22 807
	Power-to-Heat	> 1 MW _e	50 000	7 500	90	1	25	75%	6,000%		15 215
	Elektrolyse	> 1 MW _e	200 000	15 000	105	2	20	40%	8,500%		92 581

7 Diskussion der Ergebnisse

Die Ermittlungen von CONE im vorliegenden Bericht zeigen, dass die betrachteten DSR-Technologien die günstigsten Optionen zur Bereitstellung neuer Kapazitäten darstellen. Diese sind also bei der Bestimmung des Zuverlässigkeitsstandards vorgereiht zu betrachten. Mit $\text{CONE}_{\text{fixed}}$ -Werten von 15 200 €/MW für Power-to-Heat und 22 800 €/MW für Großwärmepumpen, liegen diese Technologien kostentechnisch deutlich unter den Speicher- und Erzeugungstechnologien. Power-to-Heat spielt bei der Bestimmung des Zuverlässigkeitsstandards aufgrund des fehlenden Zubaupotenzials jedoch keine Rolle. Die nächstgünstige Referenztechnologie stellt „Pumpspeicher (Umrüstung)“ mit einem $\text{CONE}_{\text{fixed}}$ -Wert von etwa 81 770 €/MW, gefolgt von Elektrolyse als weitere DSR-Technologie mit rund 92 580 €/MW, dar. Sollte der minimale Kapazitätsbedarf nicht durch das Zubaupotenzial der DSR-Technologien Großwärmepumpen abgedeckt werden können, so wird die Umrüstung bzw. Erweiterung bestehender Speicherkraftwerke und die Nutzung des Flexibilitätspotenzials von Elektrolyseanlagen bei der Bestimmung des Zuverlässigkeitsstandards die nächstgereihten Technologien darstellen. Gaskraftwerke, z.B. Gasturbinen ab 112 400 €/MW, weisen ebenfalls relativ moderate $\text{CONE}_{\text{fixed}}$ -Werte auf, würden aber nur dann zum Zug kommen, wenn das gemeinsame Zubaupotenzial der DSR-Technologien und der Umrüstung von bestehenden Speicherkraftwerken den minimalen Kapazitätsbedarf nicht decken können. In weiterer Folge wären noch Batteriespeicher, z.B. Li-Ion-Batterie mit 147 270 €/MW, gereiht. Dargebotsabhängige Technologien wie PV und Wind, aber auch Laufwasser, sind durch hohe CONE-Werte aufgrund niedriger De-Rating-Faktoren charakterisiert und sollten somit nicht zur Bestimmung des Zuverlässigkeitsstandards herangezogen werden.

Zusätzlich sei hier nochmal darauf hingewiesen, dass gerade im Bereich DSR zusätzliche Potenziale bestehen, die aufgrund der relativ strikten Auslegung der ACER-Methodik und auf Basis der Rückmeldungen der eingebundenen Stakeholder nicht als Referenztechnologien eingestuft und damit in der Berechnung der CONE-Werte nicht berücksichtigt wurden. Wie die ermittelten Werte für die untersuchten Technologien zeigen, stellen aber gerade diese Flexibilitätspotenziale potenziell sehr günstige Optionen dar. Unter diesem Gesichtspunkt sollten Technologien zur Bereitstellung dieser entsprechend charakterisiert und standardisiert werden, um eine Berücksichtigung in zukünftigen Neuevaluierungen zu ermöglichen.

Der internationale Vergleich mit den Ergebnissen aus CONE-Berichten anderer Mitgliedsstaaten zeigt, dass über alle Technologien hinweg große Bandbreiten existieren, wobei sich die in dieser Studie erhobenen Werte für Österreich generell mit den mittleren Werten der anderen Mitgliedsstaaten einreihen (10). Ein direkter numerischer Vergleich, besonders bezüglich DSR, ist jedoch schwierig, da die Charakteristiken und Annahmen über die einzelnen Referenztechnologien meist nicht für einen Vergleich ausreichend beschrieben sind bzw. aufgrund der Möglichkeiten an Varianten und Annahmen besonders große Kostenunterschiede entstehen können (10). Bezüglich „Pumpspeicher (Umrüstung)“ zeigt der internationale Vergleich nur drei CONE-Werte für aus öffentlichen CONE-Berichten. Diese liegen bei 68 000 €/MW (mit Investitionskosten von 800 000 €) (28) und 215 000 €/MW (mit Investitionskosten von fast 1,8 Millionen €) (29) für Pumpspeicher mit bestehendem (Unter-)Becken bzw. bei rund 140 000 €/MW (mit Investitionskosten von 1,5 Millionen €) für ein „open-loop“ Pumpspeicherkraftwerk. Da hierbei nur wenige Werte vorliegen, sind Rückschlüsse schwierig, vor allem auch, da womöglich unterschiedliche (Sub-)Varianten verglichen würden. Bezüglich Gaskraftwerke, Batteriespeicher, aber auch Erneuerbare reihen sich im internationalen Vergleich (10) die CONE-Werte für Österreich auch grob im mittleren Bereich ein, wobei kein österreichischer Wert einen Minimal- oder Maximalwert darstellt.

Zusammengefasst kann gesagt werden, dass die vorliegende Studie zur Ermittlung von CONE und CORP für Österreich im Auftrag der E-Control vom Energieinstitut an der JKU Linz bestens nach den Kriterien der ACER-Methode durchgeführt wurde. Jedes Kapitel dokumentiert transparent, welche Vorgaben die ACER-Methode stellt, und wie diese Vorgaben bei der Ermittlung von CONE und CORP eingehalten wurden. So wurden die Referenztechnologien nach den in der ACER-Methode erforderli-

chen Bedingungen definiert, und die technisch-ökonomischen Parameter technologiespezifisch auf Basis aktueller Datenbanken erhoben. WACC und De-Rating Faktoren wurden über die Mindestanforderungen der ACER-Methode hinweg technologiespezifisch und auf Basis aktuell verfügbarer Daten selbst berechnet. Weiters wurden, ebenfalls über die Mindestanforderungen der ACER-Methode hinweg, durch die Einbindungsmöglichkeiten von relevanten Stakeholdern einem breiten Spektrum an Akteuren in der österreichischen Energiewirtschaft die Möglichkeit gegeben, ihre Expertise und Meinungen in die vorliegende Studie einzubringen. Dies geschah durch eine schriftliche Befragung teilnehmender Stakeholder und einem anschließenden Workshop, der hybrid beim Auftraggeber abgehalten wurde.

E) Referenzen

1. **ERM.** *The Fuel Cell Industry Review*. 2022.
2. **European Commission. Directorate General for Energy, Artelys., Trinomics., Enerdata.** *Study on energy storage: contribution to the security of the electricity supply in Europe*. <https://data.europa.eu/doi/10.2833/077257> : Publications Office, LU., 2020.
3. **Danish Energy Agency.** Technology Data – Energy storage. [Online] 2024. [Zitat vom: 18. Juli 2024.] <https://ens.dk/en/our-services/technology-catalogues/technology-data-energy-storage>.
4. —. Technology Data - Energy Plants for Electricity and District heating generation. [Online] 2024. [Zitat vom: 18. Juli 2024.] <https://ens.dk/en/our-services/technology-catalogues/technology-data-generation-electricity-and-district-heating>.
5. **National Renewable Energy Laboratory.** Electricity Annual Technology Baseline. [Online] 2023. [Zitat vom: 18. Juli 2024.] <https://atb.nrel.gov/electricity/2023/data>.
6. **IRENA.** *Renewable power generation costs in 2022*. Abu Dhabi : International Renewable Energy Agency, 2023.
7. **European Commission. Directorate General for Energy, Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research ISI, Guidehouse, McKinsey & Company, Inc., Toegepast natuurwetenschap-pelijk onderzoek, Trinomics, Utrecht University.** *Study on energy storage*. s.l. : Publications Office, LU, 2023.
8. **Österreichische Energieagentur – Austrian Energy Agency.** *Gutachten zu den Betriebs- und Investitionsförderungen im Rahmen des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes. 2. EAG-Gutachten: Empfehlungen für das Jahr 2024*. Wien : Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, 2023.
9. **Fraunhofer ISE.** *Stromgestehungskosten erneuerbare Energien*. 2021.
10. **Energieinstitut an der JKU Linz, RWTH Aachen University.** Review of Member States' Practices regarding the Implementation of the Methodology for calculating the Value of Lost Load, the Cost of New Entry and Reliability Standard for the European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators. [Online] 2024. [Zitat vom: 10. August 2024.] <https://www.acer.europa.eu/public-events/acer-webinar-implementation-eu-methodology-electricity-adequacy-metrics>.
11. **Damodaran, A.** Data. [Online] [Zitat vom: 18. Juli 2024.] https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/data.html.
12. **KPMG.** *Quarterly Brief. Capital market data as of 31 December 2023*. 2024.
13. **Y-Charts.** Eurozone Inflation Rate. [Online] 2024. https://ycharts.com/indicators/eurozone_inflation_rate#:~:text=Eurozone%20Inflation%20Rate%20is%20at,long%20term%20average%20of%202.04%25..
14. **ENTSO-E.** *ERAA 2023 | ENTSO-E – ERAA*. 2023.
15. —. ENTSO-E Transparency Platform. [Online] (n.d.). [Zitat vom: 19. Juli 2024.] <https://transparency.entsoe.eu>.
16. **P.D.B. Burger.** Energy-Charts. [Online] (n.d.). [Zitat vom: 19. Juli 2024.] <https://www.energy-charts.info/index.html>.
17. **National Grid ESO.** *Electricity Capacity Report, National Grid Electricity System Operator*. 2023.
18. **Oberhofer, M.** *Demand-Side-Management in Österreich, in Industrie und Gewerbe*. s.l. : Masterarbeit, TU Graz, Institut für Elektrische Anlagen., 2013.
19. **W. Cole, A. Karmakar.** *Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2023 Update*, . s.l. : National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, 2023.
20. **IEA.** *Batteries and Secure Energy Transitions*. Paris : IEA, 2024.
21. **BMK.** *Integrierter österreichischer Netzinfrastukturplan*. Wien : Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK), 2024.
22. **AIT Austrian Institute of Technology GmbH, Technische Universität Wien (TU Wien), Forschungsstelle für Energiewirtschaft FfE.** *Flexibilitätsangebot und- nachfrage im Elektrizitätssystem Österreich 2020/2030*. Wien : Energie-Control Austria, 2022.
23. **Österreichs E-Wirtschaft.** *Wasserkraftprojekte: Oesterreichs Energie*. [Online] Österreichs E-Wirtschaft, 2023. [Zitat vom: 03. 08 2024.] https://oesterreichsenergie.at/fileadmin/user_upload/Oesterreichs_Energie/Grafik/Kraftwerksprojekte/Kraftwerksliste_Wasser_2023.csv.

24. **Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK).** *Der Beitrag von Wärmepumpen zur Wärmewende.* Wien : s.n., 2023.
25. **Important Project of Common European Interest (IPCEI).** Verbund - GrAmLi – Green Ammonia Linz (AT12). [Online] 2022. [Zitat vom: 29. Juli 2024.] <https://ipcei-hydrogen.eu/page/view/d4e51b95-c4f4-4ff9-8780-3ee25e752443/verbund-gramli-green-ammonia-linz-at12>.
26. **BMK.** *Wasserstoffstrategie für Österreich.* Wien : s.n., 2022.
27. **Traninger, Matthias, et al.** *Industry4Redispatch (I4RD): Deliverable 3.4 - Estimated industrial redispatch potential.* AIT. 2023. Deliverable.
28. **Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (PAE).** *Για τον καθορισμό του «Κόστους Νέας Εισόδου» (Cost Of New Entry – CONE).* s.l. : PAE, Regulatory Authority for Energy (RAE), 2021.
29. **TERNA.** *PROPOSTA IN MERITO ALLO STANDARD DI ADEGUATEZZA DEL SISTEMA ELETTRICO ITALIANO.*
30. **WKO.** Inflationen. [Online] 2024. [Zitat vom: 18. Juli 2024.] <https://wko.at/statistik/eu/europa-inflationen.pdf>.
31. **Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz.** Bundesgesetz über den Ausbau von Energie aus erneuerbaren Quellen (Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz – EAG) StF: BGBl. I Nr. 150/2021 idF. BGBl. I Nr. 27/2024. [Online]
32. **ECONOMICS, TRADING.** EU Natural Gas TTF - Price - Chart - Historical Data - News. [Online] TRADING ECONOMICS. [Zitat vom: 03. 07 2024.] <https://tradingeconomics.com/commodity/eu-natural-gas>.
33. —. EU Carbon Permits - Price - Chart - Historical Data - News. [Online] TRADING ECONOMICS. [Zitat vom: 03. 07 2024.] <https://tradingeconomics.com/commodity/carbon>.
34. **AEA.** Elektrolyseure: HyPA. [Online] Hydrogen Partnership Austria, 2024. [Zitat vom: 09. 10 2024.] <https://www.hypa.at/umsetzung/elektrolyseure>.
35. **EXAA.** Historische Marktdaten. *Historische Marktdaten.* [Online] [Zitat vom: 31. 10 2024.] <https://www.exaa.at/marktdaten/historische-marktdaten/>.

F) Anhang

Tabelle 7: Jährliche Inflation in Europa nach (30)

Zone	Durchschnitt 2010-2019	2020	2021	2022	2023
Österreich	1,9	1,4	2,8	8,6	7,7
Eurozone	1,3	0,3	2,6	8,4	5,4
EU-27	1,4	0,7	2,9	9,2	6,4

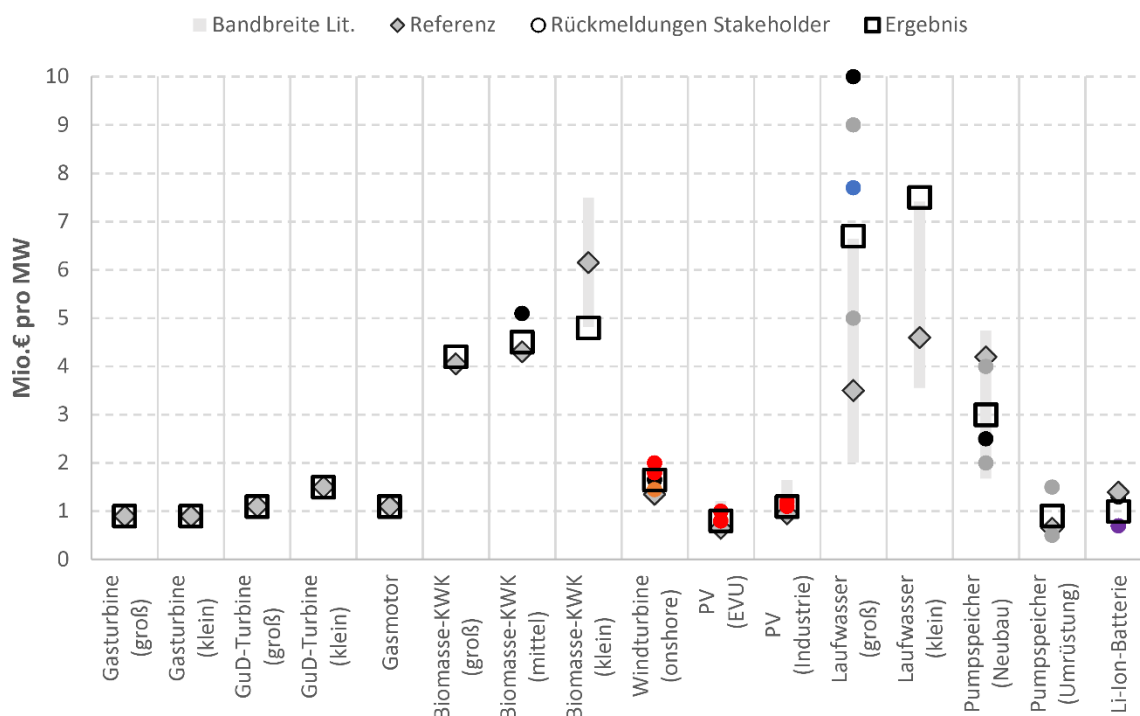


Abbildung 12: Rückmeldungen der Stakeholder zu den Investitionskosten der Referenztechnologien im Vergleich mit den Bandbreiten der Literaturdaten, den vorgeschlagenen Referenzwerten, und den in der Berechnung verwendeten Ergebniswerten

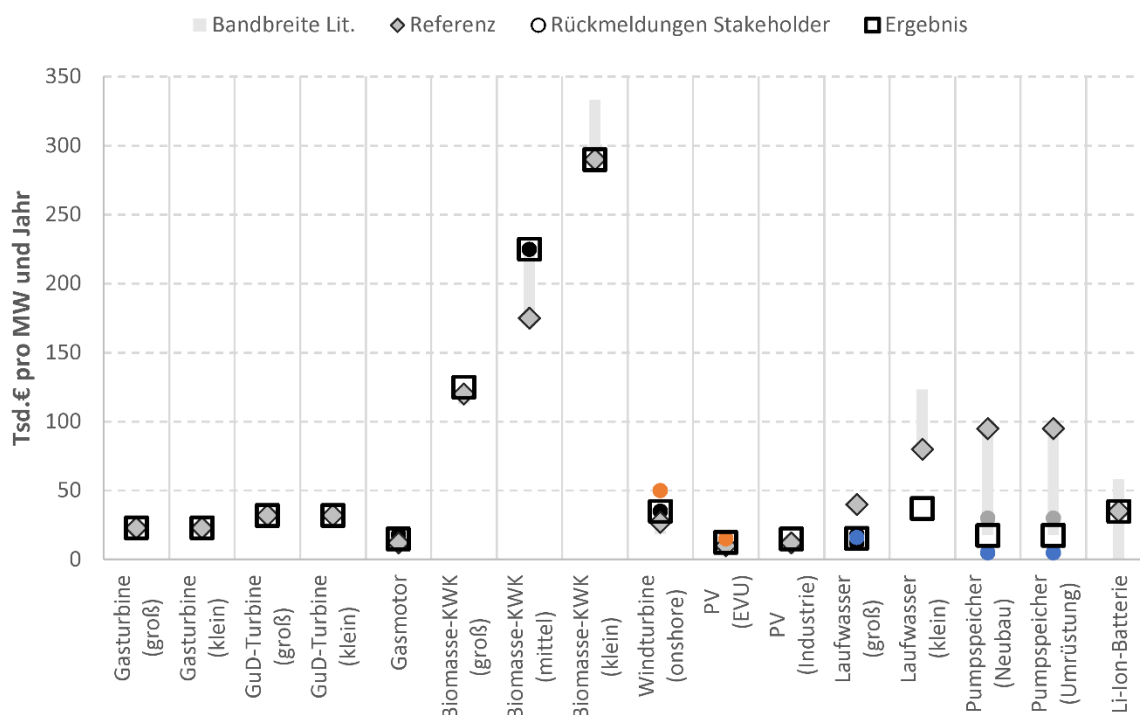


Abbildung 13: Rückmeldungen der Stakeholder zu den fixen Betriebskosten der Referenztechnologien im Vergleich mit den Bandbreiten der Literaturdaten, den vorgeschlagenen Referenzwerten, und den in der Berechnung verwendeten Ergebniswerten

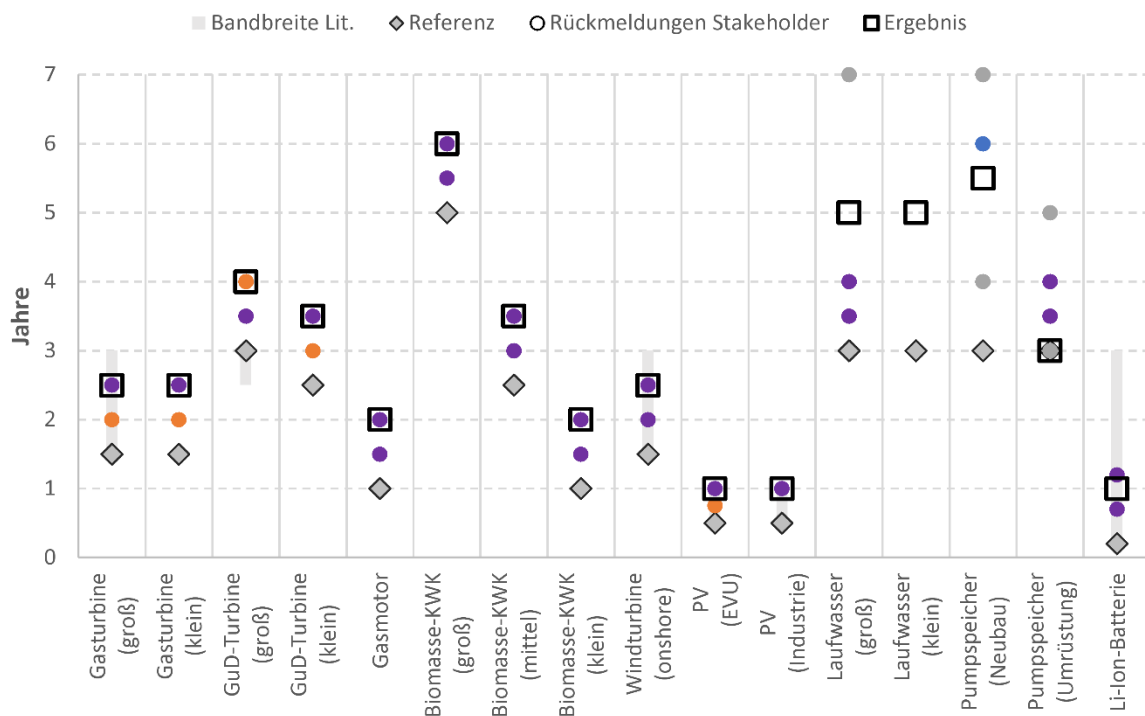


Abbildung 14: Rückmeldungen der Stakeholder zur Bauzeit der Referenztechnologien im Vergleich mit den Bandbreiten der Literaturdaten, den vorgeschlagenen Referenzwerten, und den in der Berechnung verwendeten Ergebniswerten

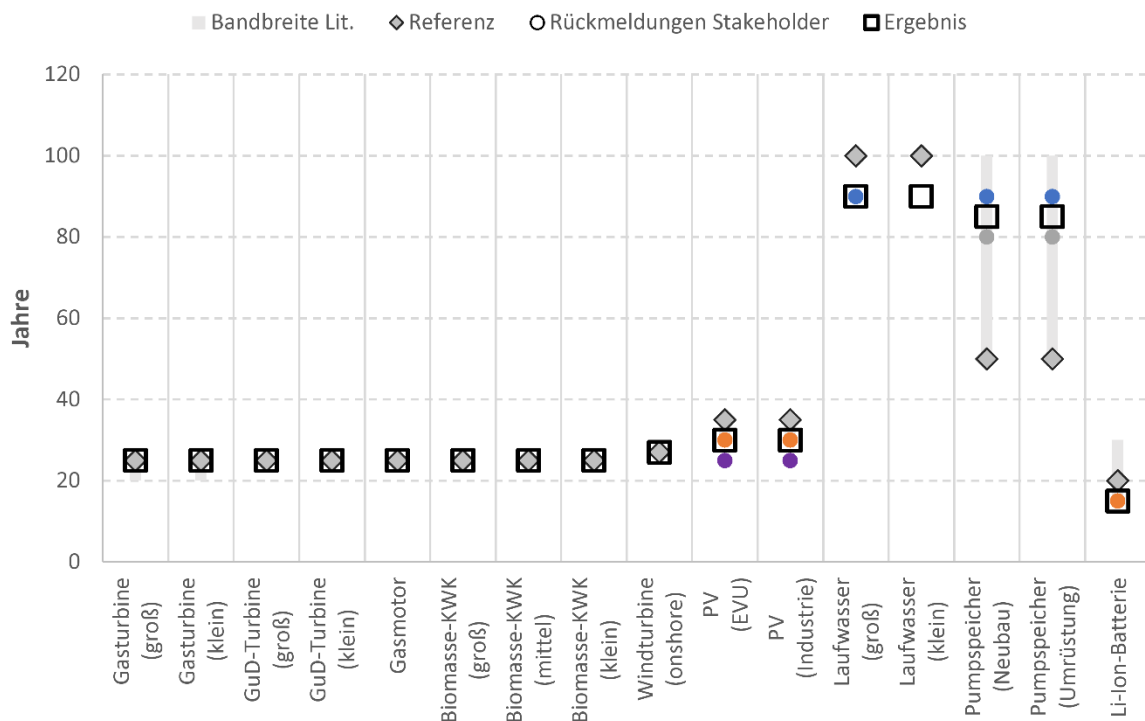


Abbildung 15: Rückmeldungen der Stakeholder zur Lebensdauer der Referenztechnologien im Vergleich mit den Bandbreiten der Literaturdaten, den vorgeschlagenen Referenzwerten, und den in der Berechnung verwendeten Ergebniswerten

Tabelle 8: 15 höchste ENS-Werte in MWh pro Zieljahr

	ENS in MWh		
	2025	2028	2030
1.	361	1299	861
2.	360	1299	842
3.	311	1299	842
4.	281	1102	786
5.	228	1013	786
6.	221	1013	786
7.	219	1013	786
8.	213	1013	786
9.	205	1013	786
10.	195	1013	786
11.	184	996	786
12.	183	996	786
13.	177	996	781
14.	167	996	776
15.	165	996	715