

ANALYSE ZUR WEITERENTWICKLUNG DER STROMSPEICHERLANDSCHAFT

Wien, August 2026

Impressum

Medieninhaber, Verleger und Herausgeber:

Bundesministerium für Wirtschaft, Energie und Tourismus, Stubenring 1, 1010 Wien

Autorinnen und Autoren:

Tara Esterl, Andreas Fischer, Daniel Schwabeneder, Luca Hofstadler, Carlo Corinaldesi, Bernhard Gahleitner (AIT Austrian Institute of Technology GmbH)

Thomas Kienberger, David Siebenhofer, Stefan Wallner (Montanuniversität Leoben - Lehrstuhl für Energieverbundtechnik)

Florian Stangl, Moritz Pfeiler (Niederhuber & Partner Rechtsanwälte GmbH)

Stefan Vögel (PHIOS GmbH)

Gesamtumsetzung: AIT Austrian Institute of Technology (Projektleitung)

Fotonachweis:

Druck:

Wien, 2026. Stand: 25. August 2026

Copyright und Haftung:

Auszugsweiser Abdruck ist nur mit Quellenangabe gestattet, alle sonstigen Rechte sind ohne schriftliche Zustimmung des Medieninhabers unzulässig.

Es wird darauf verwiesen, dass alle Angaben in dieser Publikation trotz sorgfältiger Bearbeitung ohne Gewähr erfolgen und eine Haftung des Bundesministeriums und der Autorin / des Autors ausgeschlossen ist. Rechtausführungen stellen die unverbindliche Meinung der Autorin / des Autors dar und können der Rechtsprechung der unabhängigen Gerichte keinesfalls vorgehen.

Rückmeldungen: Ihre Überlegungen zu vorliegender Publikation übermitteln Sie bitte an empfaenger@bmwet.gv.at.

Vorwort



Dr. Wolfgang Hattmannsdorfer

Eine sichere und leistbare Energieversorgung ist die Grundlage für einen starken Wirtschafts- und Industriestandort. Der Umbau unseres Energiesystems zählt deshalb zu den zentralen industrie- und wirtschaftspolitischen Aufgaben unserer Zeit – es geht darum, Wohlstand und Arbeitsplätze in Österreich und Europa zu halten.

Mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien wächst die Bedeutung von Stromspeichern. Sie nehmen günstigen erneuerbaren Strom auf, wenn viel davon verfügbar ist und geben ihn ab, wenn er gebraucht wird. Damit glätten sie Preisspitzen, entlasten die Netze und verringern den Einsatz fossiler Kraftwerke. Die vorliegende Studie belegt diesen systemischen Mehrwert und beziffert, welcher Ausbau volkswirtschaftlich sinnvoll ist: Je nach Szenario ergibt sich für das Jahr 2030 ein Speicherzielbild von bis zu 8 GW marktorientiert betriebener Batteriespeicher. Das im Erneuerbaren-Ausbau-Beschleunigungsgesetz verankerte Ziel von 5 GW liegt innerhalb dieses Korridors – ein ambitionierter und zugleich ausgewogener Zielwert.

Die Studie zeigt auch: Die wirtschaftlichen Perspektiven für Batteriespeicher entwickeln sich positiv, insbesondere in Kombination mit Photovoltaik- und Windkraftanlagen. Entscheidend für den weiteren Ausbau sind nun klare und verlässliche Rahmenbedingungen – vom Netzzugang über rechtssichere Messkonzepte bis zu planbaren Netzentgelten. Genau hier setzt unsere Politik an: Mit dem Elektrizitätswirtschaftsgesetz haben wir die wesentlichen rechtlichen Grundlagen geschaffen. Mit dem Erneuerbaren-Ausbau-Beschleunigungsgesetz bringen wir mehr Tempo in die Verfahren für Erzeugung, Netze und Speicher. Mit der geplanten EAG-Novelle setzen wir gezielte Anreize, damit Heimspeicher einen echten Beitrag für das Gesamtsystem leisten.

Mein Dank gilt allen Beteiligten, die mit dieser Studie eine fundierte Grundlage für politische und wirtschaftliche Entscheidungen geschaffen haben. Sie analysiert den Status quo und liefert vor allem konkrete, umsetzbare Handlungsempfehlungen. Diese gilt es nun gemeinsam aufzugreifen – Politik, Wirtschaft und Gesellschaft.

Österreich hat alle Voraussetzungen, bei Stromspeichern eine führende Rolle einzunehmen. Nutzen wir diese Chance gemeinsam.

Dr. Wolfgang Hattmannsdorfer

Bundesminister für Wirtschaft, Energie und Tourismus

Inhalt

Vorwort	3
Executive Summary	9
1 Einleitung	21
1.1 Studienkonzept	22
1.2 Systemdienlichkeit und Netzentgeltreduktionen	25
1.3 Begriffsklärung	26
1.4 Abgrenzung System- & Anlagenmodellierung	27
2 Speicherzielbild	30
2.1 Rahmenbedingungen	30
2.1.1 Marktmodellierung	31
2.1.2 Betriebsweisen	34
2.1.3 Technische Parameter der Batterien	35
2.1.4 Energieszenarien	40
2.2 Methodik zur Eruierung des Speicherzielbildes	43
2.3 Ergebnisse	51
2.3.1 Auswirkung auf die Strompreise	52
2.3.2 Batterieeinsatz	56
2.3.3 Bereich des Speicherzielbildes	58
2.3.4 Preissensitivität	63
2.3.5 Einordnung der Ergebnisse	68
3 Zielgerichtete Fördersysteme	72
3.1 Großspeicher	72
3.1.1 Wirtschaftlichkeit von Großspeicherinvestitionen	72
3.1.2 Förderempfehlung	107
3.2 Heimspeicher	107
3.2.1 Analyse des Förderbedarfs zum Ausbau von Heimspeichern	108
3.2.2 Analyse des Förderbedarfs zur Erhöhung der Systemnützlichkeit von Heimspeichern	119
3.2.3 Förderempfehlung	128
4 Effizientes Marktdesign	142
4.1 Ausgestaltung dynamischer Netzentgelte zur Beanreizung von Netzdienlichkeit 142	
4.1.1 Beweggründe für die Dynamisierung von Netzentgelten	144
4.1.2 Allgemeine Ausgestaltungsmöglichkeiten von Netzentgelten	146

4.1.3	Wirkung dynamischer Netzentgelte.....	156
4.1.4	Herausforderungen und Limitationen dynamischer Netzentgelte	165
4.1.5	Diskussion Vor- & Nachteile dynamischer Netzentgelte	168
4.1.6	AgNes-Prozess in Deutschland	169
4.1.7	Fazit Dynamische Netztarife.....	177
4.2	Marktdesignoptionen zur Verringerung von Abregelungsmengen und Incentivierung optimierter Standortwahl	179
4.2.1	Auswirkung der Betriebsweise	179
4.2.2	Beanreizung einer optimierten Standortwahl	190
5	Ermöglichende Rahmenbedingungen	203
5.1	Gründe & Lösungsansätze für Verzögerungen beim Netzanschluss	204
5.1.1	Priorisierung von Netzanschlussanfragen	206
5.1.2	Möglichkeiten zur effizienteren Nutzung bestehender Netzinfrastuktur 216	
5.1.3	Fazit Gründe und Lösungsansätze für Verzögerungen beim Netzanschluss 228	
5.2	Rechtliche und technische Umsetzbarkeit von Netzboostern	231
5.2.1	Konzept des Netzbooster und Virtual Power Lines.....	232
5.2.2	Strombinnenmarktrichtlinie – Regelungen zum Eigentum von Energiespeicheranlagen durch Netzbetreiber	235
5.2.3	Regulatorik in Österreich.....	236
5.2.4	Beispiele Europäischer Nachbarländer	240
5.2.5	Conclusio	243
5.3	Aktivierung der Potenziale bidirektionalen Ladens	244
5.3.1	Theoretische Potenziale	245
5.3.2	Barrieren und Lösungsansätze	248
5.4	Bankability von Großspeichern	253
6	Rechtliche Rahmenbedingungen	255
6.1	Einleitung.....	255
6.2	Rechtliche Grundlagen für Batteriespeicher	255
6.2.1	Einleitung.....	255
6.2.2	Vom ElWOG 2010 und der Rechtsprechung des BVwG	256
6.2.3	Zum ElWG	257
6.2.4	Exkurs: Anlagenrecht.....	260
6.3	Wirtschaftliche Parameter	261
6.3.1	Einleitung.....	261
6.3.2	Kurzzusammenfassung der wirtschaftlichen Parameter	262

6.3.3	Aufwertung der Rolle der E-Control: SNE-GV	264
6.3.4	Netzanschlussentgelt	266
6.3.5	Netznutzungsentgelt	278
6.3.6	Ausnahme von den bezugsseitigen Systemnutzungsentgelten für Energiespeicher	284
6.3.7	Weitere Systemnutzungsentgelte	295
6.3.8	Inkrafttreten und SNE-V	300
6.3.9	Versorgungsinfrastrukturbeitrag	303
6.3.10	Weiter Abgaben: EAG-Förderpauschale und -beitrag	305
6.3.11	Marktprämie bei BESS	310
6.4	Herkunftsnachweise bei Stromspeichern	317
6.4.1	Einleitung	317
6.4.2	BESS und Herkunftsnachweise	318
6.4.3	Praktische Handhabung	322
6.4.4	Problemfelder	326
6.4.5	Abwicklung, fehlende Technologicodes	327
6.4.6	Zwischenfazit	329
6.5	BESS in Energiegemeinschaften	329
6.5.1	Zur gemeinsamen Energienutzung im EIWG	329
6.5.2	BESS-Betrieb durch den aktiven Kunden	331
6.5.3	BESS-Betrieb durch den Organisator (oder „sonstigen Dritten“)	337
6.5.4	Lösungsvorschläge	338
6.5.5	Fazit	341
6.6	Abrechnungspunkten und Messkonzepte	342
6.6.1	Abrechnungspunkte	342
6.6.2	Messkonzepte	343
6.6.3	Relevanz für BESS	344
6.6.4	Zuordnung von Abrechnungspunkten an Dritte	345
6.7	Netzanschluss und Netzzugang	348
6.7.1	Einleitung	348
6.7.2	Netzanschluss vs. Netzzugang	348
6.7.3	Der Netzanschluss	349
6.7.4	Der Netzzugang	356
6.8	Ansteuerbarkeit und Spitzenkappung	360
6.8.1	Einleitung	360
6.8.2	Ansteuerbarkeit als Voraussetzung für die Spitzenkappung	361
6.8.3	Ansteuerbarkeit von Stromerzeugungsanlagen	363

6.8.4 Bedeutung für Batteriespeicher	368
6.9 Genehmigungsverfahren für Speicher	370
6.9.1 Einleitung.....	370
6.9.2 Überblick zum Status Quo: Genehmigung von Großbatteriespeichern und PSW	371
6.9.3 Genehmigung von Energiespeichern im EABG	378
6.9.3.5 EABG-Beschleunigungselemente bei UVP-pflichtigen Energiespeichern?	387
6.9.4 Verbesserungsvorschläge für das EABG	392
6.9.4.1 Zeitnahe	392
6.9.4.2 Inhaltliche Verbesserungen des EABG und Ausweitung des Anwendungsbereichs.....	395
6.9.5 Zusammenfassung.....	397
6.10 Zusammenfassung.....	399
7 Anhang.....	407
7.1 Anhang Preisänderungen bei 2-Stundenspeichern	407
7.2 Anhang Preisänderungen 2040	409
7.3 Anhang Änderung des Netto-Nutzens bei 2-Stundenspeichern.....	411
7.4 Kostensensitivität des Speicherzielbildes bei 2-Stundenspeicher	413
7.5 Modellierung Netzentgelte und Steuern lt. TYNDP24	416
7.6 Anhang Wirtschaftlichkeitsmodellierungen Anlagenebene	417
7.6.1 Preisjahr 2025.....	418
7.6.2 PV-Colocation	418
7.6.3 Wind	420
7.6.4 Hybrid (Wind & PV) Colocation	422
7.6.5 Ergebnisse mit Zukunftspreisen 2030	424
7.6.6 Berechnung durchschnittliches Bundesland	424
7.7 Anhang Heimspeicher	425
7.7.1 Heimspeicher Reduktion der netzwirksamen Leistung.....	425
7.7.2 Heimspeicher Abregelung	427
7.7.3 Heimspeicher Residuallast	429
Tabellenverzeichnis.....	430
Abbildungsverzeichnis.....	432
Literaturverzeichnis.....	441
Abkürzungen.....	451

Executive Summary

Die vorliegende Studie analysiert systematisch die zukünftige Rolle von Stromspeichern im österreichischen Energiesystem unter den Bedingungen eines stark steigenden Anteils erneuerbarer Energien. Ziel der Studie war es, ein **konsistentes, evidenzbasiertes Verständnis darüber zu entwickeln, welche Speicherkapazitäten volkswirtschaftlich optimal sind und wie regulatorische, marktliche sowie förderpolitische Rahmenbedingungen ausgestaltet werden müssen**, um deren effiziente Realisierung zu ermöglichen.

Methodisch kombiniert die Studie eine integrierte europäische Systemmodellierung mit detaillierten techno-ökonomischen Analysen auf Anlagenebene. Dadurch wird ein ganzheitlicher Bewertungsrahmen geschaffen, der sowohl systemische Wechselwirkungen als auch investitionsrelevante Entscheidungsparameter adäquat abbildet. Komplementär dazu werden bestehende regulatorische Unsicherheiten, sowie rechtliche Rahmenbedingungen identifiziert, analysiert und in die Ableitung robuster Handlungsempfehlungen integriert.

Die **Ergebnisse zeigen klar den systemischen Mehrwert von Stromspeichern** und den daraus resultierenden deutlich steigenden Bedarf im österreichischen Energiesystem. Stromspeicher leisten einen zentralen Beitrag zur Systemeffizienz, insbesondere durch Preisglättung, die Integration erneuerbarer Erzeugung, sowie die Reduktion fossiler Energieträger. Vor diesem Hintergrund wird Österreich in einem erneuerbaren Stromsystem signifikant mehr Speicher benötigen als heute. Die **Gesamt Mengen an Speichern sind dabei stark abhängig von Preisszenarien und Systemkonfigurationen. Je nach Szenario ergibt sich bis 2030 ein Bedarf von maximal 8 GW Batteriekapazität.**

Gleichzeitig verschieben sich die zentralen Herausforderungen: Während sich die wirtschaftlichen Perspektiven für Batteriespeicher, insbesondere für Co-Location-Modelle, insgesamt positiv entwickeln, treten zunehmend regulatorische und strukturelle Hemmnisse in den Vordergrund. **Der zukünftige Speicherausbau wird derzeit weniger durch mangelnde Wirtschaftlichkeit als durch Barrieren und Unsicherheiten im regulatorischen und netzseitigen Umfeld begrenzt.**

Zu den zentralen Herausforderungen zählen insbesondere Barrieren im Netzzugang. Diese sind i) sowohl auf tatsächlich knappe Netzressourcen als auch auf ii) blockierte Kapazitäten infolge einer Vielzahl unreifer Projektanfragen zurückzuführen. Ebenso fehlt es iii) an standardisierten, rechtssicheren und praktikablen Messkonzepten, insbesondere im Zusammenhang mit Co-Location-Modellen. Diese Messkonzepte sind entscheidend, da sie dem Speicherbetreibenden einen rechtlich durchsetzbaren Anspruch auf ihre Umsetzung verleihen. Dadurch wird verhindert, dass sie, wie bisher teilweise in der Praxis, abgelehnt werden können und somit eine erhebliche Barriere für den Netzanschluss darstellen. Ebenso sind sie entscheidend für die sachgerechte und systemisch sinnvolle Marktprämienfähigkeit von zwischengespeichertem Stroms.

Hinzu kommen Unsicherheiten bei der Ausgestaltung der Netzentgelte im Zuge der laufenden Konkretisierungen der Kriterien für die Systemdienlichkeit nach ElWG. Die damit verbundenen potenziellen Netzentgeltreduktionen für Speicher haben einen großen Einfluss auf Investitionsentscheidungen. Je nach Ausgestaltung haben sie eine signifikante Auswirkung sowohl auf die Wirtschaftlichkeit als auch auf eine Verzögerung des Speicherzubaues bei sehr komplexen oder unklaren Anforderungen.

Vor diesem Hintergrund ist der Ausbau von Batteriespeichern maßgeblich davon abhängig, dass die Rahmenbedingungen adressiert werden. Zentrale Handlungsfelder sind dabei:

- **Ermöglichung von Netzzugängen:** Ausschöpfen aller Effizienzpotenziale bestehender Infrastruktur als notwendige Ergänzung zum weiterhin erforderlichen Netzausbau. Diese sind z. B. die Berücksichtigung des Projektreifegrads im Netzanschlussverfahren (Kapitel 5.1.1), die Reallokation ungenutzter Kapazitäten (Kapitel 5.1.2.2), die Standardisierung flexibler Netzanschlüsse (Kapitel 5.1.2.1), die Konkretisierung von Leitlinien für Netzbooster (Kapitel 5.2) und die Diskussion dynamischer Netzentgelte (Kapitel 4.1), um die Potenziale von Speichern zur netzdienlichen Integration Erneuerbarer Energien voll auszuschöpfen und bestehende Infrastruktur effizient zu nutzen.

- **Rechtliche Klärung und Standardisierung von Messkonzepten** als Voraussetzung für Netzanschluss, sowie rechtssichere & umsetzbare Marktpremienfähigkeit von zwischengespeichertem Strom in Co-location Settings (Kapitel 3.1.1.8, 6.6.2 & 6.3.11).
- **Schaffung von Klarheit bei Netzentgelten** zur Vermeidung investitions-hemmender Unsicherheiten und sachlich schwer begründbarer Belastungen. Neben einer pauschalen Reduktion erscheint auch eine breitere Diskussion über eine stärker kostenreflektierende Dynamisierung von Netzentgelten als sinnvoll, insbesondere in Verbindung mit Anreizen für netzdienliches Verhalten, sowie daraus resultierenden Reduktionsmöglichkeiten für Speicher (Kapitel 4.1).
- **Systemnützliche Integration von (Heim-)Speichern**, zur systemischen Erschließung ihrer Potenziale durch geeignete Anreize und Systemnützlichkeitskriterien in Fördermechanismen (Analyse der Systemnützlichkeit von Heimspeichern in Kapitel 3.2.2 und gekoppelter Fördervorschlag für Heimspeicher zur Erhöhung ihrer Systemnützlichkeit in 3.2.3). Auch Vehicle-to-grid (V2G) weist gerade im Haushaltsbereich hohe theoretische Potenziale auf, steht jedoch in der Praxis insbesondere aufgrund der Mobilität der Speicher vor besonderen Herausforderungen (Kapitel 5.3).
- **Ermöglichung der Integration von Speichern in Energiegemeinschaften**, einschließlich praxistauglicher Herkunftsnachweissysteme (Kapitel 6.5).
- **Beschleunigung und Vereinfachung von Genehmigungsverfahren:** Umsetzung des beschlossenen EABGs und Ausschöpfen der regulatorischen Möglichkeiten und Erfordernisse aus EU-Recht (Kapitel 6.9).

Das ElWG und das EABG schaffen in diesem Kontext an vielen Stellen bereits eine deutlich verbesserte Grundlage. Ein gezieltes Nachschärfen, sowie eine zeitnahe und klare Umsetzung der genannten Stellschrauben sind jedoch entscheidend, um die erforderlichen Speicherkapazitäten auch tatsächlich in der Praxis zu realisieren.

Kurzzusammenfassung Speicherzielbild

Stromspeicher fungieren im Energiesystem als Akteur:innen, welche sowohl positive als auch negative Flexibilitätsbedarfe zur Verfügung stellen können. Das Speicherzielbild für das Jahr 2030 dieser Studie untersucht, ab welcher Kapazität die Stromspeicherkosten den durch Stromspeicher entstehenden Nutzen übersteigen.

Der Nutzen der Stromspeicher liegt in der Studie primär in der Glättung des Strompreises. Eine Senkung des Strompreises ergibt sich durch das Einspeichern in Zeitschritten günstigen, meist erneuerbaren Stromes und das Ausspeichern in Zeitschritten, in denen der Bezug von Strom aus teuren Quellen vermieden werden kann. **Innerhalb des Speicherzielbildes führt der Einsatz von Stromspeichern zu Strompreissenkungen und dadurch zu einem volkswirtschaftlichen Nutzen durch Stromkostensparnisse.** Darüber hinaus ergeben sich Auswirkungen auf die Energiewirtschaft durch zeitlich und mengenmäßig geänderte Exporte und Importe, vermiedene Ausgaben für Erdgas und damit korrespondierend vermiedene Treibhausgase inklusive deren Kosten. Die Studie zeigt einerseits einen deutlichen volkswirtschaftlichen Nutzen von Stromspeichern in Österreich. Zusätzlich dazu bringen Stromspeicherkapazitäten innerhalb des Speicherzielbildes und auch jenseits davon positive Effekte wie Netzentlastungen oder die Vermeidung von Abweichungen von eingemeldeten Erzeugungs- und Verbrauchsfahrplänen.

Dem Nutzen stehen die Kosten der Stromspeicher entgegen, wobei ein Erlös, der sich aus Arbitragehandel ergibt, abgezogen wird. Die Entwicklung der Batteriekosten ist für die Eruierung des Speicherzielbildes entscheidend.

Das Speicherzielbild variiert in Abhängigkeit der Annahmen der Energiemengen für die Modellierung des Jahres 2030. Zur Ermittlung des Speicherzielbildes wurde ein europäisches Marktmodell mit verschiedenen Batteriekapazitäten in Österreich versehen. Solange der volkswirtschaftliche Nutzen die Kosten durch die Batterien übersteigt, befindet sich die modellierte Batteriekapazität innerhalb des Speicherzielbildes. Es ergibt sich das Speicherzielbild als Bereich, in dem durch Batterien mehr volkswirtschaftliche Vorteile als Kosten entstehen.

Die Einmeldungen der vorhandenen Batteriekapazitäten in Österreich mit Ende 2025 durch Verteilernetzbetreiber lassen auf eine installierte Speicherkapazität von mehr als 2 GWh schließen. Es wird davon ausgegangen, dass die tatsächlich installierte Speicherkapazität durch eine Dunkelziffer an nicht gemeldeten Betriebsmitteln größer ist. (E-Control, 2026)

Um verschiedene Entwicklungen des Energiesystems abbilden zu können, wurden unterschiedliche Energiemengenszenarien mit variierendem Stromverbrauch und installierten Erneuerbaren untersucht. Das Szenario „ÖNIP“ beinhaltet den größten Ausbau an Erneuerbaren, vor allem der Photovoltaikkapazität, während das WEM-Szenario den geringsten Ausbau an Erneuerbaren annimmt. Das Szenario „TYNDP24“ nimmt den Kraftwerkspark in Österreich laut TYNDP24 an. **Die Ergebnisse, wie in Abbildung 1 dargestellt, zeichnen ein Speicherzielbild für Österreich im Jahr 2030 von bis zu 8 GW kumulierte Batteriekapazität über alle Energieszenarien, die marktorientiert betrieben wird.**

Das Speicherzielbild beginnt je nach Energieszenario bei 0,20 bis 0,75 GW. Dies entspräche bereits der installierten Kapazität in Österreich im Jahre 2025, jedoch sind diese nicht ausschließlich marktorientiert betrieben, was deren Auswirkung mindert. Zusätzlich sind bewertete und nicht bewertete Nutzen bei höheren Kapazitäten innerhalb des Speicherzielbildes größer.

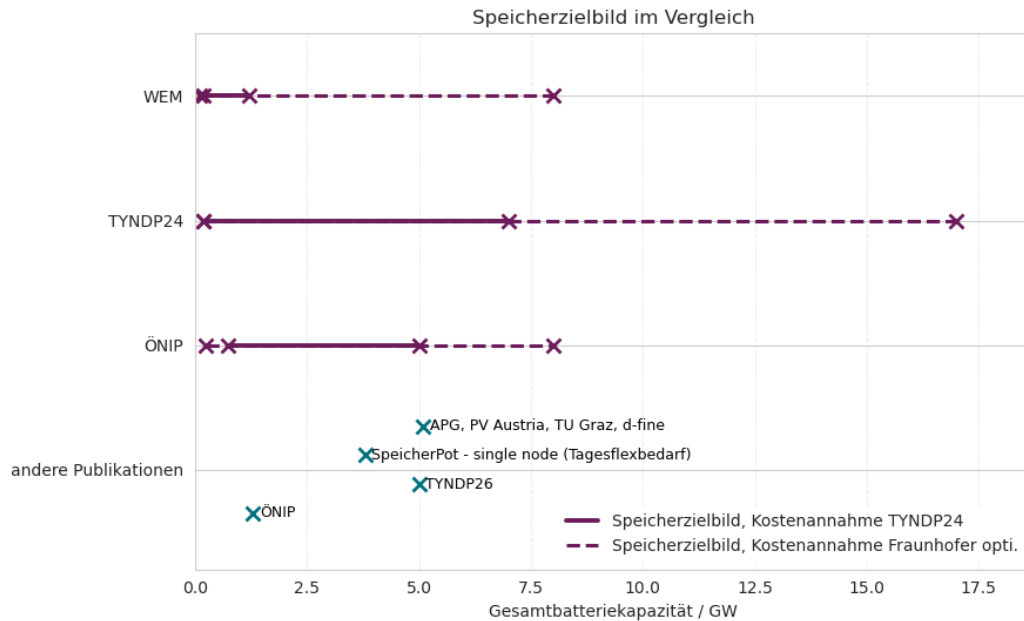


Abbildung 1: Speicherzielbild für das Jahr 2030 aus der Marktmodellierung unter Abwandlung der Energiemengenszenarien (WEM, TYNDP24, ÖNIP) im Vergleich mit bisherigen Analysen. Kostenannahme „TYNDP24“ wird als hoch, die Kostenannahme „Fraunhofer optimistisch“ als niedrig eingestuft.

Das Verhältnis der Heimspeicher zu Großspeichern wurde gemäß dem Verhältnis aus der Pan European Market Modelling Database für den TYNDP26 festgelegt.

Kurzzusammenfassung Speicherwirtschaftlichkeit und Förderempfehlungen

Die Wirtschaftlichkeit von Stromspeichern ist hochindividuell und wurde auf Basis fundierter Annahmen, sowie umfassender Sensitivitätsanalysen bewertet. Der belastbare Ergebniskorridor ergibt sich dabei aus einer bewusst ausgewogenen Kombination optimistischer (insb. Perfect Foresight) und konservativer Annahmen (insb. keine Regelernergie- und konservative Intraday-Erlöse).

Für Großspeicher zeigt sich: Co-Location-Modelle (d.h. in Kombination mit PV und/oder Windanlagen) sind unter den getroffenen Annahmen wirtschaftlich darstellbar, während Stand-alone-Speicher maßgeblich von der Höhe der Netzentgelte abhängen und derzeit nur bei deutlichen Reduktionen (d.h. bei Systemdienlichkeit nach ElWG - konkrete Bedingungen sind zu Studienabschluss

noch nicht festgelegt) wirtschaftlich sind. Die Ergebnisse sind in Abbildung 2 dargestellt. Es ist wichtig zu erwähnen, dass der notwendige Speicherausbau nicht allein durch die Wirtschaftlichkeit gewährleistet werden kann, sondern in der Praxis auch Faktoren wie Barrieren im Netzanschluss den Ausbau behindern können.

Net-Present-Value einer Großbatteriespeicherinvestition

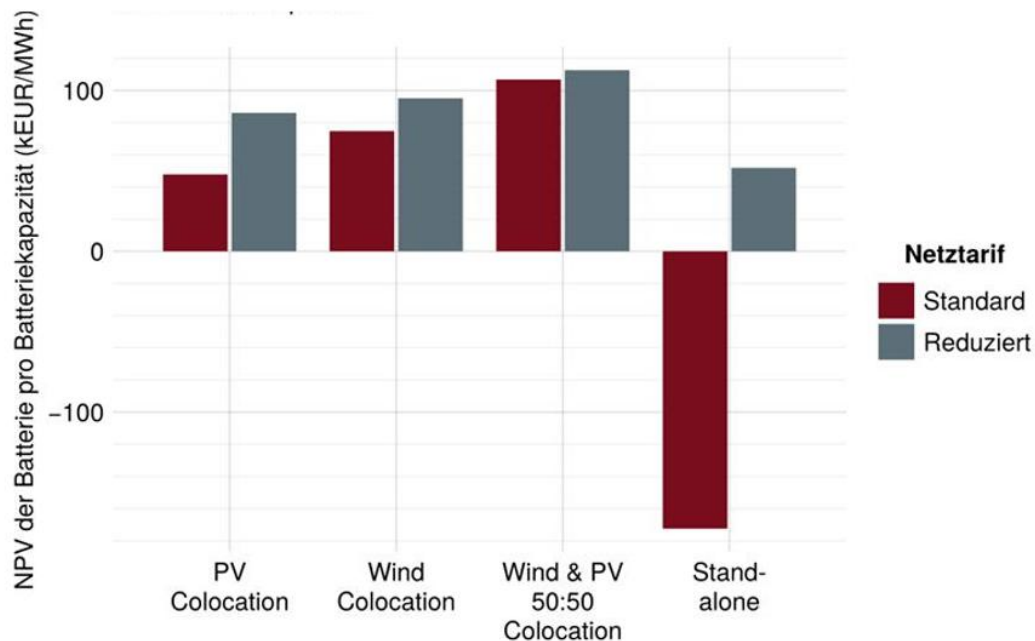


Abbildung 2 Übersicht Net-Present-Value einer Großspeicherinvestition unter den getroffenen Annahmen für eine repräsentative Anlage¹

Eine zusätzliche finanzielle Förderung für Großspeicher wird vor dem Hintergrund der positiven Tendenz in der Wirtschaftlichkeit aktuell nicht empfohlen.

Jedoch wird darauf hingewiesen, dass die aktuellen Unsicherheiten bei den Netzentgelten und preisglättende Effekte zukünftiger größerer Flexibilitätsumengen mit entsprechend potenziell sinkenden Arbitragemöglichkeiten („Kannibalisierungseffekte“) eine **kontinuierliche Re-evaluation notwendig** machen.

Besonders bei PV-gekoppelten Großspeichern zeigte sich zudem, dass der Erhalt der Marktprämie für Strom aus der gekoppelten Erzeugungsanlage, welcher in

¹ Bei einem WACC von 7%, 4h-Speicher mit Netzbezug, Erhalt der Marktprämie für zwischengespeicherten Strom, CAPEX 251 €/kWh und Lebensdauer 15 Jahre

der Batterie zwischengespeichert wurde, ein zentraler und systemisch sinnvoller Wirtschaftlichkeitsfaktor ist. Hierfür sind standardisierte Messkonzepte erforderlich, die in ihrer Definition die praktische Umsetzbarkeit ausreichend berücksichtigen sollten. Speicherbetreiber:innen berichteten zudem, dass die Unklarheit im Kontext der Messkonzepte in einigen Fällen bereits im Netzanschluss zu Verzögerungen von mehreren Jahren führt, was die Bedeutung dieses Themas unterstreicht.

Heimspeicher weisen aufgrund heterogener Rahmenbedingungen (Verbrauch, PV-Erzeugung, Kosten und Tarife) eine hohe individuelle Streuung auf und sind unter den getroffenen Annahmen in einem Durchschnittsszenario wirtschaftlich herausfordernd. Dennoch zeigen Marktdaten und Expertengespräche einen anhaltenden Ausbau, der potenziell durch bessere Wirtschaftlichkeit im individuellen Fall, Preisabsicherung oder Autarkie- & Resilienzüberlegungen getrieben ist. Aus systemischer Perspektive liefern rein eigenverbrauchsoptimierte Heimspeicher derzeit jedoch nur begrenzten Mehrwert: Sie sind häufig bereits vor der PV-Mittagsspitze geladen und die PV-Einspeisespitze ist im Netz voll wirksam. Dadurch wird in Zeiten eines bereits bestehenden strukturellen Überangebots am Strommarkt eingespeist und zur Netzbelastung beigetragen.

Vor diesem Hintergrund wird eine Förderung von Heimspeichern empfohlen, die darauf abzielt, den erwarteten Ausbau systemnützlich zu beanreizen. Als zentrale Förderbedingungen werden eine verpflichtende Einbindung in ein Energiemanagementsystem (EMS) und für den weiteren Betrieb die Wahl zwischen (1) einer Reduktion der netzwirksamen Leistung auf 50 % der Modulleistung der PV-Erzeugungsanlage oder (2) einem dynamischen Einspeisevertrag vorgeschlagen. Aus Gründen der ökonomischen Effizienz wird eine Einmalzahlung empfohlen, die sich an den Kosten für Hardware, Software und Installation eines EMS orientiert und somit nicht direkt an die Größe des Speichers gekoppelt ist. Damit wird ein ausgewogenes Verhältnis zwischen der Optimierung der Systemnützlichkeit und dem Nutzen für den Speicherbetreibenden erreicht.

Kurzzusammenfassung Gründe und Lösungsansätze für Verzögerungen beim Netzanschluss

Die vorliegende Studie zeigt für die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen von Batteriespeichern in Österreich eine positive Tendenz. **Der tatsächliche Markthochlauf könnte jedoch wesentlich durch Verzögerungen beim Netzanschluss gehindert werden.** Zwei strukturelle Ursachen stehen im Vordergrund: Zum einen bestehen ungenutzte, aber blockierte Netzkapazitäten, zum anderen sind die verfügbaren Netzkapazitäten in Teilen tatsächlich knapp. Tabelle 1 zeigt eine Übersicht über die identifizierten Barrieren, sowie mögliche Lösungsansätze.

Tabelle 1 Übersicht über Gründe und Lösungsansätze für Verzögerungen beim Netzausbau

Barriere	Lösungsansätze
Ungenutzte, aber blockierte Netzkapazitäten	Einbezug des Projektreifegrades in Netzanschlussverfahren: ElWG-Wirkung abwarten, ggf. weitere Maßnahmen prüfen
	Rücknahme ungenutzter Netzkapazitäten aus bestehenden Anschlüssen: Möglichkeit der Rücknahme nach x-Jahren oder Beanreizung der Rückgabe durch Anschlussnehmer:innen
Tatsächlich knappe Netzkapazität	Flexible Netzzugänge (FCA): Standardisierung zentraler Bestandteile zur Senkung von Implementierungsaufwand & Transaktionskosten
	Netzbooster: Unterstützung durch konkretisierende Leitlinien
	Weitere Möglichkeiten: Dynamische Netztarife und probabilistische Methoden (z.B. in der Netzplanung)

Blockierte Kapazitäten resultieren insbesondere aus spekulativen oder unreifen Anschlussanträgen im Windhundprinzip („First come, First served“). **Eine stärkere Berücksichtigung des Projektreifegrads erscheint daher grundsätzlich geeignet, die Allokationseffizienz von Netzanschlussanfragen zu erhöhen.** Die im ElWG verankerte Priorisierung auf Basis vorliegender Genehmigungen stellt dafür einen sinnvollen ersten Schritt dar, dessen Wirkung zunächst beobachtet und bei Bedarf durch vertiefende Kriterien ergänzt werden sollte. Ein Beispiel wie ein vertiefter Prozess aussehen könnte ist der Vorschlag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (Deutsche Übertragungsnetzbetreiber, 2026), von dem bei Bedarf sinnvolle Elemente auf Österreich adaptiert werden könnten. **Zudem**

könnten Mechanismen zur Rücknahme oder incentivierten Rückgabe nicht genutzter Anschlusskapazitäten in existierenden Verträgen eine sinnvolle Reallokation bestehender Kapazitäten ermöglichen und damit zur weiteren Entlastung beitragen.

Zur Lösung der tatsächlich knappen Netzkapazitäten steht ein breiteres Maßnahmenportfolio zur Verfügung. **Flexible Netzzugänge** bieten hier einen zentralen Ansatz, um bestehende Infrastruktur effizienter zu nutzen und mehr Assets Netzzugang zu gewähren. Ihre Attraktivität könnte durch Standardisierung von Komponenten und einhergehender Senkung der Transaktionskosten für Speicher- & Netzbetreiber weiter gesteigert werden. **Netzbooster** (Batterien, die nicht an Strommärkten teilnehmen, sondern ausschließlich zu Netzzwecken betrieben werden) ermöglichen eine effizientere Nutzung bestehender Stromleitungen und werden im europäischen Ausland (insb. DE) bereits pilotiert. Diese sind auch in Österreich theoretisch bereits möglich, jedoch analog zu den Nachbarländern nur unter sehr engen Voraussetzungen. Vor dem Hintergrund der Rechtssicherheit wären hier unterstützende, konkretisierende Leitlinien förderlich. **Dynamische Netztarife** bieten eine Möglichkeit bislang unzureichend internalisierte Netzeffekte über Preissignale abzubilden und so netzdienliches Verhalten gezielt zu incentivieren. Gerade im Speicherkontext werden aufgrund der hohen Reaktionsfähigkeit und ausgeprägten Preissensitivität hohe Potenziale erwartet, wodurch Speicher beispielsweise im Rahmen der Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematiken in Deutschland und Frankreich besonders hervorgehoben und behandelt werden. In der praktischen Umsetzung bestehen jedoch weiterhin substantielle Herausforderungen, deren Komplexität mit zunehmender zeitlicher und räumlicher Granularität ansteigt. Vor diesem Hintergrund ist es essenziell, mögliche Einführungsschritte sorgfältig zu konzipieren und eng an praktische Erfahrungen zu koppeln. Internationale Entwicklungen können hierbei wertvolle Orientierungspunkte liefern. Beispielsweise zeigen die Diskussionen um den Bestandsschutz in Deutschland, dass langfristige pauschale Befreiungen das Setzen von Anreizen zukünftig erschweren können. Darüber hinaus sollten zur effizienten Ausnutzung bestehender Netzinfrastruktur auch Instrumente wie **probabilistische Planungsansätze**, die in dieser Studie nicht vertieft betrachtet wurden, weiter evaluiert werden. In Kombination mit erweiterten Eingriffsmöglichkeiten zur Wahrung der Sicherheit im Netzbetrieb (z.B. Spitzenkappung oder flexible Netzanschlüsse) könnten sie zu einer effizienteren Netzplanung und Netznutzung beitragen.

Kurzzusammenfassung Rechtsrahmen

Das ElWG schafft die rechtlichen Grundlagen für die Umsetzung und Integration von Energiespeicheranlagen ins österreichische Elektrizitätssystem. Allerdings bestehen nach wie vor rechtliche Unklarheiten und mitunter regulatorische Hemmnisse, die Investitionsentscheidungen in Speicherprojekte verzögern oder sogar vereiteln können. Rechtliche Präzisierungen, der Abbau regulatorischer Hürden und das Setzen zusätzlicher Maßnahmen zur Verfahrensbeschleunigung können dazu beitragen, die Potenziale der Energiespeicherung im Allgemeinen und der Batteriespeicheranlagen im Speziellen weiter auszuschöpfen und den Ausbau zu forcieren. Dies betrifft insbesondere die folgenden vier Bereiche:

- **Systemnutzungsentgelte:** Besondere Relevanz kommt den Systemnutzungsentgelten zu, weil deren Ausgestaltung die Wirtschaftlichkeit von Speicherprojekten maßgeblich bestimmt. Die Reichweite der – insbesondere für Stand-alone Projekte wirtschaftlich bedeutsamen – Freistellung „systemdienlicher“ Energiespeicher von bezugsseitigen Systemnutzungsentgelten ist nach wie vor unklar. Nicht von der Freistellung profitierende Energiespeicheranlagen haben sowohl die Systemnutzungsentgelte für den Bezug als auch für die Einspeisung zu tragen; sie werden insoweit doppelt belastet. Eine Doppelbelastung droht auch beim Netzanschlussentgelt. Zudem können weitere Abgaben (wie etwa die Erneuerbaren-Förderpauschale) zu finanziellen Belastungen von Batteriespeicheranlagen führen.
- **Speicher in Energiegemeinschaften:** Die Einbindung von Energiespeicheranlagen in Energiegemeinschaften und anderen Formen der gemeinsamen Energienutzung ist trotz signifikantem Interesse und der gesetzlichen Anerkennung bislang nicht praxistauglich ausgestaltet. Ungeklärt ist insbesondere, ob von Lieferanten aus dem öffentlichen Netz bezogener erneuerbarer Strom innerhalb der Energiegemeinschaft weitergegeben werden darf. Zugleich ist der Einsatz netzgeladener Speicher faktisch blockiert, weil der Nachweis der erneuerbaren Eigenschaft des bezogenen Stroms nicht hinreichend geführt werden kann. Zwar könnte dieser grundsätzlich über Herkunftsnachweise erfolgen; das geltende System weist jedoch Lücken auf: So werden etwa bei Speicheranlagen unter 250 kWh die bezogenen Herkunftsnachweise entwertet, sodass der gespeicherte Strom seine Grünstromeigenschaft

und damit einen Teil seines Wertes verliert; ausgespeichert wird sodann Graustrom.

- **Marktpremienförderung:** Handlungsbedarf besteht bei der EAG-Marktpremie, wenn eine geförderte Erzeugungsanlage nachträglich um eine Energiespeicheranlage (Co-Location) ergänzt wird. Derzeit ist nicht hinreichend gesichert, ob zwischengespeicherter und zeitversetzt eingespeister Strom weiterhin förderfähig bleibt. Eine Klarstellung, etwa in den Allgemeinen Förderbedingungen der EAG-Abwicklungsstelle oder im EAG selbst, würde für Rechts- und damit auch Investitionssicherheit sorgen.
- **Genehmigungsverfahren:** Eine zeitnahe Umsetzung des erlassenen EABG und die konsequente Vollziehung durch die Behörden im Geiste der Verfahrensbeschleunigung würde insbesondere die Umsetzung von Großbatteriespeicher erleichtern, aber auch die in der Regel UVP-pflichtigen Pumpspeicherkraftwerke würden (wenn auch in geringerem Ausmaß) profitieren. Gleichsam schöpft Österreich die unionsrechtlich ermöglichten, teils sogar geforderten Beschleunigungselemente nicht aus. So könnten insbesondere Pumpspeicherkraftwerksprojekte durch zusätzliche Maßnahmen (Erlassung von Beschleunigungsgebieten durch den Bund; Befreiung vom Verschlechterungsverbot) noch weiter vereinfacht werden. Letztere könnten zudem durch gezieltes Adressieren von wasserrechtlichen Problemzonen (etwa bei der Wiederverleihung) rechtssicherer betrieben werden.

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass der aktuelle Rechtsrahmen mit ElWG und EABG eine verbesserte Basis für Energiespeicheranlagen bildet, gleichsam aber durch das Nachjustieren entscheidender Stellschrauben einen rechts- und damit planungssicheren Ausbau von Batteriespeichern, Pumpspeicherkraftwerken & Co gewährleistet werden könnte, was die insgesamten Finanzierungs- und Projektierungskosten reduzieren und damit dem weiteren Ausbau einen Schub verleihen würde.

1 Einleitung

Der Umbau des Energiesystems hin zu einem hohen Anteil erneuerbarer Energien stellt das österreichische Stromsystem vor grundlegende strukturelle Veränderungen. Mit dem zunehmenden Ausbau von Wind- und Photovoltaikanlagen steigt der Anteil fluktuierender Erzeugung deutlich an. Gleichzeitig führt die fortschreitende Elektrifizierung von Industrie, Mobilität und Wärme zu einem wachsenden Strombedarf. Diese Entwicklungen verändern die Anforderungen an das Energiesystem grundlegend und erhöhen den Bedarf an Flexibilitätsoptionen.

Stromspeicher nehmen in diesem Kontext eine zentrale Rolle ein. Sie ermöglichen es, zeitliche Unterschiede zwischen Stromerzeugung und -verbrauch auszugleichen, kurzfristige Preisschwankungen am Strommarkt zu reduzieren und Netzengpässe zu entschärfen. Trotz ihrer wachsenden Bedeutung bestehen in Österreich weiterhin Unsicherheiten hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit, der regulatorischen Rahmenbedingungen, sowie der geeigneten Marktmechanismen für Stromspeicher.

Aktuell sind in Österreich Zehntausende Batteriespeicher, vor allem mit einer Speicherkapazität unter 50 kWh installiert. Die Abbildung 3 zeigt die Verteilung mit Ende 2025, wobei die E-Control von einer Dunkelziffer durch nicht gemeldete Batterieinstallationen und -erweiterungen ausgeht.

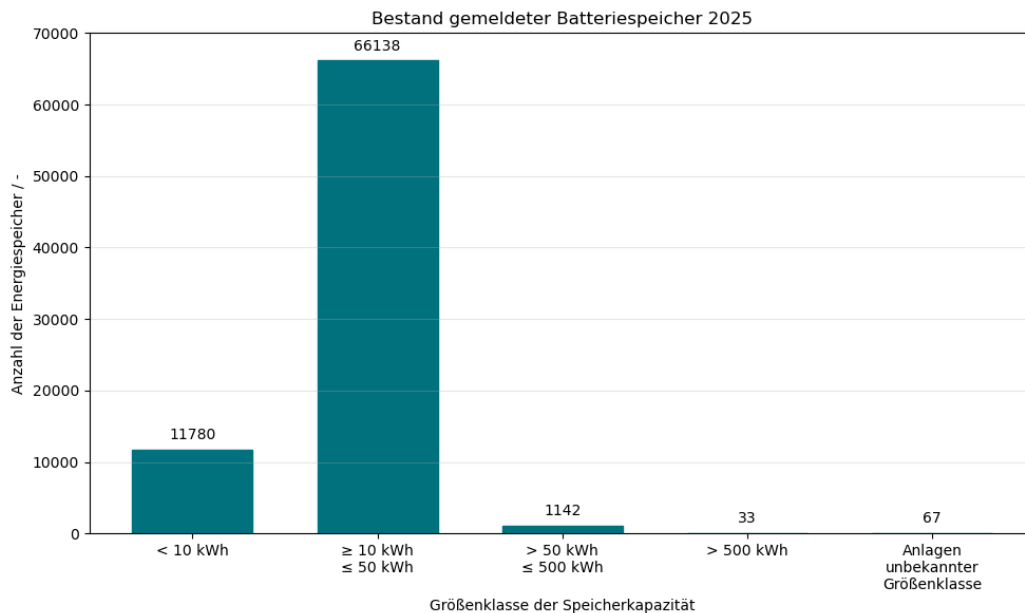


Abbildung 3: Anzahl der Stand Ende 2025 bestehenden Energiespeicher in Österreich. Einmeldung von 60 Verteilnetzbetreiber, wobei von einer Dunkelziffer ausgegangen wird. Datenquelle: (E-Control, 2026).

Vor diesem Hintergrund analysiert die vorliegende Studie die Rolle von Batteriespeichern im zukünftigen österreichischen Stromsystem und untersucht, wie der regulatorische, marktliche und förderpolitische Rahmen weiterentwickelt werden kann. Ziel ist es, evidenzbasierte Handlungsempfehlungen zu formulieren, die einen sinnvollen Aufbau und eine effiziente Systemintegration von Speichern ermöglichen und damit einen Beitrag zur Erreichung der österreichischen Dekarbonisierungsziele zu leisten, sowie die Versorgungssicherheit und Leistbarkeit von Energie zu sichern.

1.1 Studienkonzept

Die vorliegende Studie verfolgt einen systemischen Analyseansatz zur Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen für Batteriespeicher in Österreich. Ausgangspunkt bildet die Frage, welche Speichervolumen in einem zukünftigen Stromsystem mit hohem Anteil erneuerbarer Energien notwendig sind und welche regulatorischen, marktlichen und förderpolitischen Rahmenbedingungen erforderlich sind, um dieses Volumen effizient zu realisieren. Die Ergebnisse dieser Analysen

werden entlang von vier zentralen Arbeitspaketen strukturiert, deren Zusammenspiel in Abbildung dargestellt ist:

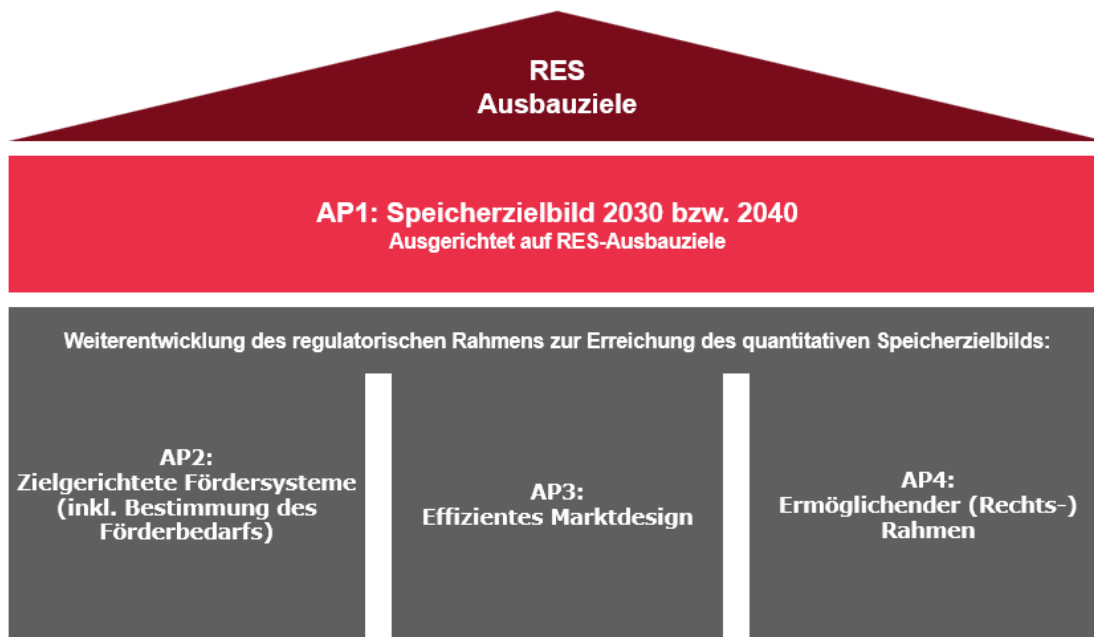


Abbildung 4 Aufbau der Studie und des Projekts

Der methodische Aufbau der Studie folgt einer klar strukturierten Abfolge miteinander verknüpfter Analyseschritte. Im Zentrum steht zunächst die Entwicklung eines konsistenten Speicherzielbilds für Österreich für die Jahre 2030 und 2040 in Kapitel 2. Dieses Zielbild quantifiziert den systemisch optimalen Umfang an Batteriespeicherkapazitäten und zeigt auf, welchen Beitrag unterschiedliche Batteriekonfigurationen zur Deckung des Flexibilitätsbedarfs leisten können. Grundlage hierfür bildet eine modellbasierte Analyse eines integrierten europäischen Energiesystems, in der die Wechselwirkungen zwischen erneuerbarer Stromerzeugung, Flexibilitätsoptionen und Strompreisentwicklung für Österreich in verschiedenen Szenarien betrachtet werden. Die Modellierung löst Europa auf Gebotszonenebene auf und betreibt die installierten Batteriespeicherkapazitäten aller Gebotszonen marktorientiert.

Aufbauend auf diesem systemischen Zielbild erfolgt eine detaillierte Analyse der Wirtschaftlichkeit von Speicherinvestitionen auf Anlagenebene in Kapitel 3. Dabei werden unterschiedliche Anwendungskonfigurationen, insbesondere Stand-

alone-Speicher, sowie Co-Location-Lösungen mit Wind- und Photovoltaikanlagen, und PV-Heimspeicher, untersucht. Ziel dieser Analysen ist es zu bestimmen, in welchem Ausmaß marktbasierte Erlöse eine Refinanzierung von Speicherinvestitionen ermöglichen und unter welchen Bedingungen ein zusätzlicher Förderbedarf zur Erreichung der Speicherziele entstehen könnte. Darauf aufbauend untersucht die Studie bestehende Fördersysteme und entwickelt Empfehlungen für eine zielgerichtete Weiterentwicklung. Dabei wird insbesondere analysiert, in welchen Segmenten Förderinstrumente sinnvoll eingesetzt werden können und welche Anforderungen für eine systemnützliche Ausgestaltung geknüpft werden sollten.

Neben der Analyse möglicher Fördersysteme untersucht die Studie in Kapitel 4 auch zentrale Fragen des Marktdesigns für Energiespeicher. Dabei steht insbesondere im Fokus, inwieweit bestehende Netzentgeltstrukturen geeignete Anreize für den systemnützlichen Einsatz und Standortwahl von Batteriespeichern setzen und welche Potenziale in diesem Kontext dynamische Netztarife haben.

Ein weiterer zentraler Bestandteil der Studie ist die Analyse des regulatorischen Rahmens für Energiespeicher in Österreich. Dabei werden bestehende rechtliche Rahmenbedingungen sowie mögliche Hemmnisse für Planung, Errichtung und Betrieb von Speichereinrichtungen untersucht. Ziel ist es, jene regulatorischen Anpassungen zu identifizieren, die eine effiziente und systemverträgliche Integration von Speichern erleichtern und damit zur Erreichung des Zielbilds beitragen können. Aufgrund unterschiedlicher Zugänge sind die rechtlichen Aspekte in zwei eng gekoppelte Kapitel aufgeteilt. Zunächst erfolgt in Kapitel 5 eine energiewirtschaftlich geprägte Einordnung, insbesondere im Hinblick auf Barrieren und Lösungsansätze beim Netzanschluss.

Weiters enthält Kapitel 6 eine rechtswissenschaftlich fundierte Analyse der maßgeblichen rechtlichen Rahmenbedingungen. Diese dient zum einen als Grundlage für die in anderen Kapiteln getroffenen Annahmen, zum anderen identifiziert sie bestehende Unklarheiten, sowie Optimierungspotenziale. Es erfolgt eine systematische regulatorische Einordnung von Energiespeichern, sowie eine vertiefte Betrachtung ausgewählter Fragestellungen des Anlagen- und Energierechts.

Durch die Kombination aus Systemmodellierung, techno-ökonomischer Analyse und rechtlicher Bewertung entsteht ein integriertes Gesamtbild der österreichischen Stromspeicherlandschaft. Die Studie liefert damit eine fundierte Grundlage für politische und regulatorische Entscheidungen und zeigt konkrete Handlungsmöglichkeiten auf, um Batteriespeicher als zentrale Flexibilitätsoption im zukünftigen Energiesystem zu etablieren.

1.2 Systemdienlichkeit und Netzentgeltreduktionen

Bezüglich der im Elektrizitätswirtschaftsgesetz (EIWG) eingeführten Systemdienlichkeit entwickelte sich der regulatorische Rahmen während der Erstellung dieser Studie sehr dynamisch. Zu Beginn der Arbeiten im November 2025 lag das EIWG lediglich in Entwurfsfassung vor. Anfang Dezember 2025 wurde das Gesetz beschlossen. Eine erste Konkretisierung der möglichen regulatorischen Umsetzung erfolgte erst Ende Februar 2026 im Rahmen der Marktkonsultation der E-Control zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung und damit unmittelbar vor Abschluss der vorliegenden Studie im März 2026.

Vor diesem Hintergrund bestanden zum Zeitpunkt der Modellierungen noch erhebliche Unsicherheiten hinsichtlich der konkreten Ausgestaltung der Kriterien für einen systemdienlichen Speicherbetrieb und der damit verbundenen Netzentgeltreduktionen für Stromspeicher. Mit der im EIWG verankerten Legaldefinition wurde durch den Gesetzgeber ein rechtlicher Rahmen geschaffen. Die konkrete regulatorische Ausgestaltung, liegt nun in der Zuständigkeit der unabhängigen Regulierungsbehörde. Erst nach Abschluss dieses Prozesses wird eine belastbare Bewertung der tatsächlichen Auswirkungen dieses Mechanismus auf Investitionsentscheidungen und die zukünftige Entwicklung der österreichischen Stromspeicherlandschaft möglich sein.

Um diese Unsicherheiten methodisch konsistent zu berücksichtigen, wurde im Rahmen dieser Studie bewusst auf eine detaillierte Bewertung einzelner potenzieller Auslegungskriterien verzichtet. Stattdessen wurde der plausible Ergebniskorridor über zwei Netzentgeltszenarien abgebildet. Einerseits wurde ein Szenario komplett ohne Netzentgeltreduktion betrachtet („Worst-Case“ aus Sicht der Speicherwirtschaftlichkeit). Andererseits wurde ein Szenario modelliert, in dem

Speicheranlagen pauschal als systemdienlich eingestuft werden und somit vollständig von Netznutzungs- und Netzverlustentgelten befreit sind („Best-Case“). Die zukünftige Realität bewegt sich zwischen diesen beiden Extrempunkten und die bestehende Unsicherheit wurde in sämtlichen Ableitungen möglichst ausgewogen berücksichtigt.

1.3 Begriffsklärung

In der energiewirtschaftlichen Diskussion werden die Begriffe Systemdienlichkeit, Systemnützlichkeit und Netzdienlichkeit häufig unscharf und teilweise synonym verwendet. Insbesondere im Kontext von Speichern werden marktliche, systemtechnische und netzbezogene Effekte begrifflich nicht immer klar voneinander getrennt. Mit der Einführung einer Legaldefinition der Systemdienlichkeit im ElWG ist zusätzlich eine normative Ebene hinzugetreten, die nicht deckungsgleich mit technisch-ökonomischen Bewertungsmaßstäben ist. Dadurch besteht die Gefahr von Fehlinterpretationen.

Um eine konsistente Analysegrundlage für die Bewertung von Batteriespeichern zu schaffen, werden die verwendeten Begriffe wie folgt abgegrenzt:

- **Systemdienlichkeit** bezeichnet in dieser Studie ausschließlich den im ElWG legaldefinierten Begriff. Er wird strikt im regulatorischen Kontext, insbesondere im Zusammenhang mit daran geknüpften Netzentgeltbefreiungen, verwendet.
- **Systemnützlichkeit** ist demgegenüber ein breit angelegter, technisch-ökonomischer Begriff. Eine Anlage oder Fahrweise gilt als systemnützlich, wenn sie einen Mehrwert für das Gesamtsystem der Stromversorgung erzeugt. Dies umfasst sowohl energiebezogene als auch netzbezogene Effekte. Energiebezogen bedeutet insbesondere einen Beitrag zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage am Strommarkt (auch als marktdienlich / marktorientiert bezeichnet), sowie die Bereitstellung von Systemdienstleistungen. Diese Definition erfolgt analog zu Christoph Wanzenböck & Stefan Vögel (2023). In Bezug auf reine Netzaspekte wird in dieser Studie konkretisierend die folgend definierte Netzdienlichkeit als Teilmenge der Systemnützlichkeit verwendet.

- **Netzdienlichkeit** liegt vor, wenn der Betrieb einer Anlage oder ihre Fahrweise eine verbesserte Ausnutzung bestehender Netzkapazitäten ermöglicht und dadurch zur Reduktion von Netzkosten beiträgt. Der Fokus liegt hier explizit auf rein netzbezogenen Aspekten und nicht auf den zuvor beschriebenen marktlichen Energieeffekten.

1.4 Abgrenzung System- & Anlagenmodellierung

Um eine ganzheitliche Betrachtung der Stromspeicherlandschaft zu ermöglichen, kombiniert die vorliegende Studie zwei komplementäre Modellierungsperspektiven: eine Systemmodellierung des Strommarktes, sowie technisch-ökonomische Modellierungen auf Anlagenebene. Beide Ansätze analysieren Batteriespeicher aus unterschiedlichen Blickwinkeln und Flughöhen und adressieren jeweils spezifische Fragestellungen. Zusammengenommen ermöglichen sie ein konsistentes Gesamtverständnis der zukünftigen Perspektive von Batteriespeichern im österreichischen Energiesystem.

Die Systemmodellierung betrachtet Batteriespeicher aus einer gesamtenergetischen Perspektive. In einem integrierten europäischen Strommarktmodell wird analysiert, welche Speicherkapazitäten erforderlich sind, um ein Energiesystem mit hohem Anteil erneuerbarer Energien effizient zu betreiben. Grundlage bilden Szenarien zu Stromerzeugung, Stromnachfrage, Netzinfrastuktur sowie zu Technologie- und Kostenentwicklungen. Das Modell bildet die Wechselwirkungen zwischen erneuerbarer Erzeugung, Strompreisen, Flexibilitätsoptionen und grenzüberschreitendem Stromhandel ab. Ziel dieser Perspektive ist insbesondere die Ableitung eines Speicherzielbilds, also des systemisch optimalen Umfangs und der Struktur von Batteriespeichern im zukünftigen Energiesystem. Darüber hinaus ermöglicht die Systemmodellierung eine Bewertung, wie sich unterschiedliche Rahmenbedingungen auf die optimale Speichermenge auswirken. Sie liefert damit eine strategische Orientierung für energiepolitische Entscheidungen und für die langfristige Entwicklung des Stromsystems. Weitere Details zur Systemmodellierung sind in Kapitel 2.1.1 ausgeführt.

Demgegenüber fokussiert die Modellierung auf Anlagenebene auf die betriebswirtschaftliche Realisierbarkeit konkreter Speicherprojekte. Hier werden unterschiedliche Anlagenkonfigurationen, etwa Stand-alone-Speicher, Co-Location-Speicher mit Photovoltaik- oder Windanlagen, sowie Heimspeicher, detailliert technoökonomisch analysiert. Die stärkere Fokussierung auf einzelne Anlagen ermöglicht eine deutlich feinere Variation technischer und betrieblicher Parameter, beispielsweise hinsichtlich Speichergröße, Verhältnis zur Erzeugung, Einbezug der Marktprämie und unterschiedlichen Netzentgelten, netzirksamen Leistungen oder Vermarktungsstrategien. Dadurch lassen sich unterschiedliche Anlagenkonfigurationen systematisch vergleichen und deren Auswirkungen auf Speicherbetrieb, Einspeiseverhalten und Erlösstrukturen analysieren. Weitere Ausführungen hierzu finden sich in Kapitel 3. Auf dieser Grundlage können zudem realitätsnahe Investitionsrechnungen durchgeführt werden, bei denen der Cash-flow detailgetreu bestimmt und zentrale Kennzahlen aus der Investitionsrechnung wie der Net Present Value (NPV) und die Internal Rate of Return (IRR) zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit herangezogen werden.

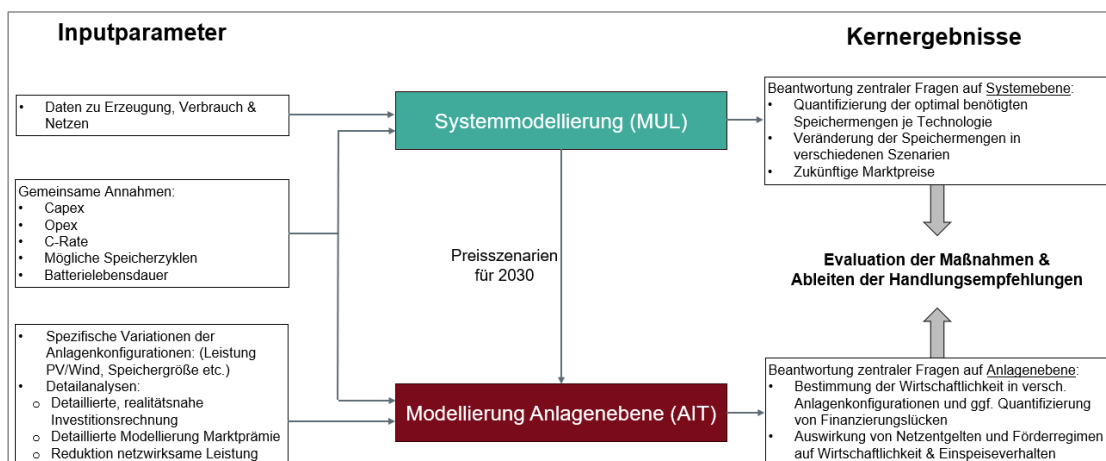


Abbildung 5 Abgrenzung der Modellierungen auf System- & Anlagenebene

Ein Überblick über die beschriebene Abgrenzung der beiden Modellierungsansätze ist in Abbildung 5 dargestellt. Beiden Perspektiven ergänzen sich somit entlang ihrer jeweiligen analytischen Flughöhe. Die Systemmodellierung ermöglicht eine konsistente Bewertung der Rolle von Batteriespeichern im europäischen Energiesystem und liefert eine robuste Orientierung für den langfristig erforderlichen Speicherausbau. Die Anlagenmodellierung wiederum vertieft diese Per-

spektive durch eine detaillierte betriebswirtschaftliche Betrachtung konkreter Investitionsentscheidungen und technischer Konfigurationen einzelner Speicheranlagen. Beide Modelle verwenden dabei kohärent dieselben Kernannahmen bezüglich CAPEX, OPEX und Lebensdauer, um die Ergebnisse konsistent zueinander zu halten.

Durch die Kombination beider Perspektiven entsteht ein integriertes Analyseframework: Das aus der Systemmodellierung abgeleitete Speicherzielbild definiert den systemischen Bedarf an Batteriespeichern, während die Modellierungen auf Anlagenebene untersuchen, unter welchen wirtschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen dieser Ausbau tatsächlich realisiert werden kann. Erst das Zusammenspiel beider Betrachtungsebenen ermöglicht damit eine fundierte Bewertung der zukünftigen Stromspeicherentwicklung in Österreich und bildet die Grundlage für die Ableitung zielgerichteter energiepolitischer Handlungsempfehlungen.

2 Speicherzielbild

Batteriespeicher können wie andere Energiespeicher wie z. B. Pumpspeicherkraftwerke überschüssigen bzw. günstigen Strom speichern und zu späteren Zeitpunkten diesen zur Deckung der Last verwenden. Speicher können unterschiedliche Auswirkungen auf das Energiesystem und die Strompreise haben, abhängig von deren Standort, Betriebsweise und deren Relation zum restlichen Kraftwerkspark und der Nachfrage.

Dieses Kapitel beschäftigt sich mit der Modellierung des europäischen Energiesystems mit Fokus auf das Speicherzielbild für Österreich für 2030 im Konkreten sowie 2040. Das Speicherzielbild ist jener Bereich an installierter Batteriekapazität, in denen in einer Abwägung von Kosten, Gewinnen, Ersparnissen sowie Vor- und Nachteile das Optimum unter den gesetzten Randbedingungen läge. Dabei werden grundsätzlich die Effekte und Rückkoppelungen auf den Strommarkt betrachtet.

2.1 Rahmenbedingungen

Die optimale Batteriekapazität in Österreich kann nur im Zusammenhang mit dem europäischen Strommarkt ermittelt werden. Aus diesem Grunde wird das europäische Energiesystem der Zukunft energieträgerübergreifend abgebildet und in einer 1-stündlichen Auflösung berechnet.

Das europäische Energiesystem kann zwar durch die Hinterlegung von Plänen und Vorhaben beschrieben werden, allerdings handelt es sich hier um Ableitungen, die sich innerhalb einer Schwankungsbreite bewegen. Folgende Berechnungen zum Speicherzielbild nehmen die Nachfragemengen, Transportkapazitäten sowie die Erzeugungs-, Speicher- und Umwandlungstechnologien im Strom-, Erdgas- und Wasserstoffsektor in Europa gemäß des Ten Years Network Development Plan 2024 (kurz: TYNDP24) an. (ENTSO-E; ENTSG, 2025b) Österreich wird in der Modellierung nach verschiedenen Szenarien abgebildet (vgl. (ENTSO-E; ENTSG, 2025b) Österreich wird in der Modellierung nach verschiedenen Szenarien abgebildet (vgl. Energieszenarien).

2.1.1 Marktmodellierung

Eine Marktmodellierung Europas erfolgt zum einen, um die ideale Batteriekapazitäten in Österreich unter gegebenen Rahmenbedingungen zu erhalten, und zum anderen, um die sich dann ergebende Preiszeitreihe für die Wirtschaftlichkeitsberechnung in den nachfolgenden Kapiteln zu errechnen.

Die Rückwirkung der Energiespeicher- und Sektorenkopplungstechnologien ist für die Festsetzung der Strompreise, nach denen marktorientierte Batteriespeicher ihren Fahrplan anpassen, dahingehend relevant, als dass marktorientierte Speicher die Strompreise in ihrer Volatilität abschwächen und durch die Integration von Erneuerbaren diese senken.

Für die Modellierung des europäischen Strommarktes wird auf das Open-Source-Modell „Open TYNDP“ der Open Energy Transition GmbH in der Version 0.5.1 zurückgegriffen, wobei dieses um einige Funktionen erweitert wird. (Open Energy Transition et al., 2026) Der Open TYNDP ist ein in Entwicklung befindliches Modell, welches Europamodellierung gemäß den Annahmen des TYNDP24 der ENTSO-E und der ENTSG open source zur Verfügung stellen soll. Die vorliegende Version wurde um noch nicht implementierte Kapazitäten und Mechanismen erweitert, sodass eine Abbildung Europas nach TYNDP24 möglich ist.

Die Berechnung erfolgt auf einer Auflösung Europas in Gebotszonen, wie Abbildung 6 dargestellt. Die Gebotszonen entsprechen dabei weitestgehend den Nationalstaaten wie im Falle Österreichs. In einigen Ländern wie z. B. Schweden oder Italien können diese auch in mehrere Gebotszonen unterteilt sein. Exporte in und Importe aus nicht modellierten Ländern werden exogen vorgegeben. Die Transportkapazitäten zwischen den Gebotszonen, die Net Transfer Capacities (NTC), beschränken den grenzenlosen Handel von Strom. Dadurch kommt es zu Preisunterschieden zwischen den Gebotszonen. Österreichs modellierte NTCs zu seinen Nachbarländern für das Jahr 2030 sind in Abbildung 7 ersichtlich.

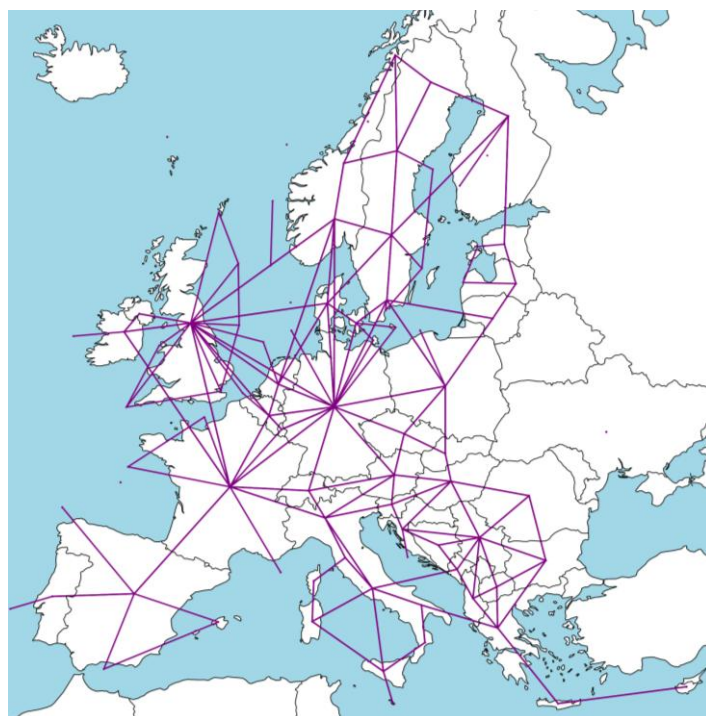


Abbildung 6: Darstellung des betrachteten Stromnetzes für die Modellierung auf Gebotszonen. Eigene Abbildung (MUL/EVT).

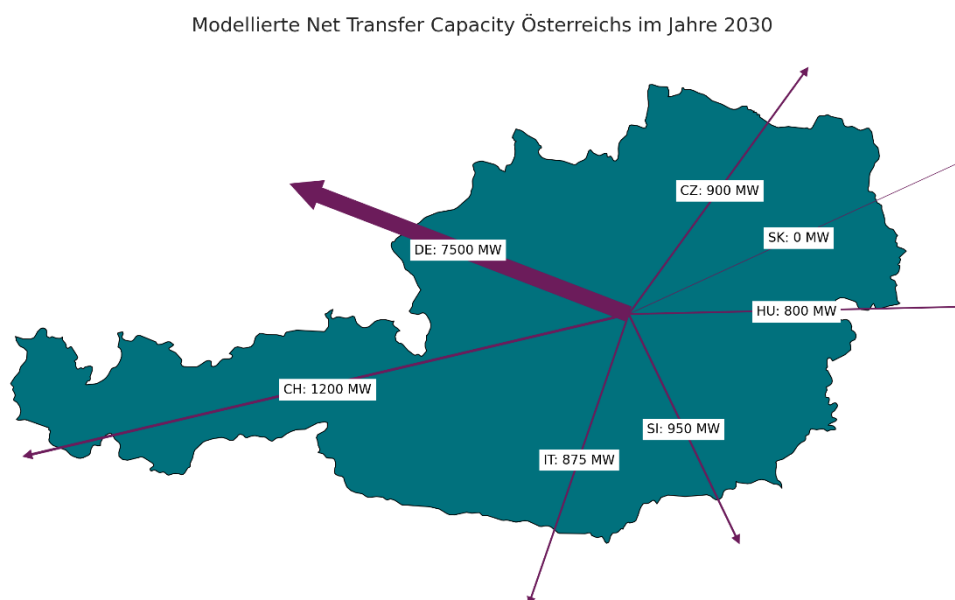


Abbildung 7: Modellierte Grenzleitungskapazitäten des Jahres 2030 für das österreichische Stromsystem gemäß TYNDP24. Eigene Graphik (MUL/EVT).

Die Datengrundlage für das Modell bilden die Einmeldungen der Übertragungsnetzbetreiber an die ENTSO-E in die Pan European Market Modelling Database. Um Vergleichbarkeit mit den veröffentlichten TYNDP24-Ergebnissen zu gewährleisten, wird grundsätzlich für die Modellierung das Wetterjahr 2009 angewendet.

Das Marktmodell lässt in allen Zeitschritten die Energiequelle zur Deckung der Nachfrage offen, beschränkt die Quellen jedoch – vor allem volatile Erneuerbare wie Windkraftanlagen oder Photovoltaikanlagen – ein pro Zeitschritt nach deren maximalen Erzeugungsprofil. Wenn überschüssige Erneuerbare Energie in Europa keine Verwendung finden kann, wird diese abgeregelt.

In der Modellierung beinhaltet jede Gebotszone drei Knoten. Diese folgen aus der Logik des Open-TYNDP und sind miteinander verbunden. Der Verbrauchsknoten ist dabei jener Knoten, an dem die Last andockt. Nahe der Last – und damit auch direkt an diesen Knoten gekoppelt – sind die Photovoltaikanlagen der Dachflächen, welche gesondert modelliert sind, sowie Heimspeicher.

Der Verbrauchsknoten ist mit dem Erzeugungsknoten verbunden, der die höheren Netzebenen darstellen sollte, wobei diese Verbindung mit zusätzlichen Kosten für den Strom in beide Richtungen einhergeht, um dadurch die durch den TYNDP24 festgelegten Kosten für Netz und Steuern zu berücksichtigen. Auf diesem Knoten sitzen auch die Großbatteriespeicher. Der Erzeugungsknoten hat neben der Verbindung zum Knoten mit Last, Dachflächen-Photovoltaik und Heimspeichern auch die Grenzleitungen zu den Nachbarn der Gebotszone sowie große Erzeugungs- und Speicheranlagen mit sich verbunden.

Über zwei Verbindungen ist man mit dem dritten Knoten, dem Wasserstoffknoten der Gebotszone, verbunden, wobei diese Verbindungen Elektrolyse und Verstromung von Wasserstoff repräsentieren.

Diese Struktur gilt für alle Gebotszonen und ist in Abbildung 8 beispielhaft für Österreich abgebildet. Alle im Folgenden beschriebenen Preise beziehen sich auf den Knoten der großen Erzeuger und Import-Export-Kapazitäten (erzeugungsknoten), die sich ohne Kosten für Netz und Steuern verstehen, insofern dies nicht anders angegeben ist.

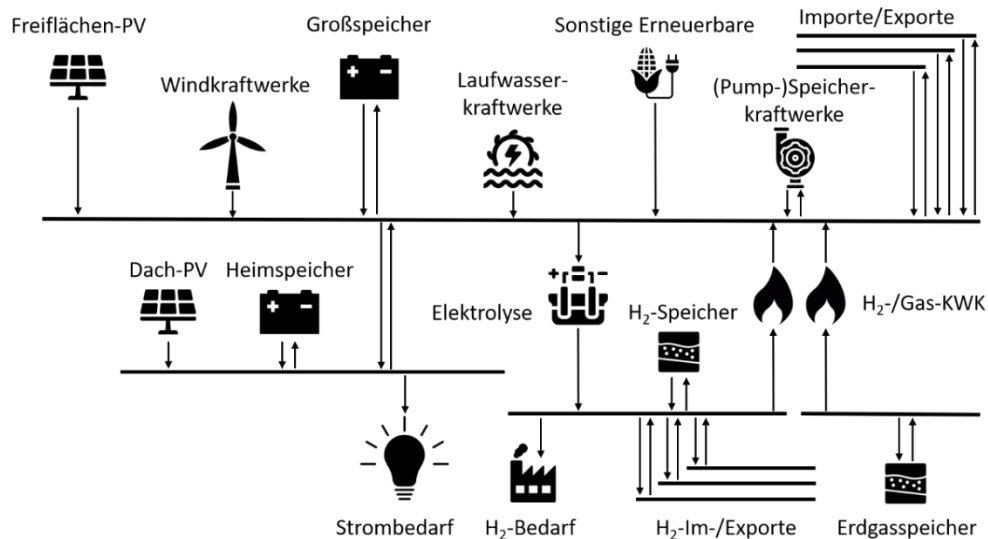


Abbildung 8: Schematische Darstellung des österreichischen Sub-Energiesystems des Modells. Eigene Graphik (MUL/EVT).

Die Marktmodellierung inkludiert neben dem Stromsektor auch die Energieträger Erdgas, Wasserstoff, Kohle, Öl und Uran, soweit sie mit dem Stromsystem der einzelnen Gebotszone gekoppelt eingesetzt werden. Dadurch ist in der Marktmodellierung auch die Rückwirkung durch die Sektorenkopplung, die Auswirkung des CO₂-Preises sowie die Begrenzungen der Verfügbarkeiten der angeführten Energierohstoffe implementiert.

2.1.2 Betriebsweisen

Die Betriebsweise eines Stromspeichers entscheidet, wann dieser Strom ein- oder ausspeichert. Die Betriebsweise kann sich an verschiedenen Zielen orientieren.

Batterien werden in der Marktmodellierung „marktorientiert“ betrieben, das heißt Batterien speichern Strom ein, wenn dieser überschüssig zur Verfügung steht oder günstig ist. Die Ausspeicherung von Strom aus Batterien geschieht zu Zeiten mit hohen Strompreisen. Diese Betriebsweise führt in der Optimierung dazu, dass die Volatilität der Marktpreise sinkt und Energiemengen, die abgeregelt werden hätten müssen, für spätere Zeitpunkte, in denen sie benötigt werden, zwischengespeichert werden können. Diese Betriebsweise ergibt sich aus dem Ziel der Optimierung, der Gesamtkostenminimierung.

Eine weitere Betriebsweise würde ein Verhalten darstellen, welches beabsichtigt, die Spitzen der Residuallast über Speicher abzufangen. Darüber hinaus könnte der Einsatz auch auf die maximale Deckung des eigenen Bedarfes abzielen und so die Stromerzeugung an beispielsweise einem Haushalt mit Photovoltaikanlage darauf ausgelegt sein, den eigenerzeugten Überschussstrom zu späteren Zeitpunkten zur Deckung der Last zu verwenden.

Sämtliche Batterien werden in der Modellierung marktorientiert betrieben, um die Effekte auf das europäische Gesamtkostenoptimum der Marktmodellierung durch den Batterieeinsatz größtmöglich zu gestalten. Batterien, die nicht marktorientiert betrieben werden, tragen im geringeren Ausmaße zu diesem Ziel bei.

Die Auswirkung der Betriebsweisen ist im Abschnitt 4.2.1 „Auswirkung der Betriebsweise“ erläutert.

2.1.3 Technische Parameter der Batterien

In der Marktmodellierung wird zwischen zwei Arten von Batterien unterschieden. Zum einen Heimspeicher, welche kumulativ die Stromspeicher einer Gebotszone repräsentieren, die in privaten Haushalten und Betrieben vorkommen und die Summe kleinerer Speicher repräsentieren. Zum anderen werden Großspeicher ebenfalls kumulativ für die gesamte Gebotszone abgebildet. Hierbei handelt es sich um ein Objekt in der Modellierung, welches sowohl um Co-Location-Batterien als auch um Stand-Alone-Batterien repräsentiert. Durch die Marktmodellierung ist die Unterscheidung nicht notwendig, da weder Netzverluste noch -restriktionen noch -anschlussleistungen innerhalb einer Gebotszone in der Modellierung berücksichtigt sind.

Wie zuvor beschrieben, docken die Heimspeicher am Knoten der Dachflächen-Photovoltaikanlagen und der Last an. Die Großspeicher befinden sich am Knoten mit den Freiflächen-Photovoltaikanlagen, Windkraftanlagen, weiteren Energieerzeugungsanlagen, den Verbindungen zu Wasserstoffknoten (Elektrolyse/H₂-Gaskraftwerke) und anderen Ländern (Grenzleitungen).

Der TYNDP24 geht in der Auswahl der Parameter von einem Heimspeicher aus, dessen Verhältnis von Leistung zu Speicherkapazität (c-Rate) gleich $0,4 \text{ h}^{-1}$. Die

Quelle des TYNDP24 legt den technischen Parametern für diese Heimspeicher eine 12,5-kWh-Batterie mit 5 kW an Leistung zugrunde. ("Residential Battery Storage," 2022)

Die Großbatteriespeicher sind im Einklang mit dem TYNDP24 mit einer c-Rate von $0,25 \text{ h}^{-1}$ im Modell vorhanden. Dies entspricht einem Vierstundenspeicher, also einer Batterie, die im vollen Zustand vier Stunden lang bei voller Leistung Energie abgeben kann. Einige Akteur:innen der österreichischen Energiewirtschaft rechnen zunehmend mit 2-Stundenspeichern, weshalb als Sensitivität die Großbatterien auch in einer 2-Stundenspeicher-Konfiguration gerechnet wurden. Für deren Parameter wurde die Quelle des TYNDP24 herangezogen. ("Utility-Scale Battery Storage," 2022)

Das Verhältnis von Heim- zu Großspeichern ist der Optimierung exogen vorgegeben, da das Marktmodell minimale Gesamtsystemkosten in einem gebotszonenaufgelösten Europa als Ziel hat und Heimspeicher im Verhältnis zu Großspeichern pro kW teurer sind. Einige Gründe für Heimspeicher wie die lokale Netzentlastung oder die Optimierung des eigenen Einspeiseverhaltens (eigene Nutzung des Stromes, bessere Ausnutzung der Netzanschlussleistung, Stromversorgung bei Stromausfall) können in der Marktmodellierung nicht abgebildet werden. Die exogene Vorgabe des Verhältnisses berücksichtigt diese Effekte. Das Verhältnis stammt aus der Pan European Market Modelling Database (PEMMDB). Während die restliche Modellierung die Werte aus jener Version der PEMMDB wählt, welche beim TYNDP24 zum Einsatz gekommen ist, wird das Verhältnis von Heim- zu Großspeichern für Österreich aus jener Version genommen, die beim TYNDP26 Verwendung finden wird. (ENTSO-E; ENTSG, 2025a) Die Verhältnisse sind in (ENTSO-E; ENTSG, 2025a) Die Verhältnisse sind in

Tabelle 2 angegeben.

Tabelle 2: Batteriekapazitäten in den Versionen der PEMMDB für Österreich (2.0 noch ohne Unterscheidung) und sich daraus ergebendes Verhältnis für die Jahre 2030 und 2040.

	PEMMDB 2.0 TYNDP24		PEMMDB 2.5 TYNDP26		Verhältnis TYNDP26
	gesamt	Heimspeicher	Großspeicher		Heim- zu Großspeicher
	GW	GW	GW		-
2030	0,068	3,7	1,3		2,85
2040	0,239	6,0	5,9		1,02

Die Lebensdauer wird gemäß der Quelle des TYNDP24 und des TYNDP26 mit 30 Jahren angenommen, wobei nach 15 Jahren die Batterie bis auf weiterhin verwendbare Teile ausgetauscht wird. („Utility-Scale Battery Storage,“ 2022) Damit werden die Kosten für Teile, die länger als 15 Jahre in Einsatz sind ebenso berücksichtigt. Die Kernbestandteile der Batterie haben daraus folgend eine Lebensdauer von 15 Jahren in der Modellierung. Der Austausch dieser Teile nach 15 Jahren ist durch die fixen OPEX pro Jahr repräsentiert. Die jährlichen Kosten werden in der Marktmodellierung vereinfacht durch eine lineare Abschreibung der CAPEX auf 30 Jahre mit Addition der jährlichen OPEX errechnet, wobei die OPEX die Kosten für den Ersatz von Speicherkapazität durch Abnutzung der Batterie nach 15 Jahren repräsentieren. In Kapitel 3 „Zielgerichtete Fördersysteme“ werden die jährlichen Kosten auf Anlagenebene detaillierter bestimmt. Die Modellierung nimmt Grenzkosten von 0 €/MWh für Batterien an.

Die Parameter aller Heim- und Großbatterien sind in für 2030 in

Tabelle 3 und für 2040 in Tabelle 4 angeführt. Sie sind für alle modellierten Länder Europas einheitlich.

Tabelle 3: Parameter der Heim- und Großspeicher in der Modellierung für das Jahr 2030. (*) siehe Fließtext. (ENTSO-E; ENTSG, 2025b)

Kostentabelle für Batteriespeicher 2030					
Technologie	C-Rate	CAPEX	OPEX	Lebensdauer*	Jährliche Kosten
	1/h	€/kWh	€/kWh/a	a	€/kWh/a
Heimspeicher	0,4	692,51	17,31	30	40,40
Großspeicher	0,25	179,12	4,48	30	10,45
	0,5	210,94	5,28	30	12,31

Tabelle 4: Parameter der Heim- und Großspeicher in der Modellierung für das Jahr 2040. (*) siehe Fließtext. (ENTSO-E; ENTSG, 2025b)

Kostentabelle für Batteriespeicher 2040					
Technologie	C-Rate	CAPEX	OPEX	Lebensdauer*	Jährliche Kosten
	1/h	€/kWh	€/kWh/a	a	€/kWh/a
Heimspeicher	0,4	606,04	15,15	30	35,35
Großspeicher	0,25	156,78	3,92	30	9,15
	0,5	184,57	4,62	30	10,77

2.1.4 Energieszenarien

Erneuerbare Energieerzeuger ermöglichen die Erzeugung von Strom in Österreich und Europa zu geringen Grenzkosten und reduzieren die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern. Der Ausbau der Erneuerbaren schreitet in Österreich voran, wobei vor allem Windkraft- und Photovoltaikanlagen in den vergangenen Jahren hohe Zuwachsraten verzeichnen. Die erzeugten Energiemengen der Jahre 2020 und 2024 sind in Abbildung 9: historische Erzeugung und Verbrauch sowie betrachtete Energieszenarien für 2030 und 2040 in Österreich. Eigene Graphik auf Grundlage von (Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie, 2024; E-Control, 2021, 2025; ENTSO-E; ENTSG, 2025b; Umweltbundesamt, 2025). dargestellt. Ebenso angeführt sind die der für die Jahre 2030 und 2040 zugrundeliegenden Energiemengen der Modellierung. Der Kraftwerkspark und die Nachfrage in Österreich wird für die Jahre 2030 und 2040 wird durch drei Szenarien beschrieben: ÖNIP, TYNDP24 und WEM.

Das Szenario ÖNIP stellt dabei unter den genannten Szenarien jenes mit dem höchsten Ausbau an Erneuerbaren und der geringsten Nachfrage im Jahr 2030 dar. WEM ist jenes, welches den geringsten Ausbau an Erneuerbaren, jedoch den höchsten Stromverbrauch im Jahr 2030 annimmt. Das Szenario „TYNDP24“ bewegt sich für das Jahr 2030 sowohl in Bezug auf den Stromverbrauch als auch dem Erneuerbarenausbau zwischen ÖNIP und WEM.

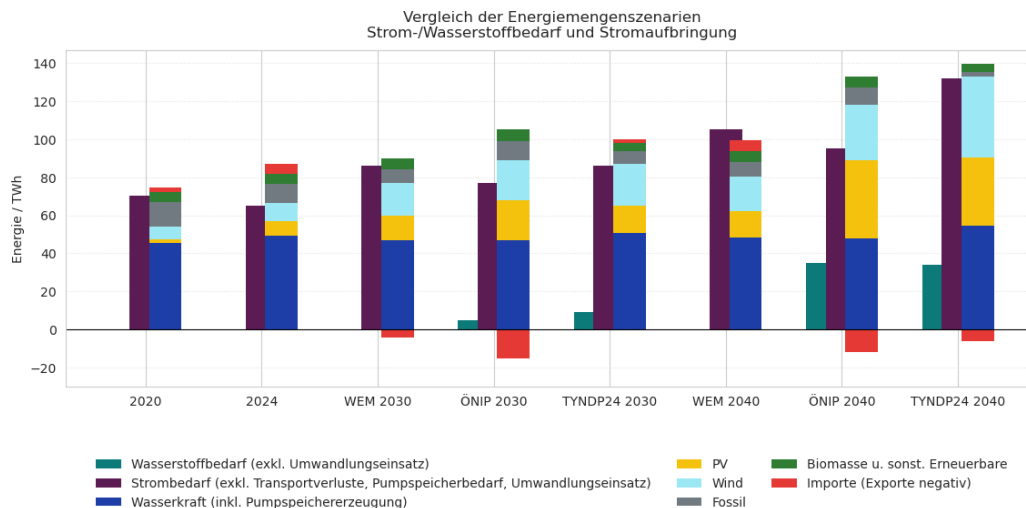


Abbildung 9: historische Erzeugung und Verbrauch sowie betrachtete Energieszenarien für 2030 und 2040 in Österreich. Eigene Graphik auf Grundlage von (Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie, 2024; E-Control, 2021, 2025; ENTSO-E; ENTSOG, 2025b; Umweltbundesamt, 2025).

Beim ÖNIP handelt es sich um den Integrierten Österreichischen Infrastrukturplan aus dem Jahre 2023, welcher auf Grundlage des Transition-Szenarios des Umweltbundesamtes gemäß den Klima- und Energiezielen im Jahre 2030 den österreichischen Strombedarf bilanziell mit klimaneutralem Strom deckt. (Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie, 2024) Im Jahre 2040 ist in Österreich laut Transition-Szenario der gesamte Energiesektor Österreichs dekarbonisiert. 2040 werden in Österreich in Gaskraftwerken nur noch Wasserstoff und Biomethan verwendet. Der ÖNIP nimmt von den drei angeführten Zukunftsszenarien die höchste installierte Leistung an Photovoltaikanlagen an. Diese ist jedoch geringer als die modellierte PV-

Leistung für das Jahr 2030 laut Datengrundlage für den TYNDP26. (ENTSO-E; ENT-SOG, 2025a) Eine lineare Fortschreibung der in Österreich pro Jahr verbauten Photovoltaikkapazität seit 2020 entspräche bis zum Jahre 2030, wie in Abbildung 9: historische Erzeugung und Verbrauch sowie betrachtete Energieszenarien für 2030 und 2040 in Österreich. Eigene Graphik auf Grundlage von (Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie, 2024; E-Control, 2021, 2025; ENTSO-E; ENT-SOG, 2025b; Umweltbundesamt, 2025). zu sehen ist, einer Leistung zwischen 17,5 und 22,5 GW. Dies zeigt, dass bei gleichbleibendem PV-Ausbau das Ausbauziel lt. ÖNIP und lt. TYNDP26 erreicht werden würde.

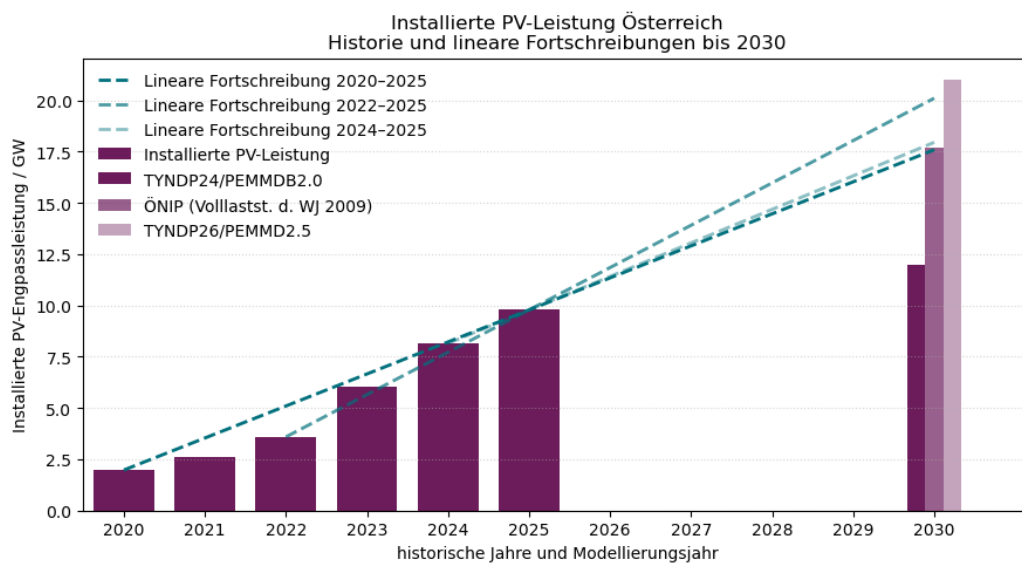


Abbildung 10: Bestand an PV-Leistung in Österreich 2020-2024 und lineare Fortschreibung der Durchrechnungszeiträume 2020-2024, 2022-2024 und 2023-2024 bis 2030. Vergleich der angenommenen Leistung 2030 je Energiemengenszenario. (Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie, 2024; E-Control, 2026; ENTSO-E; ENT-SOG, 2025a, 2025b)

Der TYNDP24 ist die aktuellste Version der alle zwei Jahre veröffentlichten Zusammenführung der nationalen Ausbaupläne auf europäischer Ebene durch die ENTSO-E und die ENTSO-G, dem Ten Years Network Development Plan. Der TYNDP24 bezieht seine Kapazitäten aus der PEMMDB. Der PEMMDB zufolge hat

Österreich im Jahre 2040 nur noch Gaskraftwerke, welche mit Wasserstoff betrieben werden. Die Modellierung nimmt mit dem TYNDP24 die aktuellste ganzheitlich veröffentlichte Version des TYNDP als Grundlage des Szenarios „TYNDP24“.

Der TYNDP24 wird vom TYNDP26 abgelöst werden, welcher die Erzeugungskapazitäten von Photovoltaikanlagen im Jahre 2030 in derselben Höhe (bei 1.000 Volllaststunden) bzw. geringerer Höhe (bei Annahme der Volllaststunden laut PECD/TYNDP24 mit dem Wetterjahr 2009) wie der ÖNIP annehmen wird. Der Windkraftausbau übersteigt die Ziele des ÖNIP. (ENTSO-E; ENTSG, 2025a, 2025b)

Das „With Existing Measures“-Szenario (WEM) beschreibt ein Szenario, welches davon ausgeht, dass die aktuellen (politischen) Rahmenbedingungen weiterhin bestehen. (Umweltbundesamt, 2025) Das WEM-Szenario wurden vom Umweltbundesamt 2025 zuletzt aktualisiert und geht vom geringsten Ausbau an Erneuerbaren im Vergleich mit den anderen Szenarien aus. Das WEM-Szenario sieht weiters keinen Wasserstoffbedarf in Österreich. Da das WEM-Szenario keine Angaben über die installierte Leistung an Gaskraftwerken in Österreich macht, werden diese jenen des TYNDP24 gleichgesetzt.

2.2 Methodik zur Eruierung des Speicherzielbildes

Zu den Auswirkungen von Energiespeichern zählt jene, dass Energiespeicher bei einem Überangebot von erneuerbarer Erzeugung, günstigen Strom einspeichern und zu Zeitpunkten ausspeisen, wenn der Strom teurer ist. Marktorientierte Speicher erzielen mit diesem System, welches Arbitragehandel genannte wird, für einen Gewinn. Darüber hinaus führt dies auch zu einer Reduktion der Strompreise zu Zeiten der Ausspeisung. Nicht nur österreichischer erneuerbarer Strom kann so zwischengespeichert werden, sondern vorbehaltlich verfügbarer Grenzkapazitäten auch günstiger Strom aus dem restlichen Europäischen Markt. Es entsteht ein volkswirtschaftlicher Nutzen. Der Nutzen ergibt sich über folgende Änderungen durch den Einsatz von Batterien gegenüber der Modellierung Österreichs ohne Batteriespeicher:

- Reduktion der Kosten für den elektrischen Endenergieverbrauch in Österreich (Senkung der Strompreise): Die Vermeidung des Einsatzes von teuren Erzeugungsanlagen wie Gas durch das Angebot von Strom aus Energiespeichern lässt den Strompreis sinken. Die Reduktion ergibt sich aus dem Preisdelta und der nachgefragten Energiemenge je Zeitschritt.
- höhere Einkünfte durch Stromexporte: Strom wird im Stromsystem grenzüberschreitend gehandelt. Durch Stromspeicher muss Strom nicht sofort exportiert werden, sondern kann erst zu Zeiten mit höheren Strompreisen gehandelt werden.
- geringere Stromimportkosten: Analog zum Stromexport ermöglichen Stromspeicher die Einspeicherung günstigen Stroms und die Nutzung diesen zu späteren Zeitpunkten.
- Reduktion des Erdgasverbrauches inkl. vermiedener CO₂-Kosten: Durch das Angebot von Strom aus Stromspeichern kann der Einsatz von Gaskraftwerken vermieden werden, da diese stets teurer anbieten als Batterien, die Strom zu günstigen Zeitpunkten einspeichern. Neben dem Strompreisdelta entfallen auch die Kosten für das Erdgas und die damit verbundenen CO₂-Kosten.
- Reduktion der Kosten für den Wasserstoff-Endverbrauch in Österreich (Senkung des Wasserstoffpreises): Durch die Senkung des Strompreises wird Wasserstoff ebenso günstiger, da die Elektrolyse geringere Kosten aufweist.
- höhere Einkünfte durch Wasserstoffexporte: Geringere Wasserstoffkosten und größere Zeitbereiche, an denen eine Elektrolyse Sinn macht, ermöglicht einen Wasserstoffexport, der öfters gewinnbringend ist.
- geringere Wasserstoffimportkosten: Analog zum geänderten Wasserstoffexport, ermöglicht der gesunkene Strompreis auch zeitlich unabhängige Wasserstoffimporte zu geringeren Preisen.

Unabhängig vom Szenario macht die Senkung der Strompreise meist zwei Drittel bis drei Viertel des volkswirtschaftlichen Nutzens aus. Neben den bewerteten

Vorteilen, die Batterien im Energiesystem mit sich bringen und den weiteren möglichen Faktoren (Versorgung bei Stromausfall, Netzentlastungen etc.) ist die Reduktion der Strompreise der aus volkswirtschaftlicher Sicht maßgebliche Nutzen der Batterien, da diese direkt zur Stromkostenersparnissen führen.

Mathematisch werden die bewerteten volkswirtschaftlichen Nutzen in folgenden Gleichungen beschrieben.

$$N_{x\text{ GW}} = N_{x\text{ GW},\text{Stromk.}} + N_{x\text{ GW},\text{Ex-}/\text{Import}} + N_{x\text{ GW},\text{H2-K.}} + N_{x\text{ GW},\text{Ex-Import,H2}} + N_{x\text{ GW},\text{Gask.}}$$

Der Nutzen durch die Reduktion der Strompreise errechnet sich folgendermaßen:

$$N_{x\text{ GW},\text{Stromk.}}[\text{€}] = \sum_{i=1}^{8760} (p_{0\text{ GW}}(t=i) - p_{x\text{ GW}}(t=i)) \cdot E_{\text{Last}}(t=i)$$

$N_{x\text{ GW},\text{Stromk.}}$ volkswirtschaftlicher Nutzen durch die Reduktion des Strompreises bei x GW Batterieleistung in Ö. [€]

$p_{x\text{ GW}}(t)$ Preis zum Zeitpunkt t bei x GW Batterieleistung in Ö. $\left[\frac{\text{€}}{\text{MWh}}\right]$

$E_{\text{Last}}(t)$ Endenergienachfrage zum Zeitpunkt t in Österreich [MWh]

Der Betrieb der Batterien führt zu einer Änderung des Verhaltens des Exports aus und des Imports nach Österreich und daraus folgend zu geänderten Erlösen aus und Kosten für den Ausgleich mit den Nachbarländern:

$$\Delta E_{x\text{ GW},\text{Ex-}/\text{Import}} = (E_{x\text{ GW},\text{Export A}}(t=i) - E_{x\text{ GW},\text{Import A}}(t=i))$$

$$N_{x\text{ GW},\text{Ex-Import.}}[\text{€}] = \sum_{A}^{\text{Nachbarländer}} \left(\sum_{i=1}^{8760} (p_{x\text{ GW}}(t=i) \cdot \Delta E_{x\text{ GW},\text{Ex-}/\text{Import}} - p_{0\text{ GW}}(t=i) \cdot \Delta E_{0\text{ GW},\text{Ex-}/\text{Import}}) \right)$$

$N_{x\ GW, Ex-Import}$ volkswirtschaftl. Nutzen durch die Änderung des Exportes und Importes bei x GW Batterieleistung in Ö. [€]
 $p_{x\ GW}(t)$ Preis zum Zeitpunkt t bei x GW Batterieleistung in Ö. $\left[\frac{€}{MWh}\right]$
 $\Delta E_{x\ GW, Ex-/Import}$... Änderung der Exporte und Importe bei x GW Batterieleistung in Ö. [MWh]
 $E_{x\ GW, Export\ A}(t)$ Exporte zum Zeitpunkt t aus Ö. ins Nachbarland A [MWh]
 $E_{x\ GW, Import\ A}(t)$ Importe zum Zeitpunkt t nach Ö. aus dem Nachbarland A [MWh]

Analog dazu ergibt sich der Nutzen aus dem Einsatz von Batterien in Österreich auch durch die geänderten Kosten und Erlöse im Wasserstoffbereich:

$$N_{x\ GW, H2-K} [€] = \sum_{i=1}^{8760} \left(p_{0\ GW, H2}(t=i) - p_{x\ GW, H2}(t=i) \right) \cdot E_{Last\ H2}(t=i)$$

$$\begin{aligned}
 N_{x\ GW, Ex-Import, H2} [€] \\
 &= \sum_A^{Nachbarländer} \left(\sum_{i=1}^{8760} \left(p_{x\ GW, H2}(t=i) \right) \cdot \Delta E_{x\ GW, Ex-Import, H2} \right. \\
 &\quad \left. - p_{0\ GW, H2}(t=i) \cdot \Delta E_{0\ GW, Ex-/Import, H2} \right)
 \end{aligned}$$

Batterien führen in Österreich auch zu einer geringeren Nachfrage an Erdgas, wobei hierbei neben den Kosten für das Erdgas selbst auch die Kosten für den CO₂-Ausstoß vermieden werden:

$$\begin{aligned}
 N_{x\ GW, Gask.} [€] &= \sum_{i=1}^{8760} \left(E_{0\ GW, CH4}(t=i) - E_{x\ GW, CH4}(t=i) \right) \\
 &\quad \cdot (p_{Gas} - p_{CO2} \cdot EF_{Gas-CO2})
 \end{aligned}$$

$N_{x\ GW, Gask.}$ volkswirtschaftl. Nutzen durch die Änderung des Erdgaseinsatzes bei x GW Batterieleistung in Ö. [€]
 p_{Gas} Erdgaspreis für das jeweilige Zieljahr (konstant) $\left[\frac{€}{MWh}\right]$
 p_{CO2} CO₂-Kosten für das jeweilige Zieljahr $\left[\frac{€}{MWh}\right]$

$EF_{Gas-CO2}$ Emissionsfaktor $\left[\frac{t\ CO2}{MWh}\right]$

$E_{x\ GW,CH4}(t)$ Gaseinsatz zum Zeitpunkt t in Ö. [MWh]

Der volkswirtschaftliche Nutzen ist nur ein Bestandteil positiver Effekte von Batteriespeichern. Es kann weiters auch positive Effekte darstellen:

- Entlastung von Netzen (Vermeidung von Redispatchkosten)
- Bereitstellung von Regelleistung
- bessere Prognose von Fahrplänen
- höherer Eigenverbrauchsanteil
- Stromquelle bei Netzausfall

Diese Aspekte können durch das Modell nicht beziffert werden.

Dem volkswirtschaftlichen Nutzen steht ein Aufwand durch die Energiespeicherbetreiber:innen in Österreich gegenüber. Dieser kann, muss aber nicht durch den Arbitragehandel gedeckt werden. Die Senkung der Volatilität der Strompreise durch Energiespeicher hat zur Folge, dass der Arbitragehandel mit jeder weiteren Batteriekapazität weniger gewinnbringend wird (Selbstkannibalisierung). Es kommt demnach ab einer gewissen Energiespeicherkapazität in Europa jedenfalls zur Situation, dass der Gewinn aus dem Arbitragehandel die Kosten der Batterien nicht decken kann. Dabei stehen Batterien im Wettbewerb mit anderen Energiespeicheranlagen wie Pumpspeicherkraftwerken oder Batterien in anderen Ländern Europas. Der Einfluss der europäischen Energiespeicher ist durch die Grenzkapazitäten zu den Nachbarländern beschränkt.

Eine Batterie ist dann wirtschaftlich, wenn der Arbitragehandel ihre Kosten deckt. Die Einkünfte aus Arbitragehandel sind dann höher, wenn Prognoseabweichungen und nicht ideal betriebene Flexibilitäten den Strompreis volatiler machen. Durch das perfect foresight in der Marktmodellierung entfallen diese Effekte, die einer Glättung der Strompreise entgegenwirken würden. Eine stark vereinfachte Berechnung der Wirtschaftlichkeit kann durch den Abzug der jährlichen Kosten von den Gewinnen aus dem Arbitragehandel gemacht werden. Sollten die Kosten nicht gedeckt werden können, ist die Batterie nicht gewinnbringend. Im Folgen-

den wird dies als wirtschaftlicher Fehlbetrag bezeichnet. Er ergibt sich nach folgender Gleichung, wobei die Summe innerhalb der Gleichung den Gewinn aus dem Arbitragehandel darstellt.

$$F_{x\,GW}[\text{€}] = \sum_{i=1}^{8760} \left(p_{x\,GW}(t=i) \cdot (E_{ausp.}(t=i) - E_{einsp.}(t=i)) \right) - x \cdot k_{GW}$$

$F_{x\,GW}$ wirtschaftlicher Fehlbetrag (positiv = gewinnbringend) [€]

k_{GW} jährliche Kosten (= Abschreibung der CAPEX zzgl. fixer OPEX) $\left[\frac{\text{€}}{\text{GW}} \right]$

x installierte Batteriekapazität in Österreich $\left[\frac{\text{€}}{\text{GW}} \right]$

$p_{x\,GW}(t)$ Preis zum Zeitpunkt t bei x GW Batterieleistung in Ö. $\left[\frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right]$

$E_{ausp.}(t)$ ausgesp. Energiemenge zum Zeitpunkt t in Ö. [MWh]

$E_{einsp.}(t)$ eingesp. Energiemenge zum Zeitpunkt t in Ö. [MWh]

Wichtig ist es, hier zu betonen, dass der wirtschaftliche Fehlbetrag in dieser Methodik stark vereinfacht einen ersten Hinweis auf die wirtschaftliche Eigenständigkeit von Batterien liefert. Erst eine genaue detaillierte Analyse mit Mitbetrachtung von Netzentgelten, Zinsen und weiteren Faktoren liefert eine Aussage über die Wirtschaftlichkeit von Batterien. Diese wird in der europäischen Marktmodellierung nicht eruiert, jedoch in Kapitel 3 „Zielgerichtete Fördersysteme“ auf Grundlage der aus der Marktmodellierung resultierenden Preise berechnet.

Solange der volkswirtschaftliche Nutzen größer ist als ein etwaiger Fehlbetrag von Batterien, machen Batteriespeicher im Strommarkt Sinn. Das Speicherzielbild beschreibt jenen Bereich, in dem der volkswirtschaftliche Nutzen größer ist als ein Absolutwert eines vereinfachten wirtschaftlichen Fehlbetrages der Batterien. Bilanziell würde so ein positiver Netto-Nutzen, der die Differenz aus volkswirtschaftlichem Nutzen und wirtschaftlichem Fehlbetrag wiedergibt, insgesamt zu mehr Einsparungen im Stromsystem führen. Ob der wirtschaftliche Fehlbetrag in einer detaillierten Analyse ebenso zeigt, dass keine Wirtschaftlichkeit gegeben ist, und dann eine Förderung daraus folgen sollte, ist die Aussage der nachfolgenden Kapitel.

Zusammenfassend seien die drei zentralen Begriffe erklärt:

- **Volkswirtschaftlicher Nutzen:** Unter volkswirtschaftlichem Nutzen versteht sich in Bezug auf das Speicherzielbild jenen monetären Unterschied, der sich für Österreich ergibt, wenn Batterien eingesetzt werden. Vorrangig ergibt sich der Nutzen aus der Reduktion der Strompreise, aber auch durch geändertes Export-/Import-Verhalten, vermiedene Kosten für Erdgas und CO₂-Emissionen und geändertes Verhalten im Wasserstoffbereich.
- **Wirtschaftlicher Fehlbetrag:** Der wirtschaftliche Fehlbetrag folgt aus einer für die Marktmodellierung vereinfachten Beschreibung der Kosten, die der Einsatz der Batterien zum Erlangen des volkswirtschaftlichen Nutzens mit sich bringt. Er besteht aus der linearen Abschreibung der Batterien abzüglich den Einnahmen aus dem Arbitragehandel.
- **Netto-Nutzen:** Die Differenz aus volkswirtschaftlichen Nutzen und wirtschaftlichen Fehlbetrag ergibt den Netto-Nutzen. Ist er größer € 0,- ist übersteigt der volkswirtschaftliche Nutzen die Kosten für den Einsatz der Batterien.

Das Speicherzielbild des jeweiligen betrachteten Jahres ist jener Bereich, in dem der Netto-Nutzen positiv ist. Dazu wird die Marktmodellierung für jedes Zieljahr (2030 und 2040), jedes Energieszenario (ÖNIP, TYNDP24, WEM) und unterschiedliche c-Rates (Großbatteriespeicher: 4- und 2-Stundenspeicher) mit verschiedenen installierten Batteriekapazitäten durchgeführt. Das Verhältnis aus Heim- und Großspeichern ist wie beschrieben dabei konstant. Die Marktmodellierungen der verschiedenen Batteriekapazitäten je Kombination aus Energiemengenszenario, c-Rate und Zieljahr errechnen einen Netto-Nutzen, der sich innerhalb der gleichen Kombination verändert. Die Darstellung des Netto-Nutzens und des Speicherzielbildes ist schematisch in Abbildung 11 erklärt. Der volkswirtschaftliche Nutzen erhöht sich dabei bei einem geringen Bestand an Batterien stark und flacht zunehmend ab, da sich die positiven Effekte von Batterien zunehmend selbst kannibalisieren. Der Fehlbetrag der Batterien ist bei geringen installierten Batteriekapazitäten in der Darstellung sogar ein Gewinn, da der Arbitragehandel beim noch weniger geglätteten Strompreisverlauf mehr Erlöse erwirtschaftet als seine lineare Abschreibung ausmacht. Mit zunehmender Batteriekapazität sinkt jedoch der spezifische Gewinn aus dem Arbitragehandel und die lineare Kostenkurve aus jährlicher Abschreibung mal installierter Leistung lässt den Fehlbetrag sinken. Die

Summe aus volkswirtschaftlichem Nutzen und wirtschaftlichem Fehlbetrag ist der Netto-Nutzen. Die Batteriekapazitäten mit positivem Netto-Nutzen, definieren das Speicherzielbild.

Im Speicherzielbild gibt es zwei Punkte, deren Aussage es insbesondere zu beachten gilt:

- **Maximaler Netto-Nutzen:** Im maximalen Netto-Nutzen ist jene Batteriekapazität erreicht, bei welcher der volkswirtschaftliche Nutzen noch der wirtschaftliche Fehlbetrag maximal sein müssen, jedoch der Netto-Nutzen. Hier ist in Summe bilanziell in Österreich der größte Gewinn zu erwarten.
- **Netto-Nutzen gerade noch positiv:** Ist der Netto-Nutzen gerade noch positiv, gleicht der volkswirtschaftliche Nutzen den wirtschaftlichen Fehlbetrag gerade noch aus. Es ist demnach bilanziell in Österreich kein Verlust zu erwarten. Da es sich hier um den höchsten Wert für die Batteriekapazität im Speicherzielbild handelt, sind hier die weiteren nicht bewerteten Faktoren (Vermeidung von Fahrplanabweichungen, Netzentlastungen, Vermeidung von Redispatch etc.), die eintreten können, ebenso maximal.

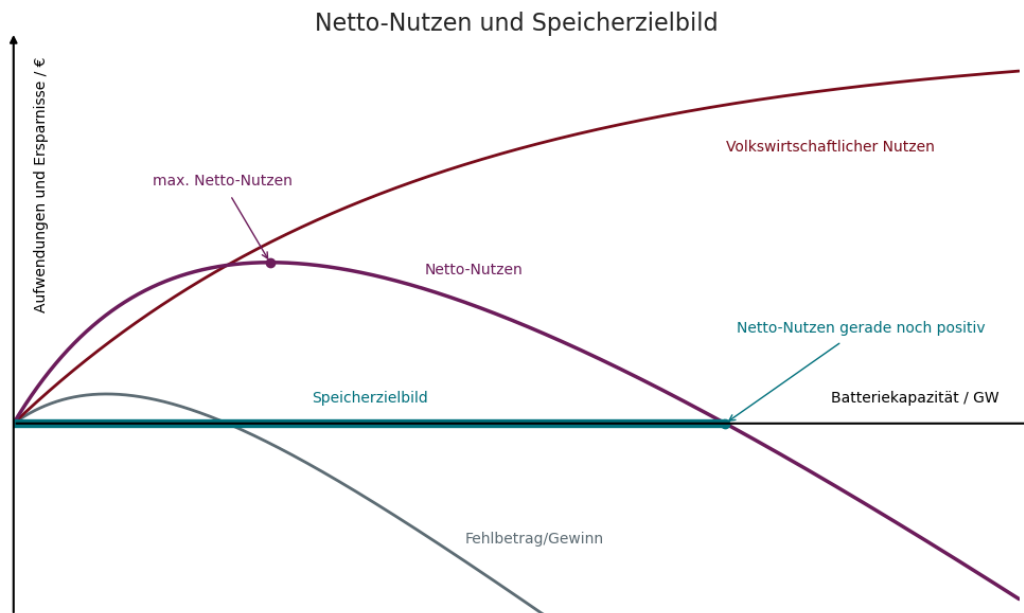


Abbildung 11: Schematische Darstellung der Eruierung des Speicherzielbildes.
Eigene Graphik (MUL/EVT).

2.3 Ergebnisse

Das Speicherzielbild ist jener Bereich an Kapazitäten, die in Österreich dazu führen, dass der volkswirtschaftliche Nutzen größer ist als ein etwaiger Fehlbetrag, der sich bei Batteriespeicherbetreiber:innen ergibt. Dazu muss zuerst einerseits die Auswirkung auf die Strompreise, den Import, den Export, den Gasverbrauch und den Wasserstoffbereich (=volkswirtschaftlicher Nutzen) und andererseits der Einsatz der Batterien bei verschiedenen Kapazitäten sowie deren Kosten (=wirtschaftlicher Fehlbetrag) errechnet werden. Der Unterschied des volkswirtschaftlichen Nutzens zum wirtschaftlichen Fehlbetrag ist der Netto-Nutzen.

Ein positiver Netto-Nutzen, der das Speicherzielbild dieser Modellierung definiert, setzt marktorientiert betriebene Batterien voraus. Eine abweichende Betriebsweise führt zwar zu anderen Effekten, welche beabsichtigt sein könnten, aber die ideale Ausnutzung der installierten Batteriekapazität im Sinne der positiven Effekte auf den Markt, ergeben sich vorrangig durch einen marktorientierten Betrieb.

2.3.1 Auswirkung auf die Strompreise

Die folgenden Ergebnisse zeigen die Änderung der mittleren Strompreise pro Jahr durch sich ändernde Batteriekapazitäten in Österreich. Die Gesamtbatteriekapazität ist dabei die Summe der Leistungen von Heimspeichern und Großspeichern. Aus niedrigeren Strompreisen ergibt sich in Kombination mit der Endenergienachfrage ein volkswirtschaftlicher Nutzen durch Senkung der Strompreise. Dieser trägt unabhängig von der Kombination aus Szenario, C-Rate und Zieljahr sowie bei verschiedener Batteriekapazität zwischen meist zwei Drittel bis drei Viertel zum gesamten volkswirtschaftlichen Nutzen bei. Weitere Nutzen sind die Vermeidung aufgrund von Kosten für Gas und CO₂, geänderte Kosten und Erlöse für Import und Export von Strom sowie analoge Berechnungen dazu im gekoppelten Wasserstoffbereich.

Die Ergebnisse zeigen, dass unabhängig vom Energieszenario für Österreich, Batterien ab einer gewissen Gesamtkapazität den durchschnittlichen Strompreis in Österreich sinken lassen. Dabei sind drei Effekte zu beobachten, die bei unterschiedlichen Gesamtkapazitäten zum Tragen kommen:

- **Erhöhung der Nachfrage:** Speicherkapazitäten können die Nachfrage zu Zeitpunkten günstigen Stromes steigern und so die Preise zu jenen Zeitpunkten in die Höhe treiben, jedoch aufgrund ihrer geringen Größe teure Kraftwerke zu Zeiten hoher Strompreise nicht verdrängen oder den Strom eventuell in eine andere Gebotszone liefern. Die Ausprägung dieses Effektes hängt vom betrachteten Kraftwerkspark, der Nachfragezeitreihe sowie weiteren Rahmenbedingungen ab. Ersichtlich ist dies bei Abbildung 14Abbildung .
- **Erhöhung des Angebotes:** Das Ausspeichern zu Zeitpunkten mit einem höheren Strompreis als jenem, zu welchen eingespeichert wurde, führt zu Arbitragegewinnen bei Batterien. Darüber hinaus sinken die Strompreise. Dies ist dadurch bedingt, dass die Grenzkosten des teuersten noch notwendigen Kraftwerkes pro Zeitschritt und Knoten den Preis maßgeblich bestimmt. Wird dieses oder ein teurer Import durch das Angebot von Strom aus Batterien verdrängt, sinkt der Preis. Batterien erlauben zudem die zeitliche Verschiebung von Strom aus Erneuerbaren zu anderen Zeitpunkten, in denen er nachgefragt wird.

- **Flexibilitätsleitung in ganz Europa:** Erneuerbare bedingen Flexibilitäten wie Batterien und das in ganz Europa. Durch den freien Handel mit Strom kann man nicht nur von möglicherweise günstigerem Strom aus anderen Ländern profitieren, sondern auch Strom in andere Länder verkaufen. Wenn das Angebot von Strom aus Batterien über die Grenzleitungen in anderen Gebotszonen mehr Gewinn abwirft, fehlt dieses Angebot in der eigenen Gebotszone und der Strompreis steigt.

Alle beschriebenen Effekte auf die Strompreise bedingen einen marktorientierten Betrieb. Bei geringen installierten Batterieleistungen überwiegt die Erhöhung der Nachfrage, wobei diese nur im WEM-Szenario (Abbildung 14) zu erkennen ist. In allen anderen Kombinationen führt die Erhöhung des Angebotes bereits bei geringen Gesamtkapazitäten zur Senkung der Strompreise. Hohe Gesamtkapazitäten von Batterien führen zur erneuten relativen Erhöhung des Strompreises. Diese führt jedoch zur Gesamtkostensenkung in ganz Europa. Im Sinne des europäischen Strommarktes ist jede Batteriekapazität hilfreich, die marktorientiert betrieben wird. Im Sinne des österreichischen Strompreises gilt dies insbesondere für das Speicherzielbild.

Die Änderung des Preises im Jahre 2030 bei verschiedenen Szenarien ist in Abbildung 12, Abbildung und Abbildung 14 ersichtlich. Neben unterschiedlichen Preisniveaus aufgrund unterschiedlicher Erzeugungs- und Nachfragemenge in jedem Szenario sind auch die absoluten Preisänderungen unterschiedlich. Batterien zeigen mehr Wirkung auf den mittleren Strompreis eines Jahres, wenn dieser im jeweiligen Szenario ohne Batterien größer ist. Die Preisänderungen, die sich ergeben, wenn die Großspeicher 2-Stundenspeicher sind, sind im Anhang (Anhang Preisänderungen bei 2-Stundenspeichern) zu finden.

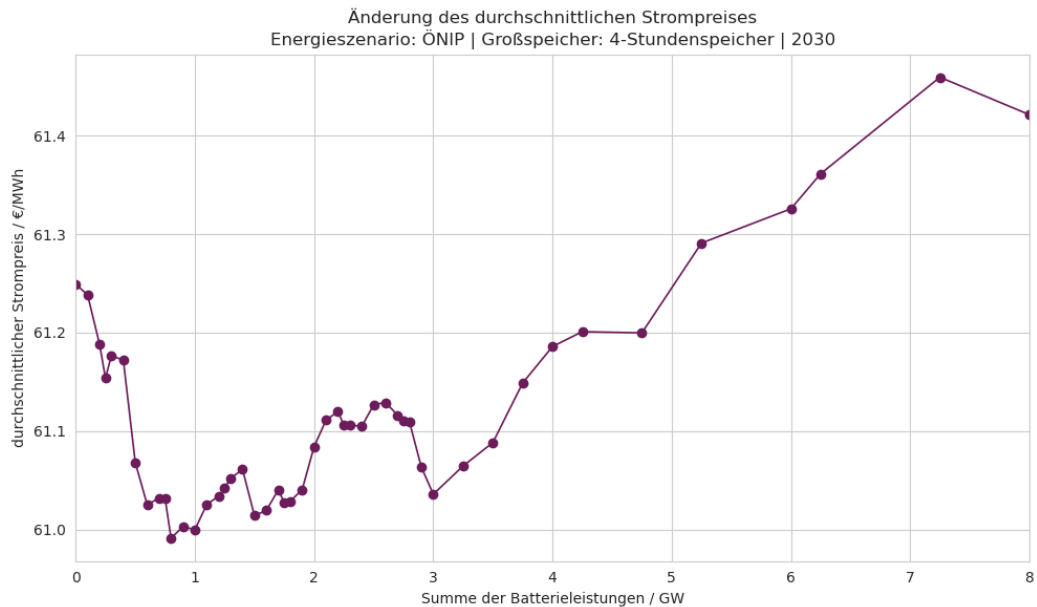


Abbildung 12: Veränderung des mittleren Strompreises bei sich ändernder Gesamtbatteriekapazität im Energieszenario ÖNIP und 4-Stundenspeicher als Großspeicher für das Jahr 2030. Eigene Modellierung (MUL/EVT).

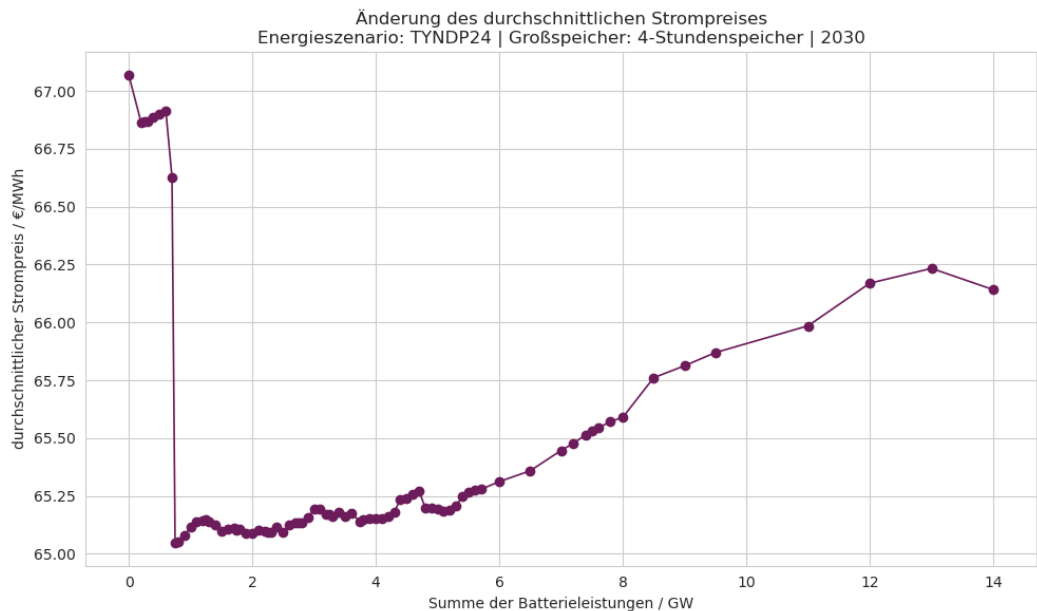


Abbildung 13: Veränderung des mittleren Strompreises bei sich ändernder Gesamtbatteriekapazität im Energieszenario TYNDP24 und 4-Stundenspeicher als Großspeicher für das Jahr 2030. Eigene Modellierung (MUL/EVT).

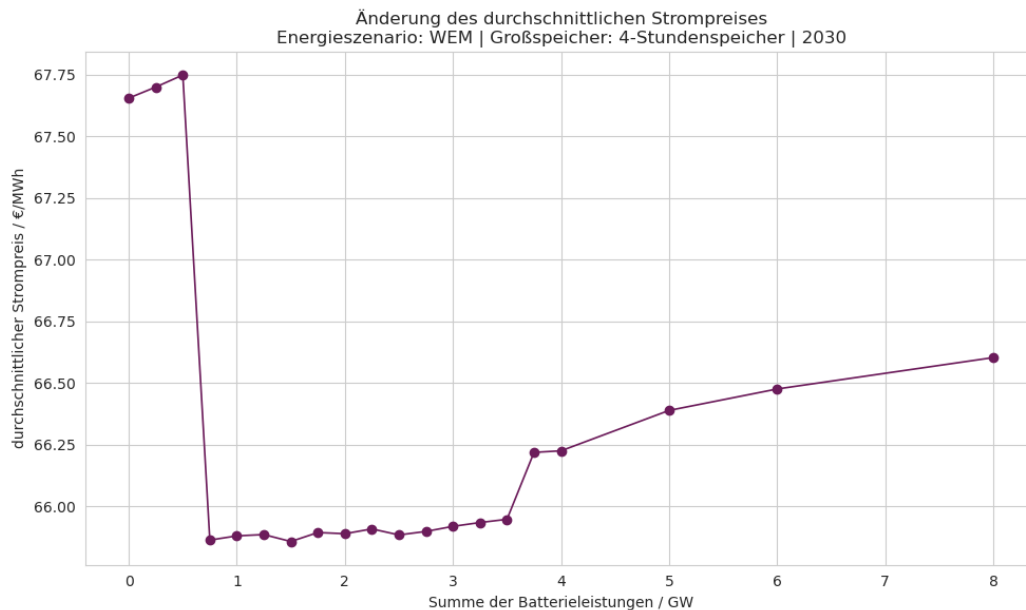


Abbildung 14: Veränderung des mittleren Strompreises bei sich ändernder Gesamtbatteriekapazität im Energieszenario WEM und 4-Stundenspeicher als Großspeicher für das Jahr 2030. Eigene Modellierung (MUL/EVT).

Für das Jahr 2040 ergeben sich ebenso Strompreisreduktionen. 2040 ist jedoch in vielen Faktoren mit Unsicherheit behaftet. Abweichungen in den Erneuerbaren ausbauplänen, den Grenzkapazitäten und den Flexibilitäten in ganz Europa sorgen dafür, dass die vorgestellte Methodik abhängig von den zugrundeliegenden Annahmen unterschiedliche Ergebnisse liefern.

Für das Energieszenario ÖNIP und der c-Rate für Großspeicher von $0,25 \text{ h}^{-1}$ ergibt sich der Verlauf wie in Abbildung 15 dargestellt. Analog zum Verhalten des Strompreises in Jahre 2030 beim Energieszenario ÖNIP sinkt der Strompreis ab einer gewissen Batteriekapazität und stabilisiert sich im dann. Die Verläufe der Energieszenarien TYNDP24 und WEM sind im Anhang (Anhang Preisänderungen bei 2-Stundenspeichern) dargestellt.

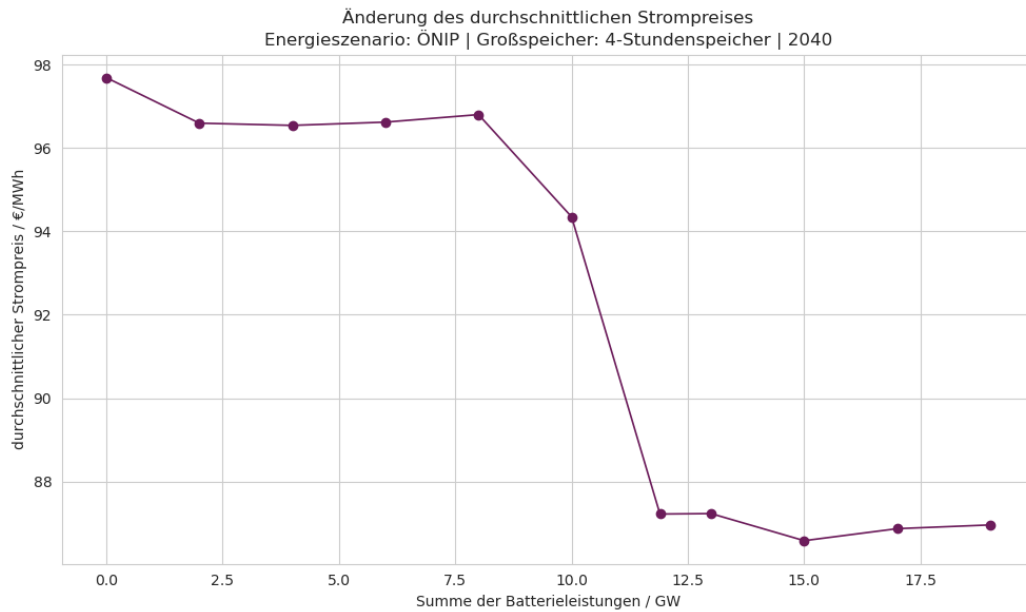


Abbildung 15: Veränderung des mittleren Strompreises bei sich ändernder Gesamtbatteriekapazität im Energieszenario ÖNIP und 4-Stundenspeicher als Großspeicher für das Jahr 2040. Eigene Modellierung (MUL/EVT).

2.3.2 Batterieeinsatz

Batterien werden in der Marktmodellierung marktorientiert eingesetzt und arbeiten so am Ziel des Gesamtkostenminimums im europäischen Energiesystem mit. In Abbildung 16 ist die Betriebsweise der Großbatterien in Österreich für die Tage von 7. bis 13. Mai dargestellt.

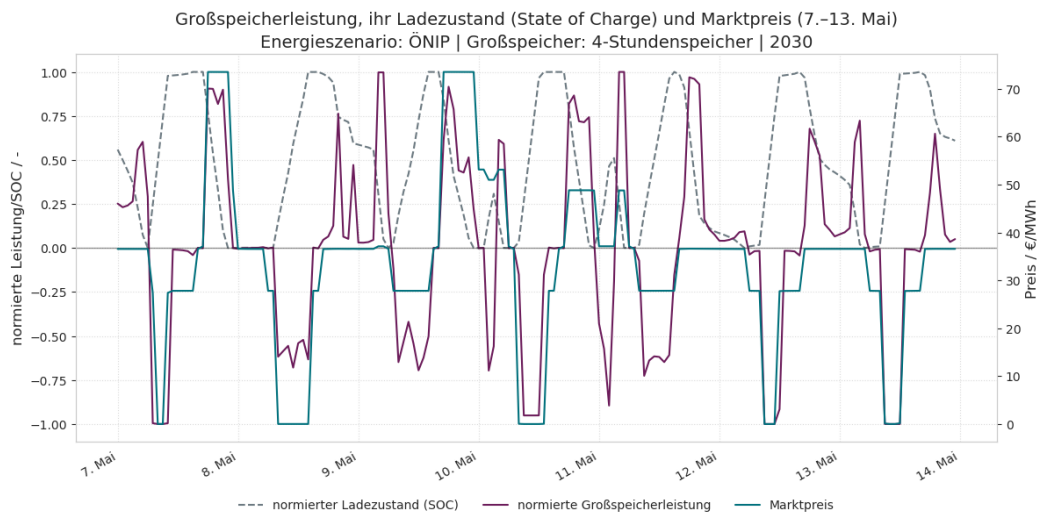


Abbildung 16: Verlauf der Leistung der Großspeicher (6,5 MW) und ihres Ladezustandes (jeweils normiert) sowie Darstellung des zeitgleichen Marktsignals im Ausschnitt vom 7. bis 13. Mai des modellierten Jahres 2030 für das Energiemengenszenario ÖNIP. Eigene Modellierung (MUL/EVT).

Die Batteriespeicher laden und entladen dabei mehrmals täglich und glätten in vielen Zeitschritten die Residuallast, insofern das Marktpreissignal mit der Residuallast übereinstimmt. Dies ist beispielhaft in Abbildung 17 gezeigt, welche die Auswirkung des Batterieeinsatzes auf die Residuallast zeigt.

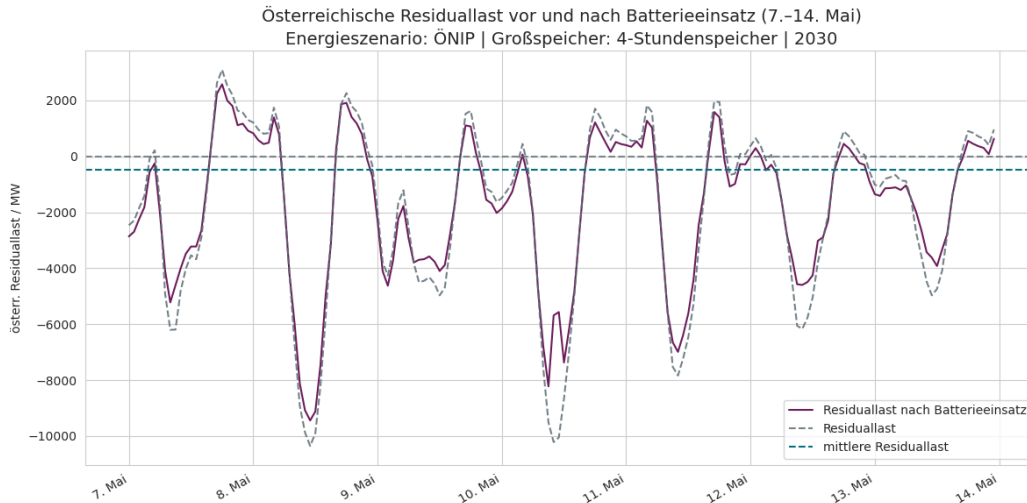


Abbildung 17: Residuallast ohne und mit Batterieeinsatz (Gesamtkapazität: 250 MW) im Ausschnitt vom 7. bis 13. Mai des modellierten Jahres 2030 für das Energiemengenszenario ÖNIP. Eigene Modellierung (MUL/EVT).

2.3.3 Bereich des Speicherzielbildes

Wie in der Methodik beschrieben, ergibt sich das Speicherzielbild als der Bereich der gesamtösterreichischen Batteriekapazitäten, in dem der Netto-Nutzen positiv ist. Dabei muss nicht zwingend der wirtschaftliche Fehlbetrag der Batterien gleich oder größer € 0,- sein, sondern kann auch negativ sein und unter Umständen auf eine negative Wirtschaftlichkeit hindeuten, solange der volkswirtschaftliche Nutzen dies ausgleicht.

Das Speicherzielbild des Jahres 2030 je Energieszenario ist in Abbildung 18, Abbildung 19 und Abbildung 20 zu erkennen. Je nach Energieszenario zeigt sich ein weiterer oder engerer Bereich. Abhängig ist dies vor allem vom Strompreisniveau in dem der mittlere Strompreis des jeweiligen Energieszenarios schwankt. Je geringer der Strompreis, desto geringer ist der Gewinn aus dem Arbitragehandel, desto weniger Batteriekapazitäten sorgen für einen negativen Netto-Nutzen.

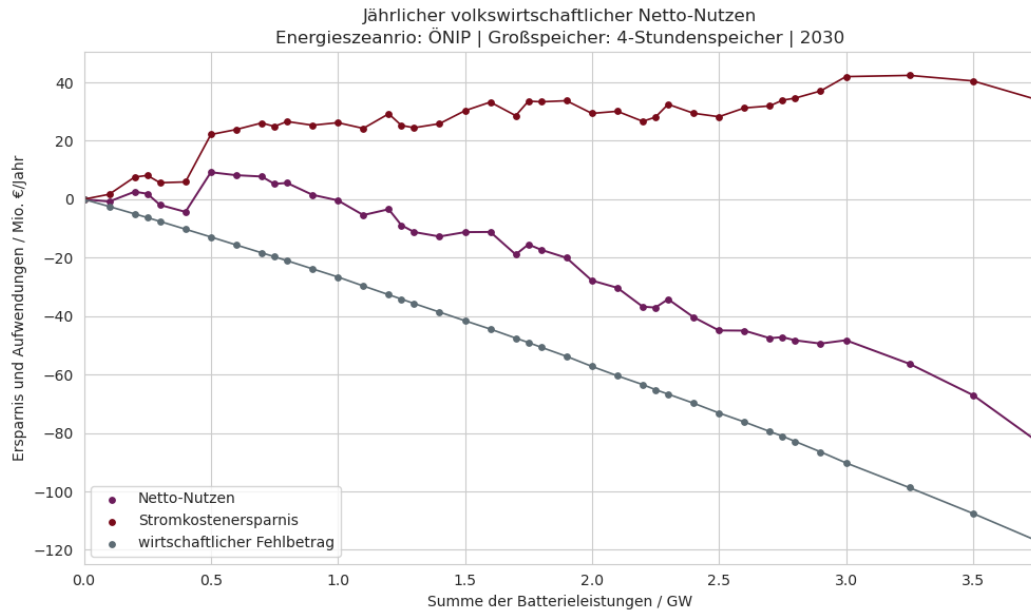


Abbildung 18: Veränderung des jährlichen volkswirtschaftlichen Netto-Nutzens durch den Einsatz von Batterien bei sich ändernder Gesamtbatteriekapazität im Energieszenario ÖNIP und 4-Stundenspeicher als Großspeicher für das Jahr 2030. Eigene Modellierung (MUL/EVT).

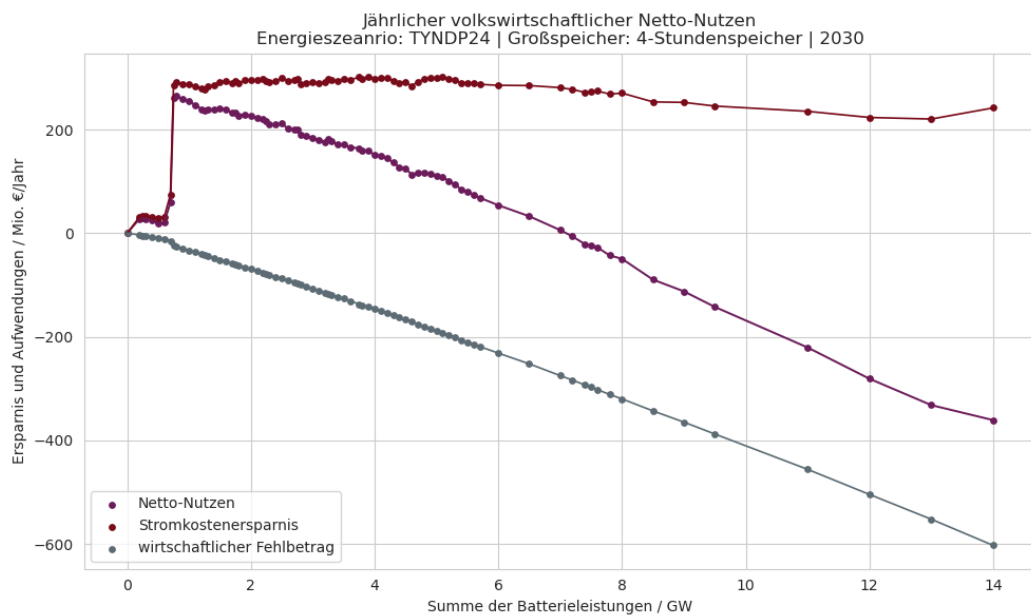


Abbildung 19: Veränderung des jährlichen volkswirtschaftlichen Netto-Nutzens durch den Einsatz von Batterien bei sich ändernder Gesamtbatteriekapazität im

Energieszenario TYNDP24 und 4-Stundenspeicher als Großspeicher für das Jahr 2030. Eigene Modellierung (MUL/EVT).

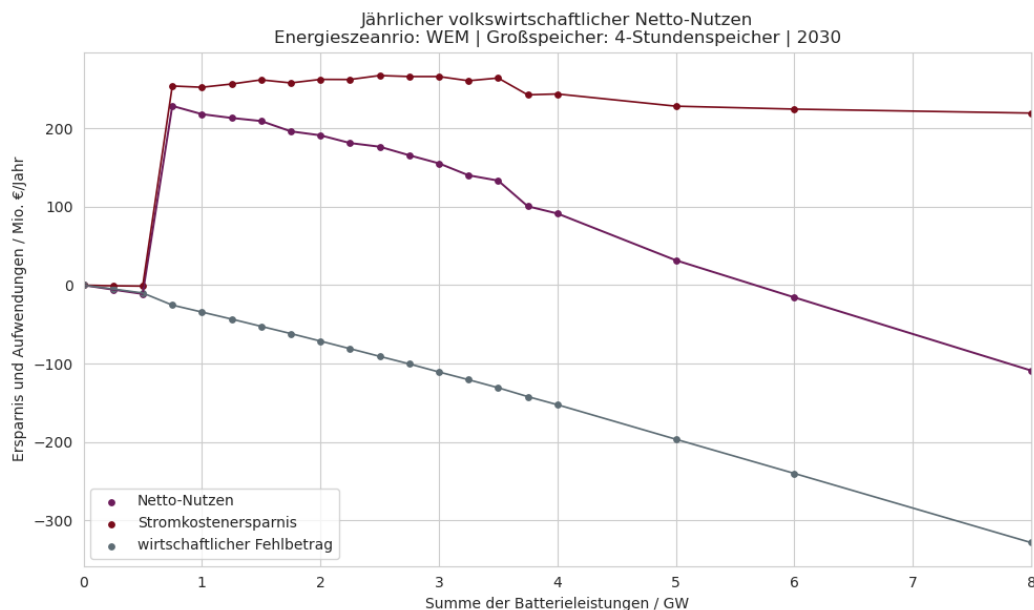


Abbildung 20: Veränderung des jährlichen volkswirtschaftlichen Netto-Nutzens durch den Einsatz von Batterien bei sich ändernder Gesamtbatteriekapazität im Energieszenario WEM und 4-Stundenspeicher als Großspeicher für das Jahr 2030. Eigene Modellierung (MUL/EVT).

Das Speicherzielbild für das Jahr 2040 zeigt einen ähnlichen Verlauf, jedoch bewegt sich die optimale Batteriekapazität in einem weiteren Kapazitätsfenster. Das Maximum erreicht der Netto-Nutzen in jedem Energieszenario jenseits von 10 GW gesamter Batterieleistung. Das Speicherzielbild des Jahres 2040 zeichnet sich durch den größeren Anteil der Großspeicher, welche geringere CAPEX aufweisen als Heimspeicher, sowie den höheren Flexibilitätsbedarf durch den Ausbau der Erneuerbaren in einem Vielfachen des Speicherzielbildes von 2030 zu jenem von 2030 aus. Die Robustheit der Ergebnisse ist jedoch aufgrund von Unsicherheiten in Bezug auf die Grenzkapazitäten, den Erneuerbarenausbau und die vorhandenen Flexibilitätskapazitäten im Rest Europas nicht gegeben, weshalb keine belastbare Aussage zu einem konkreten Speicherzielbild möglich ist. Die Ergebnisse weisen auf eine ideale Batteriekapazität jenseits der 10 GW hin.

Bei den angeführten Gesamtbatteriekapazitäten handelt es sich um zur Gänze marktorientiert betriebene Batterien. Durch diese Fahrweise ist der größte positive Effekt auf den europäischen Energie- und Strommarkt zu erwarten. Batterien, die nicht marktorientiert betrieben sind, zeigen weniger Beitrag zur Senkung der Gesamtkosten der europäischen Energieaufbringung. Beim Speicherzielbild handelt es sich demnach um den Bereich der gesamten installierten Batteriekapazität, die marktorientiert betrieben werden, sodass der Netto-Nutzen positiv ist.

Die Preisverläufe ergeben sich über ein perfect foresight, was bedeutet, dass die Optimierung zu Beginn der Optimierung sämtliche Randbedingungen wie PV-Erzeugungsprofile oder Nachfragemengen für jeden Zeitschritt des Jahres weiß. Dies verursacht weniger Volatilität durch perfekt ausgenutzte Flexibilitäten. Weiters hat dies auch zur Folge, dass kein Intradayhandel besteht.

Innerhalb des Speicherzielbildes gibt es zwei Gesamtkapazitäten, die eine spezielle Beachtung erhalten sollen:

- Das ist zum einen jene Kapazität, bei der der Netto-Nutzen am höchsten ist. Hier ist jener Punkt, an dem der Ausgleich des wirtschaftlichen Fehlbetrages sich relativ gesehen am effektivsten auf den volkswirtschaftlichen Nutzen niederschlägt, wobei der volkswirtschaftliche Nutzen, also die Ersparnis bei den Stromkosten, hier nicht maximal sein muss.
- Zum anderen ist das jene Kapazität, bei der der Netto-Nutzen nach dem Maximum wieder 0 ist. Hier ist der wirtschaftliche Fehlbetrag gleich dem volkswirtschaftlichen Nutzen. Bilanziell hätte man hier in Österreich zwar keinen Gewinn für die Volkswirtschaft aus Strommarktsicht, weil die Kosten für die Batterien abzüglich des Gewinns aus dem Arbitragehandels die allgemeinen Stromkostenersparnis einholen, jedoch sind weitere genannte möglichen Effekte (Netzentlastung bei richtigem Betrieb am richtigen Standort, Einhaltung von gemeldeten Fahrplänen etc.) hier innerhalb des Speicherzielbildes maximal.

Die angestrebte Batterieleistung, welche in Österreich marktorientiert betrieben wird, sollte aus dieser Überlegung heraus entweder die Kapazität des maximalen Netto-Nutzens oder darüber bis zur Batteriekapazität, bei der der

Netto-Nutzen gerade noch positiv ist, betragen. Je höher die Kapazität ist, desto besser könnten weitere Effekte wie lokale Netzentlastungen oder Einhaltung von Fahrplänen ausgenutzt werden. Eine komprimierte Auflistung der Ergebnisse findet sich in Tabelle 5.

Tabelle 5: Speicherzielbild des Jahres 2030 für verschiedene Energieszenarien und c-Rates von Großspeichern. Eigene Modellierung (MUL/EVT).

Energieszenario	c-Rate Großspeicher	Speicherzielbild			
		Minimum	max. Netto-Nutzen	Maximum	
	<i>1/h</i>	<i>GW</i>	<i>GW</i>	<i>GW</i>	<i>GW</i>
ÖNIP	0,25	0,20	0,50	1,20	
	0,5	0,75	1,00	1,00	
TYNDP24	0,25	0,20	0,80	7,00	
	0,5	0,25	0,90	7,60	
WEM	0,25	0,75	0,75	5,00	
	0,5	0,75	1,00	5,75	

Unabhängig vom Energieszenario bewirkt der Batterieeinsatz innerhalb des Speicherzielbildes eine Reduktion der Strompreise. Die Marktmodellierung errechnet für Österreich nicht nur einen Strompreis, wie er an der Börse entstehen würde, sondern auch vereinfacht einen Strompreis nach einem pauschalen Aufschlag von Steuern und Netzentgelten, die gemäß TYNDP24 modelliert wurden. Netzentgeltbefreiungen oder Netzkostenentwicklungen im Zusammenhang mit der Batteriekapazität wurden nicht modelliert. Eine detaillierte Ausführung hierzu findet sich im Anhang.

Tabelle 6: Einfluss des Batterieeinsatzes mit jeweils jener Batteriekapazität, die zum max. Netto-Nutzen führt, auf die Strompreise. Eigene Modellierung (MUL/EVT).

Energie-szenario	c-Rate Groß-speicher	Strompreis ohne Speicher		Preisänderung durch Batterieeinsatz	
		ohne Entgelte und Steuern	mit Entgelten und Steuern*		
	1/h	€/MWh	€/MWh	%	%
ÖNIP	0.25	61,25	207,45	-0.30	-0.09
	0.5			-0,43	-0,13
TYNDP24	0.25	65,05	211,25	-3.01	-0.95
	0.5			-3.01	-0.95
WEM	0.25	67,65	213,85	-2,65	-0,84
	0.5			-2,62	-0,83

* analog zur Modellierung dieser im TYNDP24

2.3.4 Preissensitivität

Die Kosten für die Batterien beeinflussen direkt den Netto-Nutzen, dem hohe Kosten den wirtschaftlichen Fehlbetrag steigen lassen. Ein Vergleich mit folgenden Werten aus der Literatur wie in Tabelle 7 angeführt, ergibt, dass die Kosten der Batterien für 2030 auch geringer ausfallen können. Die Zahlen der Publikation von Fraunhofer werden in weiteren Betrachtungen jeweils mit pessimistischer und mit optimistischer Kostenentwicklung zur Abschätzung des Einflusses auf das Speicherzielbild herangezogen.

Eine Analyse der Kosten für Heimspeicher für das Jahr 2025 ergab in Abhängigkeit der Kapazität im Mittel eine Bandbreite von 550 bis 750 €/kWh. Unter Annahme der c-Rate von 0,4 sind das 1.375 bis 1.875 €/kW. (BMWET & AEA, 2025) Es wird erwartet, dass dieser Wertebereich bis 2030 geringer wird. Die Annahmen des TYNDP24 für das Jahr 2030 entspricht bereits rund dem unteren Mittelwert der Kosten aus dem Jahre 2025. Deutlich höher fallen die Kosten für Heimspeicher laut der letzten Marktentwicklungsstudie zu PV-Batteriespeichersystemen des Bundesministeriums für Wirtschaft, Energie und Tourismus: Systemkosten von Heimspeichern sollen im Jahre 2024 im Mittel 706 €/kWh (exkl. MWSt) betragen, was bei Annahme einer c-Rate von 0,4 zu 2.118 €/kW führt. (Technikum Wien GmbH & BMWET, 2025)

Tabelle 7: Vergleich anderer Preisannahmen mit jenen des TYNDP24 für verschiedene Batterietypen fürs Jahr 2030. (ENTSO-E; ENTSG, 2025b; European Commission. Directorate General for Energy. et al., 2023; Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, 2024; National Renewable Energy Laboratory, 2025)

Quelle	Batterietyp	Kosten-szenario	Kosten	Veränderung zum TYNDP24	Anmerkung
-	-	-	€/kW	%	-
TYNDP24	Heimsp.		1325,63		- Ersatzinvestion nach 15 J.; für Vergleich
	Großsp.		549,-		- Lebensdauer adapt.
Fraunhofer	Heimsp.	Optimist.	394,-	-70,3	c-Rate = 1, Mittelwert aus 2024 und 2035
		Pessimist.	920,-	-30,6	
	Großsp.	Optimist.	63,50	-88,4	c-Rate = 0,66, Mittelwert aus 2024 und 2035
		Pessimist.	87,50	-84,1	
ENTEC / EU	allgemein	Pessimist.	939,13	-16,4	Höchste Erwartung, Verhältnis gemäß Modellierung 2030
NREL	Großsp.	Optimist.	590,-	+7,5	Ersatzinvestion nach 15 J.; für Vergleich Lebensdauer adapt.
		Pessimist.	345,-	-37,2	

Die Abbildung 21, Abbildung 22 und Abbildung 23 zeigen, wie das Speicherzielbild einen größeren Bereich einnimmt, wenn die Kosten geringer angenommen werden. Besonders im Energieszenario ÖNIP führt eine geänderte Kostenannahme zu einer Ausweitung des Speicherzielbildes.

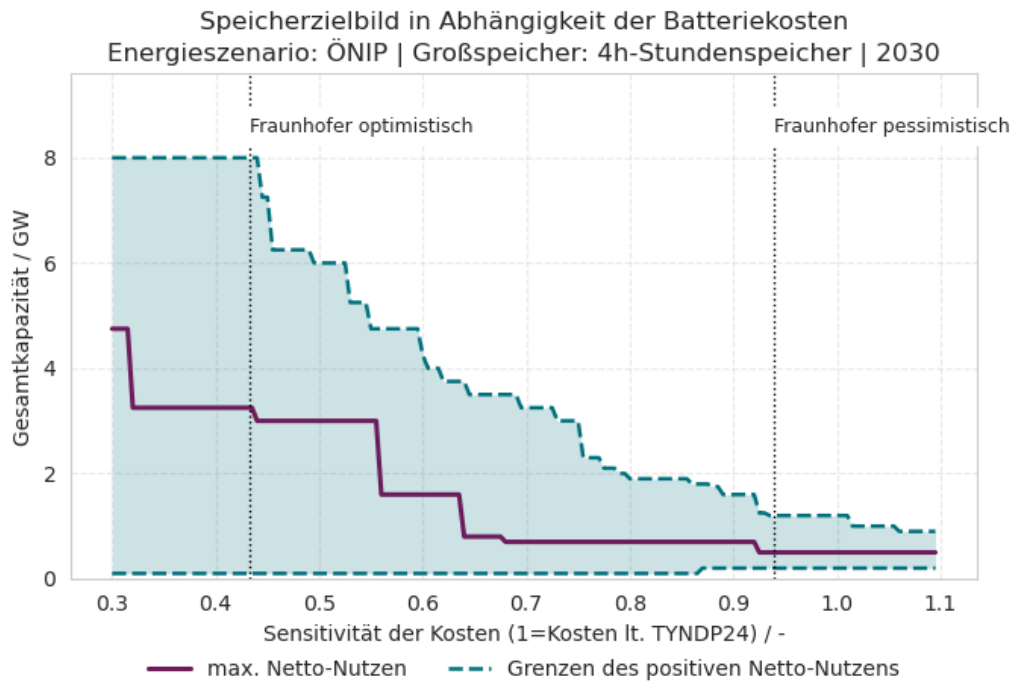


Abbildung 21: Kostensensitivität im Energieszenario ÖNIP und 4-Stundenspeicher als Großspeicher für das Jahr 2030. Sich änderndes Speicherzielbild und maximaler Netto-Nutzen in Abhängigkeit der CAPEX und OPEX für Batterien. Eigene Modellierung (MUL/EVT).

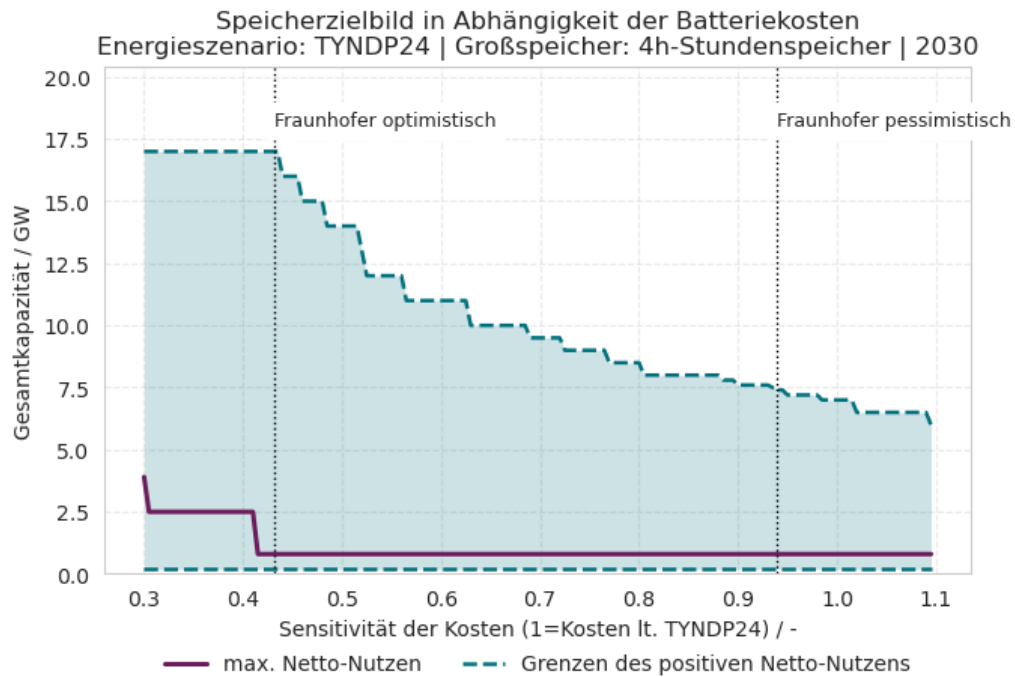


Abbildung 22: Kostensensitivität im Energieszenario TYNDP24 und 4-Stundenspeicher als Großspeicher für das Jahr 2030. Sich änderndes Speicherzielbild und maximaler Netto-Nutzen in Abhängigkeit der CAPEX und OPEX für Batterien. Eigene Modellierung (MUL/EVT).

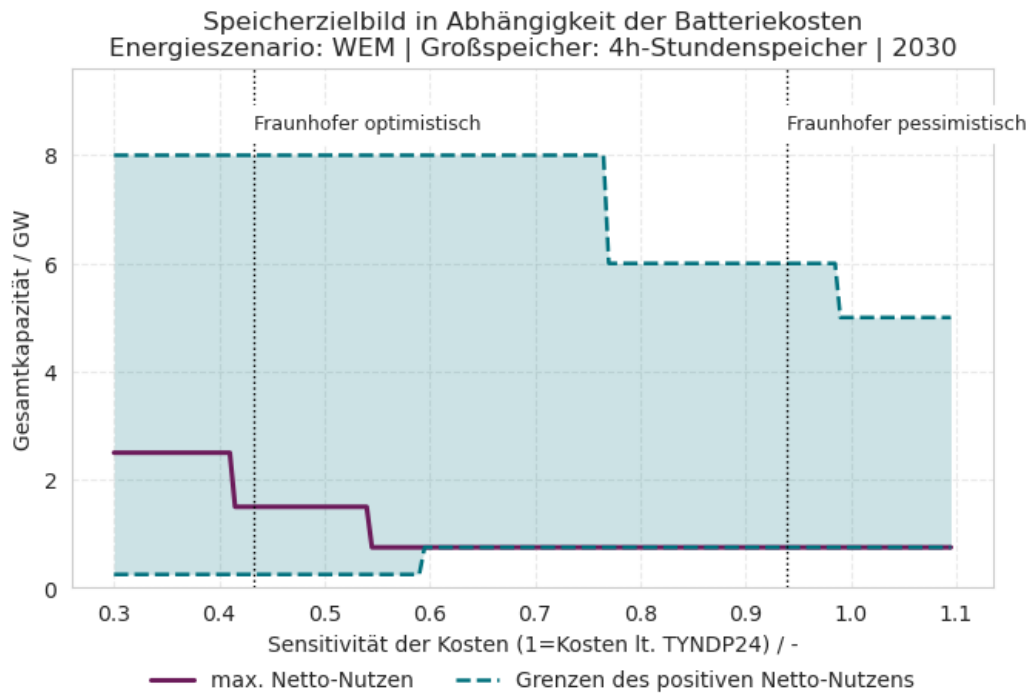


Abbildung 23: Kostensensitivität im Energieszenario WEM und 4-Stundenspeicher als Großspeicher für das Jahr 2030. Sich änderndes Speicherzielbild und maximaler Netto-Nutzen in Abhängigkeit der CAPEX und OPEX für Batterien. Eigene Modellierung (MUL/EVT).

Das Speicherzielbild, welches sich durch diese Sensitivitätsanalyse ergibt, ist in Tabelle 8 ausgewiesen.

Tabelle 8: Speicherzielbild mit Abwandlung der Kosten für Batteriespeicher.
Eigene Auswertung (MUL/EVT).

Energieszenario	Kostenannahme	Speicherzielbild		
		Minimum	max. Netto-Nutzen	Maximum
	-	GW	GW	GW
ÖNIP c-Rate: 0,25	Kosten lt. TYNDP24	0,20	0,50	1,20
	Fraunhofer pessi.	0,20	0,60	1,20
	Fraunhofer opti.	0,10	3,25	8,00
TYNDP24 c-Rate: 0,25	Kosten lt. TYNDP24	0,20	0,80	7,00
	Fraunhofer pessi.	0,20	0,80	7,50
	Fraunhofer opti.	0,20	2,50	17,00
WEM c-Rate: 0,25	Kosten lt. TYNDP24	0,75	0,75	5,00
	Fraunhofer pessi.	0,75	0,75	6,00
	Fraunhofer opti.	0,25	1,50	8,00

Um auch die Möglichkeit der geringeren Batteriekosten in den Ergebnissen abzubilden, werden auch die sich aus den optimistischen Fraunhofer-Kosten ergebenden Ergebnisse miteinbezogen.

2.3.5 Einordnung der Ergebnisse

Das Speicherzielbild legt mit seiner Methodik eine Herangehensweise fest, in welchem Bereich die optimale Batteriespeicherkapazität für Österreich für 2030 aus der Marktperspektive liegen kann. Ein Vergleich mit bestehenden Studien zeigt, dass diese Werte sich in die bisherigen Erkenntnisse, Erwartungen und Annahmen eingliedern und diese genauer spezifizieren und erweitern. Der Ansatz, die optimale Batteriekapazität über eine ausschließliche Marktmodellierung unter Verwendung eines Energiesystems mit Sektorenkopplung, ist hierzu unter den genannten Veröffentlichungen noch nicht zur Anwendung gekommen.

Die Tabelle 9 zeigt, dass abhängig vom Energieszenario bis zu 8,0 GW an Batterieleistung das Speicherzielbild nach oben begrenzen. Damit liegen alle angeführten Werte innerhalb des Speicherzielbildes. Veranschaulicht ist diese Einordnung

zudem in Abbildung 24, welches die Übereinstimmung der einzelnen Speicherzielbilder der Energieszenarien einerseits untereinander und mit den Vergleichswerten andererseits zeigt.

Tabelle 9: Vergleich der Studienergebnisse mit Erkenntnissen und Annahmen aus anderen Publikationen. (Austrian Power Grid et al., 2025; Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie, 2024; ENTSO-E; ENTSG, 2025a, 2025b; Siebenhofer et al., 2025)

Szenario	Heim-speicher	Groß-speicher	Summe	gespeicherte Energie	Zyklen	Modellierungs-ansatz
-	GW	GW	GW	TWh/Jahr	Pro Jahr	
Kernergebnisse dieser Studie						
ÖNIP max. Netto-Nutzen	0,44	0,16	0,60	0,50	280	
ÖNIP obere Grenze des Netto-Nutzens (Fraunhofer opti.)	5,92	2,08	8,00	2,50	260	Marktorientiert
TYNDP max. Netto-Nutzen	0,59	0,21	0,80	0,60	260	
TYNDP obere Grenze des Netto-Nutzens (Fraunhofer opti.)	12,58	4,42	17,00	9,61	190	Marktorientiert
Ergebnisse anderer Publikationen						
APG, PV Austria, TU Graz, d-fine 2025	3,7	1,4	5,1	3,3	300	
SpeicherPot single-node (Tagesflexbedarf) 2025			3,8	7,9	-	Residuallast
ÖNIP 2023	0	1,3	1,3	1,2	484	exogen vorgegeben
TYNDP26 (National Trends+, Konsultationsphase)	3,7	1,3	5,0	-	-	exogen vorgegeben (APG)

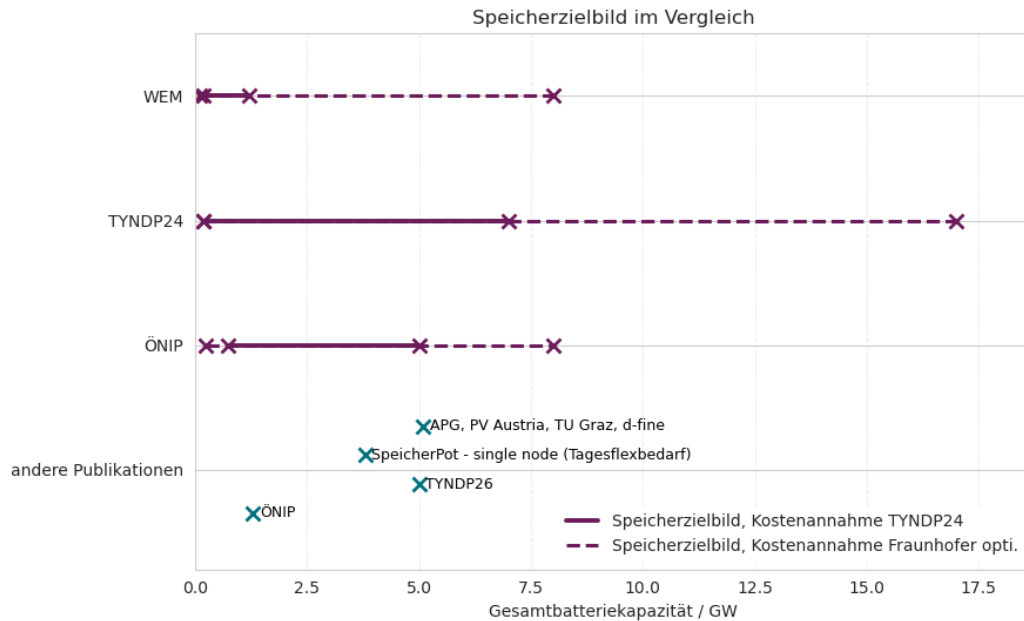


Abbildung 24: Vergleich des Speicherzielbildes mit Werten aus anderen Publikationen. Eigene Graphik (MUL/EVT). (Austrian Power Grid et al., 2025; Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie, 2024; ENTSO-E; ENTSG, 2025a; Siebenhofer et al., 2025)

Jede Modellierung geht mit Einschränkungen einher. So ist zu beachten, dass die Marktmodellierung mit einem *perfect foresight* versehen ist, was bedeutet, dass die Optimierung keine Prognoseabweichungen inkludiert. Weiters sind keine negativen Strompreise durch die Optimierung möglich, da nicht wirtschaftlich speicherbare Stromüberschüsse abgeregelt werden. Prognoseabweichungen, vor allem in der Winterzeugung, und negative Preise sind im heutigen Strommarkt jedoch der Fall und erhöhen in der Realität die Volatilität der Preiskurve, was zu einem höheren Gewinn aus Arbitragehandel führt.

Zu betonen gilt, dass es sich beim Speicherzielbild um marktorientierte Batteriekapazitäten handelt. Diese folgen einem dynamischen Strompreis und wirken auch in dessen Setzung mit. Die Nachfrage im Modell, mit Ausnahme der Nachfrage von Flexibilitäten wie Pumpspeicherkraftwerke oder Elektrolyseure, ist starr vorgegeben, weshalb diese keine marktorientierte Fahrweise aufzuweisen haben. Das Modell abstrahiert damit eine durch Speicher geänderte Residuallast,

welche einem dynamischen Einspeisetarif folgt, jedoch einen fixen Bezug unabhängig des aktuellen Preises vorsieht , dadurch verändert sich die Nachfrage nicht.

3 Zielgerichtete Fördersysteme

Zielgerichtete Fördersysteme sind entscheidend, um Speichertechnologien wie Batterien zur Marktreife zu führen und ihre Markt- sowie Netzintegration zu sichern und deren Funktionen optimal bei den großen Herausforderungen nutzen zu können. Die folgenden Kapitel analysieren die Wirtschaftlichkeit und nehmen Bezug auf das Speicherzielbild, leiten daraus den Bedarf an Förderungen ab und empfehlen Vorgangsweisen, mit dem Ziel, dies praxisnahe sowie für Fördergeber und Fördernehmer gleichermaßen effizient und nutzbar zu gestalten.

Weiters werden Aspekte, die für einen effizienten Umbau des Energiesystems unterstützend sind und über Förderungen umgesetzt werden können, analysiert, insbesondere im Bereich der Erhöhung der Systemnützlichkeit von Speichern. Großspeicher und Heimspeicher werden separat betrachtet, da es signifikante Unterschiede in der Herangehensweise der Akteur:innen und in den Rahmenbedingungen gibt.

3.1 Großspeicher

Unter Großspeichern werden hier alle Speicher betrachtet, die nicht Heimspeicher sind bzw. über der Größengrenze von 100 kWh Speicherinhalt (Begründung siehe Abschnitt 3.2) liegen, typischerweise im Bereich von einem halben bis mehreren MWh.

3.1.1 Wirtschaftlichkeit von Großspeicherinvestitionen

Zur Bestimmung des Förderbedarfs für Stromspeicher wurden zunächst Wirtschaftlichkeitsanalysen auf Anlagenebene durchgeführt. Ziel war es, eine möglichst realitätsnahe und praxisorientierte Investitionsrechnung abzubilden. Als zentrale KPIs für die Wirtschaftlichkeit wurden die Internal Rate of Return (IRR) und der Net Present Value (NPV) ausgewählt.

$$0 = NPV = \sum_{t=1}^T \frac{C_t}{(1 + IRR)^t} - C_0$$

C_t = Zahlungsstrom für Periode t

C_0 = Anfangsinvestition

t = Anzahl der Zeitperioden

Abbildung 25 Berechnungsformel von NPV und IRR

Der NPV und die IRR dienen zur Bewertung der wirtschaftlichen Attraktivität einer Investition über ihren gesamten Betrachtungszeitraum. Der NPV gibt den heutigen Wert aller zukünftigen, diskontierten Zahlungsströme einer Investition abzüglich der Anfangsinvestition an. Ein positiver NPV zeigt an, dass die Investition unter Berücksichtigung der Kapitalkosten einen wirtschaftlichen Mehrwert generiert. Die IRR beschreibt hingegen diejenige Diskontierungsrate, bei der der NPV genau null wird, und entspricht somit der impliziten Rendite der Investition. Liegt die IRR über der geforderten Mindestverzinsung bzw. den Kapitalkosten, gilt die Investition als wirtschaftlich vorteilhaft. Beide Kennzahlen ermöglichen somit eine konsistente Bewertung der Rentabilität von Speicherinvestitionen unter Berücksichtigung der zeitlichen Struktur der Zahlungsströme.

Es ist zu betonen, dass stets lediglich die Wirtschaftlichkeit der Speicherinvestition betrachtet wird. Das heißt die zusätzlichen Erlöse bei Hinzunahme eines Speichers werden den Kosten gegenübergestellt. Im Falle von Co-location Speichern heißt dies beispielsweise, dass das Delta zwischen einer Erzeugungsanlage ohne Speicher und einer Erzeugungsanlage mit Speicher betrachtet wird.

3.1.1.1 Speichervermarktung und Modellierungsansatz

Speichervermarktung

Aufgrund ihrer hohen betrieblichen Flexibilität können Stromspeicher grundsätzlich über die gesamte Bandbreite der Strommärkte vermarktet werden. Im Rah-

men des sogenannten *Value Stackings* ist es möglich, Speicherkapazitäten parallel in unterschiedlichen Marktsegmenten einzusetzen und dadurch im Vergleich zu einer ausschließlichen Einzelvermarktung zusätzliche Erlöspotenziale zu erschließen.

Neben dem Day-Ahead-Markt (DA) als volumenmäßig größtem Segment des Stromhandels sind insbesondere der Intradaymarkt, sowie die Regelenenergiemärkte von Bedeutung für die wirtschaftliche Nutzung von Speichern. Wie in Abbildung 26 Gegensatz von Marktgröße und wirtschaftlicher Attraktivität von Energiemärkten (adaptiert von Emiel van Druten, 2025) dargestellt, nimmt die Marktgröße vom Day-Ahead- über den Intraday- bis hin zum Regelenenergiemarkt kontinuierlich ab, während sich die wirtschaftliche Attraktivität tendenziell gegenläufig entwickelt. Während der Day-Ahead-Markt durch hohe Handelsvolumina gekennzeichnet ist, sind die erzielbaren spezifischen Erlöse dort vergleichsweise begrenzt. Demgegenüber weisen die deutlich kleineren Regelenenergiemärkte aufgrund höherer Preisniveaus und Vergütungsmechanismen eine überproportional hohe wirtschaftliche Attraktivität für Speicherbetreiber:innen auf. Die Intradaymärkte positionieren sich dabei zwischen diesen beiden Extremen und vereinen mittlere Handelsvolumina mit vergleichsweise erhöhten Erlösmöglichkeiten infolge kurzfristiger Preisvolatilitäten.



Abbildung 26 Gegensatz von Marktgröße und wirtschaftlicher Attraktivität von Energiemärkten (adaptiert von Emiel van Druten, 2025)

Im Rahmen der Bewertung des Förderbedarfs steht die Frage im Mittelpunkt, ob die potenziell erzielbaren Markterlöse eine breit angelegte Refinanzierung der im Speicherzielbild (siehe Kapitel 2) ermittelten Speicherbedarfe ermöglichen. Neben der wirtschaftlichen Attraktivität einzelner Geschäftsmodelle ist hierbei insbesondere die verfügbare Marktgröße von Bedeutung, da diese ausreichend dimensioniert sein muss, um die erforderlichen Speicherkapazitäten systematisch zu integrieren. Für den Bereich der Regelenenergie erscheint dies aus Sicht der Autoren für zukünftige Speichermengen nicht gegeben. Im Jahr 2024 wurden in Österreich lediglich ± 225 MW an Sekundärregelleistung ausgeschrieben². Dieses Marktvolumen ist deutlich zu gering, um eine umfassende Refinanzierung breiter Flexibilitätsoptionen zu ermöglichen. Vor diesem Hintergrund werden Erlöse aus der Bereitstellung von Regelenenergie im Rahmen der vorliegenden Studie nicht berücksichtigt. Diese Vorgehensweise stellt im Status Quo ausdrücklich eine konservative, zukunftsorientierte Annahme dar. Sie wird jedoch, auch vor dem Hintergrund einer möglichen parallelen Preisglättung bei größeren Flexibilitätsvolumen als sinnvoll angesehen.

² <https://markt.appg.at/netz/netzregelung/sekundaerregelung/>

Anders verhält es sich mit dem Intradaymarkt, dessen Größe als ausreichend eingeschätzt wird. Die quantitative Abbildung dieser Erlöse ist jedoch methodisch anspruchsvoll, da der Intraday-Handel als kontinuierlicher pay-as-bid-Markt organisiert ist und kurzfristige Preisdynamiken, sowie hochfrequente Handelsstrategien eine zentrale Rolle spielen. Eine präzise Modellierung auf Basis energiewirtschaftlicher Dispatchmodelle ist daher schwer möglich. Vor diesem Hintergrund wurde in Abstimmung mit dem Auftraggeber und unter Plausibilisierung durch Praxispartner ein anderer Ansatz gewählt. Intraday-Erlöse werden als proportionaler Aufschlag auf die im Modell ermittelten Day-Ahead-Erlöse abgebildet. Der hierfür verwendete Faktor (folgend „Intraday Faktor“) wurde aus einer Kombination institutsinterner Evidenz aus AIT-Projekten sowie öffentlich zugänglicher Literatur und Marktanalysen abgeleitet und wird im Ergebnis aus durchaus belastbar eingestuft. Die herangezogenen Quellen und die daraus abgeleiteten Werte sind in Tabelle 10 zusammengefasst.

Tabelle 10 Übersicht über Intradayerlöse im Vergleich zu Day-Ahead in verschiedenen Quellen

Quelle	Wert (Faktor mal Day Ahead Erlöse)	Kommentar
Fraunhofer SCAI & RIVACON GmbH³	DA vs. ID + DA: 1.51	Durchschnitt über Speichergrößen, eigene Berechnung aus Tabelle 5
Kyos für TenneT NL⁴	DA vs. ID: 3	Modellierte Ergebnisse für 2023 und 2024
Modo Energy⁵	DA vs. DA + ID: 1.8-1.96	Vergleich reiner Day-Ahead Vermarktung mit zusätzlicher Intradayvermarktung
Eera Consulting⁶	DA vs. Intraday + DA: 1.73 DA vs. Cross-market: 2.79	Backtesting für deutsche Strommärkte
battery-charts.de (RWTH Aachen)⁷	DA vs. Intraday Continuous: 1.76 DA vs. Cross-market: 3.04	Eigene Berechnung anhand eines Datendownloads für Jan-Dez 2025, Werte für Deutschland
Öko+ Fachmagazin⁸	DA vs. ID + Sekundärregelreserve: 3-5	AIT Beitrag basierend auf Erfahrungswerten

Aus den ausgewerteten Quellen lässt sich für den Faktor zur Berücksichtigung von Intraday-Erlösen ein Korridor von etwa 1,5 bis 3 (Steigerung der Erlöse um 50-200%) im Verhältnis zu den Day-Ahead-Erlösen ableiten. Bei marktübergreifenden Optimierungsstrategien (Cross-Market-Optimierung) werden in Einzelfällen auch Faktoren von bis zu 5 berichtet.

Aufgrund der hohen Projektspezifität von Speicherinvestitionen sowie bestehender operativer, regulatorischer und marktseitiger Umsetzungsbarrieren wurde für die vorliegenden Wirtschaftlichkeitsberechnungen ein Intraday-Faktor von

³ <https://arxiv.org/html/2510.01956v2>

⁴ <https://tennet-drupal.s3.eu-central-1.amazonaws.com/default/2026-01/KYOS%20Battery%20Study%20-%20Landscape%20report.pdf>

⁵ <https://modoenergy.com/research/de/intraday-day-ahead-power-trading-revenue-spread-churn-battery-energy-storage>

⁶ <https://www.eera-consulting.de/battery-beats/erloese-stand-alone-2025>

⁷ <https://battery-charts.de/revenue-index/>

⁸ <https://www.wko.at/oe/umwelt/oeko-plus-2-2025.pdf#page=44>

1,5 angesetzt. Darüber hinaus wurden in anderen Modellannahmen bereits teilweise weniger konservative Parameter berücksichtigt, sodass insgesamt ein ausgewogenes Annahmenset gewährleistet bleibt. Der gewählte Faktor stellt somit eine bewusst konservative Einschätzung der Intraday-Erlöspotenziale dar und trägt in Kombination mit den übrigen Annahmen zu einer insgesamt realitätsnahen und robusten Bewertung der Wirtschaftlichkeit bei.

Modellierungsansatz

Die Wirtschaftlichkeitsmodellierungen wurden mit dem am AIT entwickelten Open Source Framework IESopt⁹ durchgeführt. Dabei wurden verschiedene Anlagenkombinationen wie in den entsprechenden Kapiteln spezifiziert abgebildet und der Speicherbetrieb anhand einer linearen Optimierung mit Perfect Foresight in Bezug auf Day Ahead Preise optimiert. Die sich ergebenden Day Ahead Vermarktungserlöse wurden anschließend mit dem Intradayfaktor von 1,5 multipliziert (i.e. um 50% erhöht) und zur beschriebenen Berechnung der Wirtschaftlichkeits KPIs NPV und IRR verwendet. Eine weitere Spezifikation der Parameter erfolgt entsprechend in den folgenden Kapiteln.

3.1.1.2 Zentrale Parameter und Annahmen für die Großspeicher Wirtschaftlichkeitsmodellierungen

Im Rahmen der vorliegenden Studie erfolgte die Parametrisierung der Wirtschaftlichkeitsrechnungen auf Grundlage belastbarer und wissenschaftlich fundierter Quellen. Für Parameter, deren Festlegung mit erhöhten Unsicherheiten verbunden ist, wurden Sensitivitätsanalysen durchgeführt, um die Auswirkungen variierender Annahmen systematisch abzubilden. Hierzu wurden relevante Einflussgrößen gezielt variiert und die resultierenden Effekte im Sinne einer robusten Gesamtbewertung vergleichend analysiert. Im Folgenden werden die grundlegenden Annahmen der Wirtschaftlichkeitsrechnungen für Großspeicher dargestellt. Annahmen zu Capex, Opex und Lebensdauer der Batteriespeicher wurden aus Kapitel 1 TYNDP 2024 übernommen. Eine Zusammenfassung aller relevanter

⁹ <https://www.ait.ac.at/themen/flexibilitaet-geschaeftsmodelle/projekte/iesopt>

allgemeiner Annahmen sind in Tabelle 11 und ergänzende Annahmen für Co-location in Tabelle 12 am Ende dieses Unterkapitels dargestellt.

Strompreise

Die Wirtschaftlichkeitsrechnungen wurden auf Jahresbasis durchgeführt und zielen darauf ab, die Wirtschaftlichkeit von Speicherinvestitionen im Status quo zum Zeitpunkt der Studierenerstellung abzubilden. Entsprechend wurden für sämtliche Eingangsparameter die jeweils aktuellsten verfügbaren Datenquellen herangezogen. Für die Abbildung der Strommarktpreise wurden stündlich aufgelöste Großhandelsstrompreise für Österreich aus dem Jahr 2025 verwendet. Wie in Abbildung 27 dargestellt, kann das Jahr 2025 dabei bezogen auf die Verteilung der Day-Ahead Preise als ein normales angesehen werden.

VERTEILUNG DER DAY-AHEAD PREISE ÖSTERREICH (EPEX-SPOT)

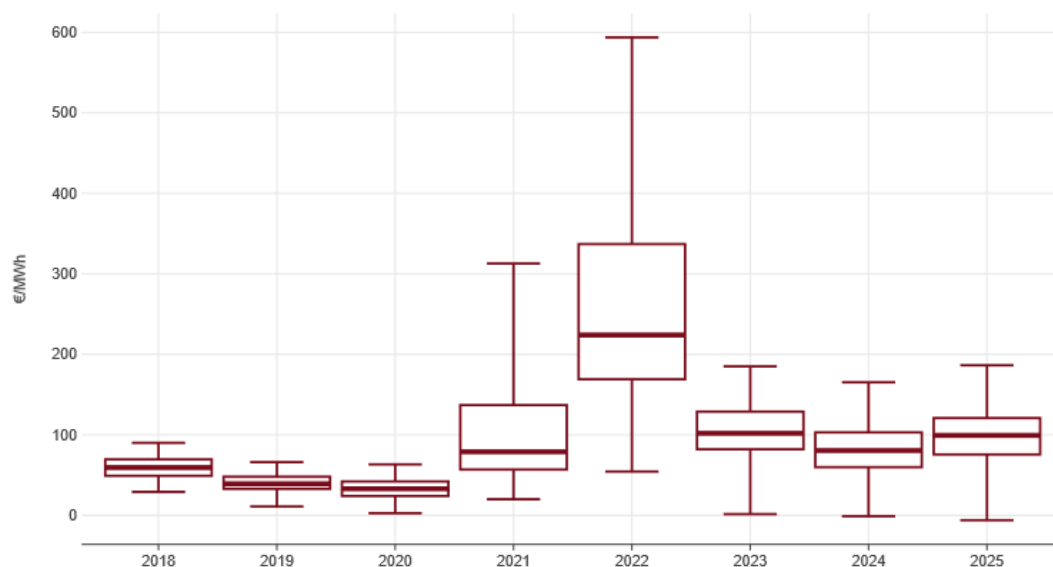


Abbildung 27 Verteilung der Day-Ahead Preise für Österreich (EPEX-Spot) über die vergangenen Jahre (eigene Darstellung auf Basis von Daten der EPEX-Spot)

In Anhang 7.6.1 ist zudem eine Übersicht über die Verteilung der täglichen Spreads, sowie der negativen Stunden und ihrer Tageszeiten abgebildet. Auch hier sind die Verteilungen stark geprägt durch geopolitisch beeinflussten Jahre 2021 und 2022. Klammert man diese aus ist eine steigende Tendenz bei Spreads und negativen Stunden zu sehen zu erkennen, wodurch 2025 in der zurückschau

überdurchschnittlich wirkt. Dies kann aufgrund des Erneuerbaren Ausbaus aber ein fortlaufender Trend sein, welchem wiederum potenzielle Kannibalisierungseffekte bei größeren Flexibilitätsvolumina entgegenwirken. Zukünftige Preisentwicklungen sind naturgemäß mit Unsicherheiten behaftet, insgesamt wird 2025 jedoch als ein normales und damit für die Analyse geeignetes Jahr beurteilt.

Systemnutzungsentgelte

Eine rechtliche Einordnung der Systemnutzungsentgelte für Speicher findet sich im Kapitel 6.3. Zum Zeitpunkt der Studienerstellung lag die Novelle 2026 der Systemnutzungsentgelte-Verordnung (SNE-V)¹⁰ bereits vor und wurde daher als Referenzrahmen herangezogen. Da sich die Netzentgelte zwischen den einzelnen Netzgebieten unterscheiden, wurde das Netzgebiet Salzburg als repräsentativer Durchschnittsfall ausgewählt (für die Berechnung siehe Anhang 7.6.6). Berücksichtigt wurden in den Wirtschaftlichkeitsmodellierungen insbesondere die Entgeltkomponenten Netznutzungsentgelt und Netzverlustentgelt, welche gemeinsam rund 80 % der laufenden Netzkosten abbilden¹¹. Zudem wurden das Systemdienstleistungsentgelt für Erzeuger >5MW mit 0,08 ct/kWh abgebildet.

Eine zentrale Fragestellung im Zusammenhang mit Stromspeichern betrifft die mögliche Befreiung von Speicheranlagen von Netznutzungs- und Netzverlustentgelten unter Berücksichtigung eines systemdienlichen Betriebs gemäß § 127 Abs. 3 ElWG. Die konkrete Ausgestaltung der Kriterien zur Einstufung eines systemdienlichen Betriebs liegt in der Zuständigkeit der E-Control und war zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Studie noch ausständig. Um die daraus resultierenden regulatorischen Unsicherheiten dennoch angemessen in der Wirtschaftlichkeitsbewertung abzubilden, wurden zwei Szenarien berücksichtigt: ein Referenzszenario ohne Entgeltbefreiung sowie ein Szenario mit pauschaler Befreiung von Netznutzungs- und Netzverlustentgelten (folgend „Szenario mit pauschaler ElWG Befreiung“). Auf diese Weise wird der gesamte plausible Ergebniskorridor möglicher regulatorischer Ausgestaltungen in der Analyse abgedeckt.

¹⁰ https://www.e-control.at/documents/1785851/0/BGBLA_2025_II_305.pdf/2f26c422-bc89-1e90-75e3-ec7ee1be9efe?t=1766135234748

¹¹ <https://www.e-control.at/taetigkeitsbericht-2025-online/entwicklung-der-netzentgelte>

Die Ermittlung der Netzanschlusskosten lag außerhalb des Untersuchungsumfangs dieser Studie. Diese werden projektspezifisch durch den jeweiligen Netzbetreiber festgelegt und weisen daher eine hohe standort- und anlagenspezifische Variabilität auf. Darüber hinaus bestehen signifikante Unterschiede zwischen Stand-alone-Speichern und Co-location-Konfigurationen. Wie in Kapitel 6.3.4 dargestellt, ist das Netzanschlussentgelt getrennt nach Energieflussrichtungen zu betrachten. Bei Stand-alone-Speichern fällt das Anschlussentgelt grundsätzlich für beide Richtungen (Bezug und Einspeisung) an. Im Fall von Co-location-Anlagen ist im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsbewertung hingegen typischerweise lediglich die zusätzlich erforderliche Bezugsrichtung zu berücksichtigen. Für erneuerbare Erzeugungsanlagen gelten zudem pauschalisierte Netzanschlussentgelte gemäß § 130 Abs. 5 iVm Anlage V ElWG. Wird ein Speicher nachträglich an eine bestehende Erzeugungsanlage angebunden, sind gemäß Speicherleitfaden der E-Control¹² ausschließlich jene tatsächlichen netzseitigen Anpassungen zu entrichten, die durch die Erweiterung verursacht werden. Diese sind im Einzelfall zu prüfen und können abhängig von der konkreten Netzsituation auch entfallen. Aufgrund der eingeschränkten Generalisierbarkeit werden Netzanschlusskosten in der vorliegenden Analyse nicht explizit quantifiziert. Stattdessen wird durch konservative Annahmen in anderen Parametern (insbesondere dem konservativ gewählten Intraday Faktors) eine robuste und realitätsnahe Gesamtbewertung der Speicherwirtschaftlichkeit sichergestellt.

Verhältnis Speicherkapazität zu Speicherleistung

Im Rahmen der Analyse wurden Batteriespeicher mit Entladedauern von sowohl zwei als auch vier Stunden betrachtet. Die Annahmen zu Vier-Stunden-Speichern orientieren sich am TYNDP 2024, dessen Szenarien einen zentralen Referenzrahmen für die zuvor dargestellte Systemmodellierung bilden. Ergebnisse der Begleitforschung zu Großbatteriespeichern (Rupert Wychera & Johannes Kathan, 2025) weisen zudem für Österreich auf eine derzeit breite Marktdurchdringung von Zwei-Stunden-Speichern hin. Die im Rahmen dieser Studie durchgeführten Expertengespräche sowie der Austausch mit Praxispartnern bestätigen, dass die

¹² <https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/Diskussionspapier+Speicher+und+Hybridanlagen+-+E-Control.pdf/614e1278-ea1c-1369-9a4a-e86c977652f5?t=1741275233528>

Betrachtung beider Auslegungsvarianten eine sachgerechte Abbildung aktueller und absehbarer Marktentwicklungen ermöglicht.

Zinsannahme

Ein zentraler Parameter im Rahmen der Investitionsrechnung stellen die Weighted Average Cost of Capital (WACC) dar. Der WACC beschreibt die durchschnittlichen Kapitalkosten eines Unternehmens und wird als Diskontierungszinssatz zur Abzinsung zukünftiger Cashflows im Zuge der Bewertung von Investitionsprojekten herangezogen. Er geht damit unmittelbar in die Berechnung des NPVs ein. Im Kontext der IRR fungiert der WACC zudem als Referenzgröße, ab deren Überschreitung eine Investition als wirtschaftlich vorteilhaft gilt. In der vorliegenden Studie wurde ein WACC in Höhe von 7% angesetzt. Dies stellt einen üblichen Wert dar, der in ähnlicher Höhe auch im kürzlich veröffentlichten 3. EAG Evaluierungsbericht (BMWET & AEA, 2025) verwendet wurde.

Co-location Parameter

Für die Wirtschaftlichkeitsmodellierungen von Co-location-Konfigurationen wurden ergänzend zu den allgemeinen Speicherannahmen Parameter und Szenarien definiert, um unterschiedliche technische Umsetzungen, sowie regulatorische Rahmenbedingungen abzubilden. Das Verhältnis von installierter Speicherkapazität zur Erzeugungskapazität wurde mit Faktoren von 0.5, 1, 2 und 5 variiert und deckt damit ein breites Spektrum von Speicherdimensionierungen ab. Die zugrunde liegenden Einspeiseprofile für Photovoltaik- und Windkraftanlagen basieren auf nationalen Erzeugungsdaten für Österreich und wurden auf die installierte Leistung von Wind und PV in den jeweiligen Szenarien skaliert.¹³

Zudem wurden Szenarien verglichen in denen die Marktprämie bei Einspeisung erneuerbarer Energie nach Zwischenspeicherung erhalten bleibt oder entfällt. Eine rechtliche Einordnung der Thematik erfolgt in 6.3.11 und wird in Kapitel 3.1.1.8 energiewirtschaftlich diskutiert. Im Falle der Möglichkeit von Netzbezug und Erhalt der Marktprämie (Mischstrom im Speicher) wurden in der Modellierung zwei synthetische Speicher implementiert, deren gespeicherte Energie und Ladeleistung durch die Kapazität des realen Speichers begrenzt waren. So wurde

¹³ <https://transparency.apg.at/erzeugung-nach-typ/chart?resolution=PT15M&language=German>

sichergestellt, dass die Energiemengen präzise differenziert werden und bei Einspeisung aus dem Speicher die Marktprämie nur für den entsprechenden Anteil des erneuerbaren Stroms aus der co-located Erzeugungsanlage gezahlt wird. Als Erlösaannahme wurden Marktprämien von 8,98 ct/kWh für Photovoltaik, sowie 10,08 ct/kWh für Windenergie angesetzt, entsprechend den Höchstwerten des Jahres 2025. Im Verlauf der Studie wurden neue Werte für 2026 bekannt gegeben¹⁴, welche mit 7,77 ct/kWh für PV und 9,92 ct/kWh für Wind also etwas geringer ausfallen und die Wirtschaftlichkeit negativ beeinflussen. Zur Berücksichtigung regulatorischer Unsicherheiten wurde zudem ein Entfall der Marktprämie nach einer und nach sechs aufeinanderfolgenden Stunden negativer Strompreise modelliert.

Darüber hinaus wurden Szenarien mit und ohne zusätzlichen Netzbezug untersucht. Ergänzend wurden Hybridpark-Konfigurationen mit unterschiedlichen Anteilen von Wind- und PV-Erzeugung (30/70, 50/50 sowie 70/30) analysiert, um deren Auswirkungen auf Speicherbetrieb und Wirtschaftlichkeit systematisch zu bewerten.

Weitere Parameter:

- Der Wirkungsgrad für die Stromspeicherung wurde auf 92% (90-95% nach (Shahzad et al., 2024) festgelegt.
- Der Versorgungsinfrastrukturbeitrag wurde auf 0,05 ct/kWh festgelegt (Höchstmaß EIWG)
- Erneuerbaren Förderpauschale¹⁵ für Netzebene 5: 8.992,14€
- Erneuerbaren-Förderbeitrag¹⁶ Netzebene 5: 6,796 €/kW (Netznutzungsentgelt (Leistung)); 0,179 Cent/kWh (Netznutzungsentgelt (Arbeit)); 0,02 (Cent/kWh Netzverlustentgelt)

¹⁴ https://www.oem-ag.at/fileadmin/user_upload/Dokumente/gesetze/EAG-Marktpraemienverordnung_Fassung_vom_19.01.2026.pdf

¹⁵

https://www.ris.bka.gv.at/Dokumente/BgblAuth/BGBLA_2024_II_416/BGBLA_2024_II_416.pdf

¹⁶

https://www.ris.bka.gv.at/Dokumente/BgblAuth/BGBLA_2024_II_419/BGBLA_2024_II_419.pdf

Zusammenfassung

Tabelle 11 fasst die wesentlichen Annahmen für die Wirtschaftlichkeitsmodellierungen für Großspeicher zusammen.

Tabelle 11 Zusammenfassung der Annahmen für die Wirtschaftlichkeit von Großspeichern

Parameter	Annahme / Umsetzung	Kommentar
CAPEX	311,82 €/kWh (2h-Speicher) 251,30 €/kWh (4h-Speicher)	TYNDP 2024, konsistent mit Systemmodellierung
OPEX	7,80 €/kWh/a (2h-Speicher) 6,33 €/kWh/a (4h-Speicher)	TYNDP 2024, konsistent mit Systemmodellierung
Lebensdauer Batterie	15 Jahre	
Intraday Vermarktung	Einbezug über einen Faktor von 1,5 (+50%) auf Erlöse aus Day-Ahead Vermarktung	Konservative Abschätzung aus Literatur und AIT Erfahrungswerten, Regelenenergiemarkt als zu klein für breite Finanzierung von Flexibilitäten eingestuft
Systemnutzungsentgelte	Einbezug von Netznutzungs- & Netzverlustentgelten aus SNE-V 2026, Szenarios für volle Befreiung und ohne Befreiung	Netznutzungs- & Netzverlustentgelte machen ca. 80% der laufenden SNEs aus. Befreiung: Praktische Umsetzung ausstehend, Szenarien zeigen möglichen Korridor
Verhältnis Speicherkapazität zu Speicherleistung [h-Speicher]	2h, 4h	Gängige Speichergrößen in der Praxis und in gesichteten Quellen
Zinsannahme (WACC)	7%	Gängiger Praxiswert u.a. verwendet in 3. EAG Gutachten
Wirkungsgrad Speicher	92%	Technische Spezifikation
Netzebene	Netzebene 5	

Zusätzlich wurden für Co-location Berechnungen die in Tabelle 12 ergänzenden Parameter und Szenarien definiert.

Tabelle 12 Ergänzende Parameter & Szenarien für Co-location Großspeicher

Parameter	Werte / Szenarien
Speicherkapazität / Erzeugungskapazität	0.5, 1, 2, 5
Höhe Marktprämie PV	8,98 ct/kWh (Höchstwert 2025)
Höhe Marktprämie Wind	10,08 ct/kWh (Höchstwert 2025)
PV & Windprofile	Skaliert aus nationalen Erzeugungsdaten (APG) 2025
Marktprämie Regel Entfall nach wieviel negativen Stunden	1h, 6h
Netzbezug möglich	Ja / nein
Marktprämie bei Zwischenspeicherung	Erhalt / Verlust
Hybridparks Wind / PV Verhältnisse	30/70, 50/50, 70/30

Nicht berücksichtigt wurden:

- Systemnutzungsentgelte außer Netznutzungs- & Netzverlustentgelten (insb. Netzanschlusskosten)
- Technische Degradation
- Standbyverluste

Die Wirtschaftlichkeitsmodellierung basiert auf einem bewusst ausgewogenen Annahmenset, das sowohl potenziell überschätzende als auch unterschätzende Effekte systematisch berücksichtigt. Auf der überschätzenden Seite steht insbesondere die Optimierung des Speicherbetriebs unter der Annahme von Perfect Foresight, wodurch der Betrieb theoretisch auf Basis vollständiger Preiskenntnis optimiert werden kann. Ebenso werden projektspezifische Netzanschlusskosten nicht explizit berücksichtigt und die etwas höheren Marktprämienwerte aus 2025 verwendet. Demgegenüber stehen mehrere bewusst konservative Annahmen, die die Erlöspotenziale tendenziell unterschätzen, insbesondere der zurückhaltend gewählte Intraday-Faktor von 1,5 sowie die Nichtberücksichtigung möglicher Erlöse aus Regelenergiemärkten. Technische Effekte wie Batteriedegradation und Standbyverluste wurden ebenfalls nicht modelliert. Durch diese Kombination gegenläufiger Annahmen wird vermieden, dass die Ergebnisse systematisch in eine optimistische oder pessimistische Richtung verzerrt werden. Insgesamt entsteht damit ein methodisch robustes und realitätsnahes Bewertungsframework für die Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichern.

Tabelle 13 Übersicht zentraler die Wirtschaftlichkeit überschätzender und unterschätzender Faktoren in den Modellierungen auf Anlagenebene

Überschätzende Faktoren	Unterschätzende Faktoren
Perfect Foresight Optimierung	Konservativer ID-Faktor von 1,5
Keine Kosten für Netzanschluss	Keine Erträge aus Regelenenergie
Keine Degradation & Standbyverluste	

3.1.1.3 Stand-alone

Die Analyse der Wirtschaftlichkeit von Stand-alone-Batterien zeigt, dass diese unter den getroffenen Annahmen ausschließlich im Szenario einer pauschalen EIWG-Befreiung wirtschaftlich darstellbar sind. Dies wird insbesondere anhand der in Abbildung 28 dargestellten NPV-Werte deutlich. Es zeigt sich, dass bei Stand-alone-Batterien die Netzentgelte einen zentralen wirtschaftlichen Einflussfaktor darstellen. Die am Day-Ahead-Markt erzielbaren Preisspreads reichen unter den bestehenden Netzentgelten nicht aus, um die anfallenden Netznutzungs- und Netzverlustentgelte zu kompensieren und einen wirtschaftlich tragfähigen Betrieb zu ermöglichen. Eine Veränderung ergibt sich erst unter Annahme einer pauschalen EIWG-Befreiung von Netznutzungs- und Netzverlustentgelten. Deren konkrete Anwendung bleibt jedoch, wie

dargestellt, von der noch ausstehenden regulatorischen Ausgestaltung durch die E-Control abhängig.

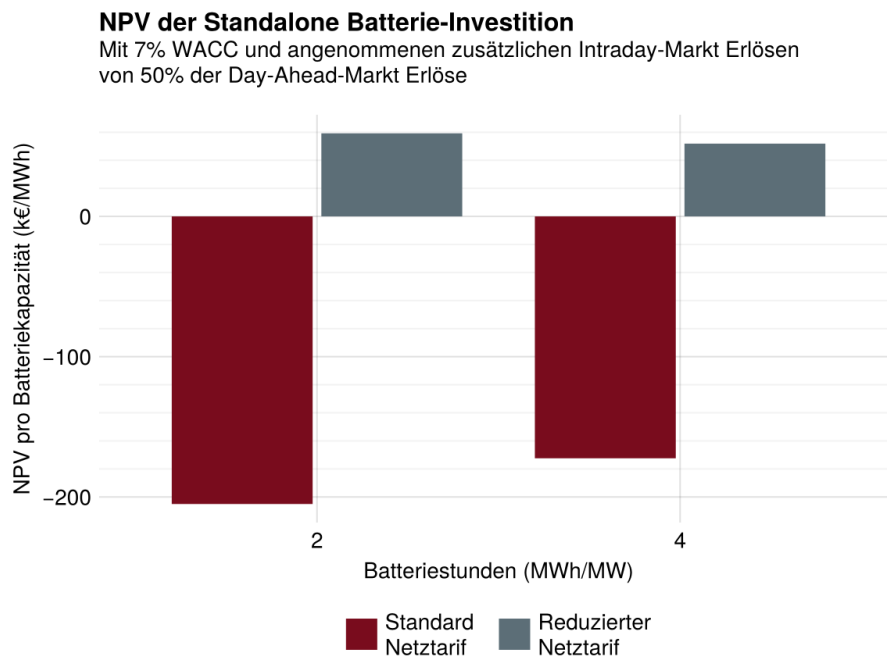


Abbildung 28 NPV-Werte für Stand-alone Batterien unter normalen Netztarifen und pauschaler EIWG-Befreiung

Ein konsistentes Bild ergibt sich auch aus den in Abbildung 29 dargestellten IRR-Werten. Unter Annahme einer pauschalen EIWG-Befreiung ergeben sich IRRs im Bereich von 12–13 %. Demgegenüber wird unter den aktuellen Netzentgeltbedingungen kein positiver IRR erreicht. Dies impliziert, dass die Investition selbst bei einer Zinsannahme von 0 % keinen wirtschaftlichen Mehrwert generiert.

IRR im Standalone Fall

Mit angenommenen zusätzlichen Intraday-Markt Erlösen
von 50% der Day-Ahead-Markt Erlöse

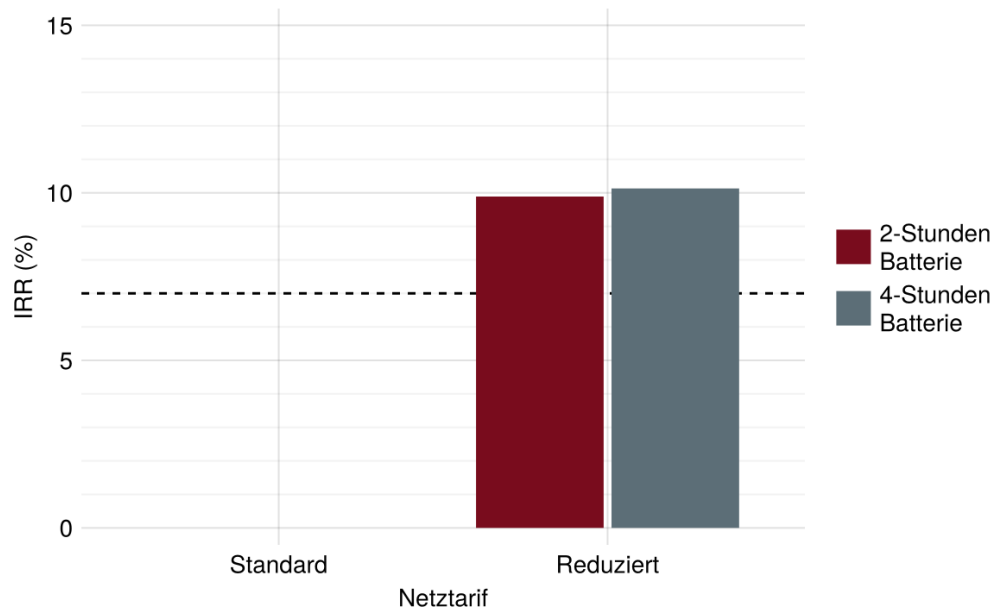


Abbildung 29 IRR Werte für Stand-alone Batterien unter normalen Netztarifen und pauschaler EIWG-Befreiung für 2h und 4h Speicher

Eine Analyse der zusätzlichen Markterlöse durch Batterien in verschiedenen Konfigurationen (siehe Anhang 7.6.5) zeigt dabei, dass die niedrigen Markterlöse aufgrund der vollen Netzentgelte der wesentliche Treiber der Wirtschaftlichkeit sind. Damit wird erneut die maßgebliche Bedeutung der Netzentgelte für die Wirtschaftlichkeit von Stand-alone-Batteriespeichern verdeutlicht. Das Verhältnis von Speicherleistung zu Speicherkapazität hingegen zeigte keinen relevanten Einfluss.

3.1.1.4 PV Co-location

Die Analyse der Wirtschaftlichkeit von PV-Co-Location-Speichern zeigt, dass unter den getroffenen Annahmen in einer Vielzahl der betrachteten Szenarien eine wirtschaftliche Realisierung der Speicherinvestition möglich ist. Die Szenarioanalysen weisen konsistent darauf hin, dass eine Speicherkapazität von 0,5 kWh/kWp, bezogen auf die Leistung der gekoppelten Erzeugungsanlage, die ökonomisch optimale Auslegung darstellt. Variationen der Speicherleistung zeigen

hingegen keinen signifikanten Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit. Darüber hinaus zeigt sich, dass die Ermöglichung eines Netzbezugs bei Co-Location-Speichern ausschließlich im Szenario pauschal reduzierter Netzentgelte einen signifikant positiven Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit entfaltet¹⁷. Unter Ansatz voller Netzentgelte findet, analog zu Stand-alone-Speichern, lediglich ein sehr eingeschränkter netzseitiger Handel statt. Entsprechend unterscheiden sich die Ergebnisse ohne Netzbezug nur geringfügig von jenen unter vollen Netzentgelten. Aus Gründen der Übersichtlichkeit werden im Folgenden daher ausschließlich 4-h-Speicher mit einer Auslegung von 0,5 kWh/kWp sowie mit der Möglichkeit zum Netzbezug dargestellt. Eine vollständige Übersicht der Modellierungsergebnisse für PV-Co-Location-Anwendungen über alle betrachteten Szenarien hinweg ist im Anhang 7.6.1. enthalten.

Der Vergleich unterschiedlicher Netzentgeltszenarien unter der Annahme des Erhalts der Marktprämie bei Zwischenspeicherung zeigt in Abbildung einen deutlich geringeren Einfluss dieser auf die Wirtschaftlichkeit als bei Stand-alone-Speichern. In diesem Szenario erreichen PV-Colocation-Anlagen IRRs von 10 % bzw. 14 % und sind damit unter den getroffenen Annahmen unabhängig vom jeweiligen Netzentgeltszenario wirtschaftlich darstellbar.

¹⁷ Es sei angemerkt, dass wie in den Annahmen beschrieben, mögliche zusätzliche Kosten für die Abänderung des Netzanschlusses anfallen, die in der vorliegenden Studie nicht berücksichtigt wurden

IRR im PV Colocation Fall

Unter der Annahme, dass die Batterie die Marktprämie erhält, dass es keine lokalen Speichervorgaben gibt, und mit angenommenen zusätzlichen Intraday-Markt Erlösen von 50% der Day-Ahead-Markt Erlöse

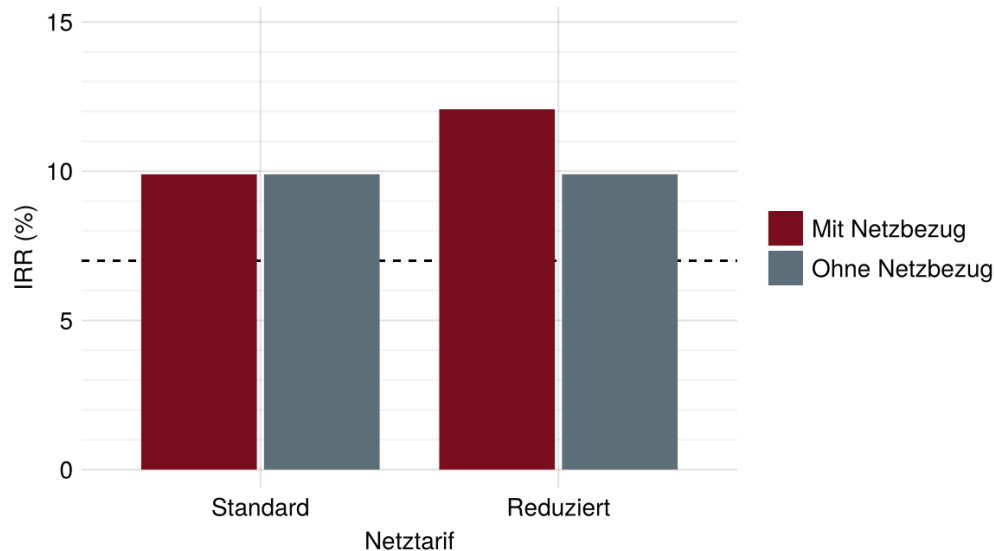


Abbildung 30 Vergleich der IRR bei PV-Co-location Speichern in einem repräsentativen Szenario unter Vergleich der Netzentgeltszenarien

Der Vergleich der Szenarien mit Erhalt bzw. Wegfall der Marktprämie bei Zwischenspeicherung in Abbildung zeigt, dass der Erhalt der Marktprämie insbesondere unter den derzeit geltenden vollen Netzentgelten einen entscheidenden Einfluss ausübt. Eine wirtschaftliche Darstellbarkeit der Speicherinvestition wird unter Bedingungen voller Netzentgelte nur dann erreicht, wenn die Marktprämie bei Zwischenspeicherung erhalten bleibt. Eine Diskussion des Erhalts der Marktprämie wird in 3.1.1.8. geführt. Sollte der Marktprämienerhalt im Falle von Co-location ohne Netzbezug möglich sein, mit Bezug aber nicht, könnte der Verzicht auf die Bezugsmöglichkeit im Falle voller Netzentgelte vorteilhaft sein, da die Verluste durch den Erhalt der Marktprämie überkompensiert werden würden. Im Falle von reduzierten Netzentgelten zeigt sich ein geringerer Einfluss des Erhalts der Marktprämie. Die Ergebnisse ohne Netzbezug sind in Anhang 7.6.1 dargestellt und unterscheiden sich im Falle der vollen Netzentgelten kaum von den Ergebnissen in Abbildung 31. Dies wiegt umso schwerer, da in der Praxis für zusätzlichen Bezug zusätzliche Netzanschlusskosten anfallen würden. Die Ergebnisse

sind aber auch unter den verwendeten Ansatz für Regelenenergie- und Intradaymärkte zu interpretieren und können in der Realität abweichen.

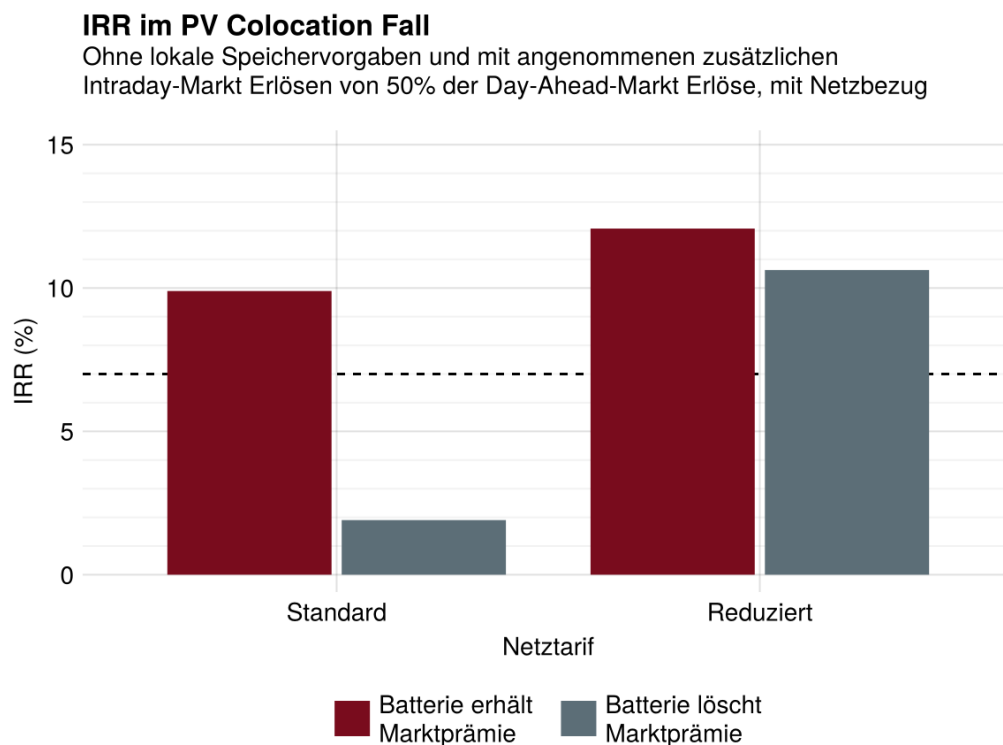


Abbildung 31 IRRs bei PV-Colocation unter Vergleich Erhalt / Verlust der Marktprämie bei Zwischenspeicherung des Stroms aus der gekoppelten Erzeugungsanlage

3.1.1.5 Wind Co-Location

Die Analyse der Wirtschaftlichkeit von Wind-Co-Location-Speichern zeigt, dass unter den getroffenen Annahmen in vielen Szenarien eine wirtschaftliche Realisierung der Speicherinvestition möglich ist. Analog zum Vorkapitel 3.1.1.4, werden aus Gründen der Übersichtlichkeit lediglich die 0,5 kWh/kWp und 4h-Speicher unter der Annahme, dass Netzbezug möglich ist (analog zum vorherigen Kapitel stellt dies bei vollen Netzentgelten keinen relevanten Unterschied dar) als repräsentative Anlage dargestellt, die Ergebnisse des gesamte Szenarienraums finden sich im Anhang 7.6.3.

Der Vergleich unterschiedlicher Netzentgelte unter der Annahme eines möglichen Netzbezugs sowie des Erhalts der Marktprämie bei Zwischenspeicherung ist in Abbildung 32 dargestellt. In diesem Szenario erreichen Wind-Co-location-Speicher interne Verzinsungen (IRR) von 11 % bzw. 14 % und sind damit unter den getroffenen Annahmen unabhängig von der Höhe der Netzentgelte wirtschaftlich darstellbar. Die Ergebnisse sind somit konsistent mit den PV-Analysen des vorangegangenen Kapitels.

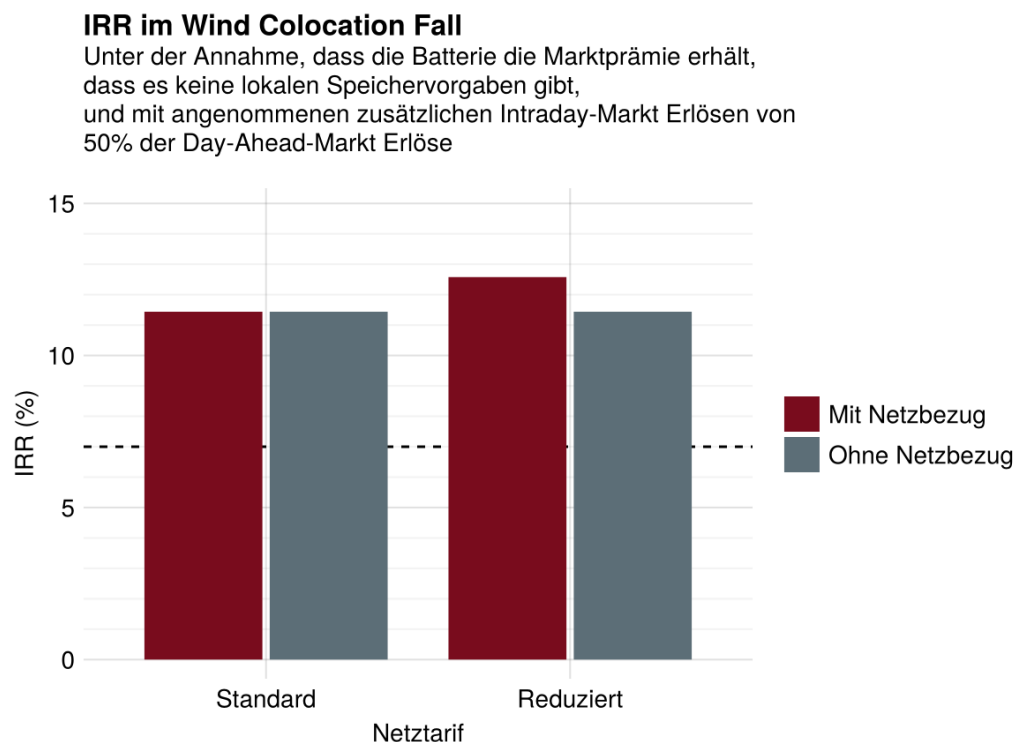


Abbildung 32 Vergleich der IRR von Wind-Co-location Speichern in einem repräsentativen Szenario unter Vergleich der Netzentgeltszenarien

Wie in Abbildung 33 ersichtlich hat zudem der Erhalt der Marktprämie bei Zwischenspeicherung des Stroms aus der gekoppelten Erzeugungsanlage einen deutlich geringeren Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit als bei PV. Im beschriebenen Szenario ist der Erhalt der Marktprämie für die Wirtschaftlichkeit der Speicherinvestition nicht entscheidend. Es sei angemerkt, dass aus den Berechnungen keine Aussagen bezüglich der Notwendigkeit einer Marktprämie für die Wirtschaftlichkeit der Erzeugungsanlage hervorgeht, sondern lediglich die Wirtschaftlichkeit einer zusätzlichen Speicherinvestition beurteilt wird.

IRR im Wind Colocation Fall

Ohne lokale Speichervorgaben und mit angenommenen zusätzlichen Intraday-Markt Erlösen von 50% der Day-Ahead-Markt Erlöse, mit Netzbezug

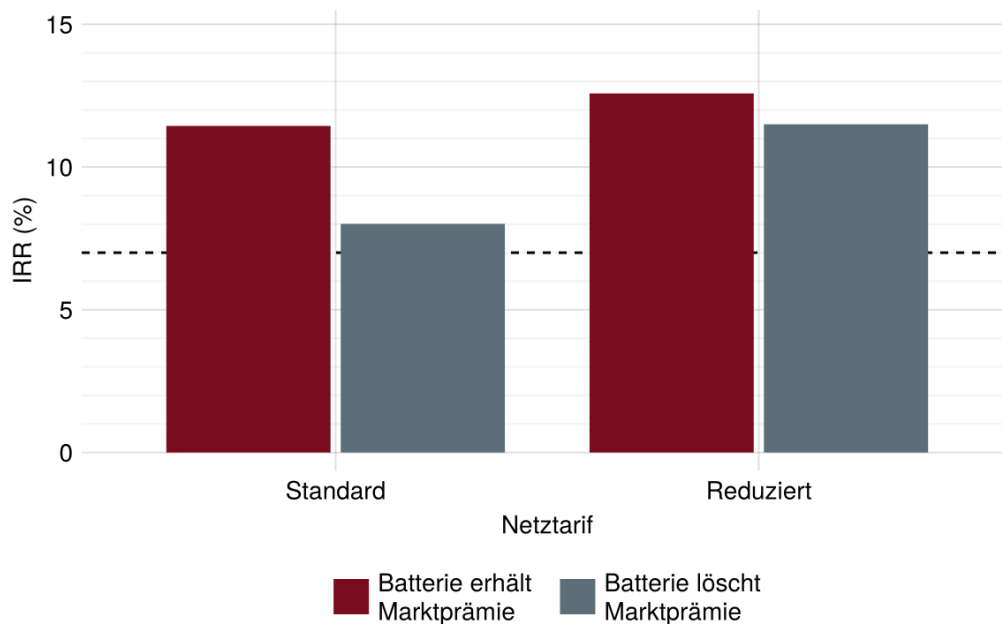


Abbildung 33 IRRs bei Wind-Co-location unter Vergleich Erhalt / Verlust der Marktpremie bei Zwischenspeicherung des Stroms aus der gekoppelten Erzeugungsanlage

Bezogen auf die Wind Co-location lässt sich somit feststellen, dass diese unter den getroffenen Annahmen unabhängig vom Netzentgeltszenario und dem Erhalt der Marktpremie eine positive Wirtschaftlichkeit aufweisen.

3.1.1.6 Wind & PV Co-location

Analog zu den vorhergehenden Kapiteln zeigt sich, dass eine Batteriedimensionierung von 0,5 kWh/kWp die vorteilhafteste Auslegung darstellt¹⁸. Die Ergebnisse (vgl. Abbildung 34) verdeutlichen, dass eine kombinierte Co-location von

¹⁸ Das Verhältnis von Erzeugungsleistung zu Batteriekapazität wird in der Analyse über den Faktor vorgegeben und fixiert die Batteriekapazität, d.h. in der Parametervariation bleibt die Batteriekapazität konstant, lediglich die Batterieleistung wird angepasst (d.h. 1 kWp Erzeugungsleistung definiert den Speicherinhalt mit 0,5 kWh, die Leistung des Zweistundenspeicher sind dann 0,25 kW, jene vom 4 Stundenspeicher 0,125kW).

Wind- und PV-Anlagen die Wirtschaftlichkeit gegenüber den Einzeltechnologien weiter verbessert. Die konkrete Aufteilung der installierten Erzeugungskapazitäten (installierte Kapazität) zwischen PV und Wind (30:70, 50:50, 70:30) führt hingegen nur zu geringen Unterschieden. Eine leicht höhere Wirtschaftlichkeit wird bei einem Anteil von 30 % PV und 70 % Wind erzielt, gefolgt von einer 50:50-Verteilung und schließlich 70 % PV zu 30 % Wind.

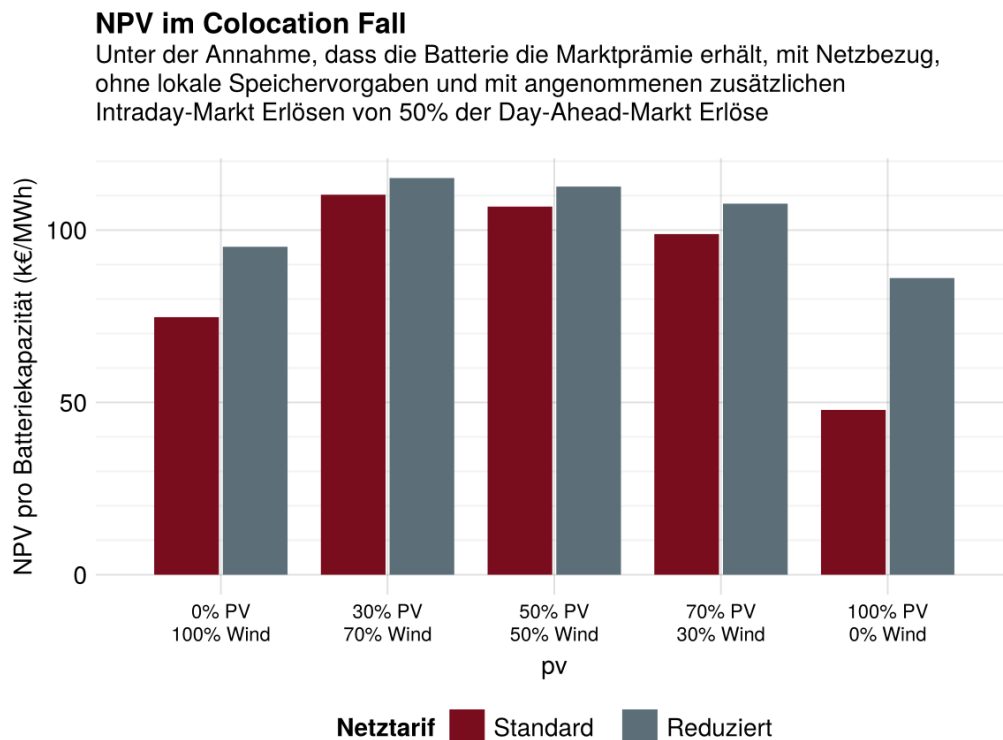


Abbildung 34 IRR von Wind- & PV-Co-location

3.1.1.7 Wirtschaftlichkeiten auf Basis der 2030 Preise der Systemmodellierung

Um eine erste Indikation für die Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichern im Jahr 2030 zu erhalten, wurden die in Kapitel 2.3 aus der Systemmodellierung abgeleiteten Strompreise als Eingangsparameter für die Wirtschaftlichkeitsanalysen auf Anlagenebene verwendet. Analog zu den vorangegangenen Kapiteln wurden dabei ausschließlich repräsentative

Szenarien betrachtet. Konkret wurden 4-h-Speicher mit einer Dimensionierung von 0,5 kWh Speicherkapazität pro kWp installierter Erzeugungsleistung analysiert. Zudem wurde angenommen, dass ein Netzbezug möglich ist und die Marktprämie bei Zwischenspeicherung erhalten bleibt.

Darüber hinaus wurden die Kostenannahmen für Batteriespeicher entsprechend der im TYNDP 2024 ausgewiesenen Technologiekostenentwicklungen auf das Jahr 2030 angepasst. Die verwendeten CAPEX- und OPEX-Parameter sind in Tabelle 5 dargestellt.

Tabelle 14 Angepasste CAPEX und OPEX für die Wirtschaftlichkeitsmodellierung auf Anlagenebene im Jahr 2030

Parameter	Annahme	Kommentar
CAPEX	179,12 €/kWh (4h Großspeicher)	TYNDP 2024, konsistent mit Systemmodellierung
	692,51 €/kWh (Heimspeicher)	
OPEX	4,48 €/kWh/a (4h Großspeicher)	TYNDP 2024, konsistent mit Systemmodellierung
	17,31 €/kWh/a	

Die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsmodellierung finden sich in Abbildung .

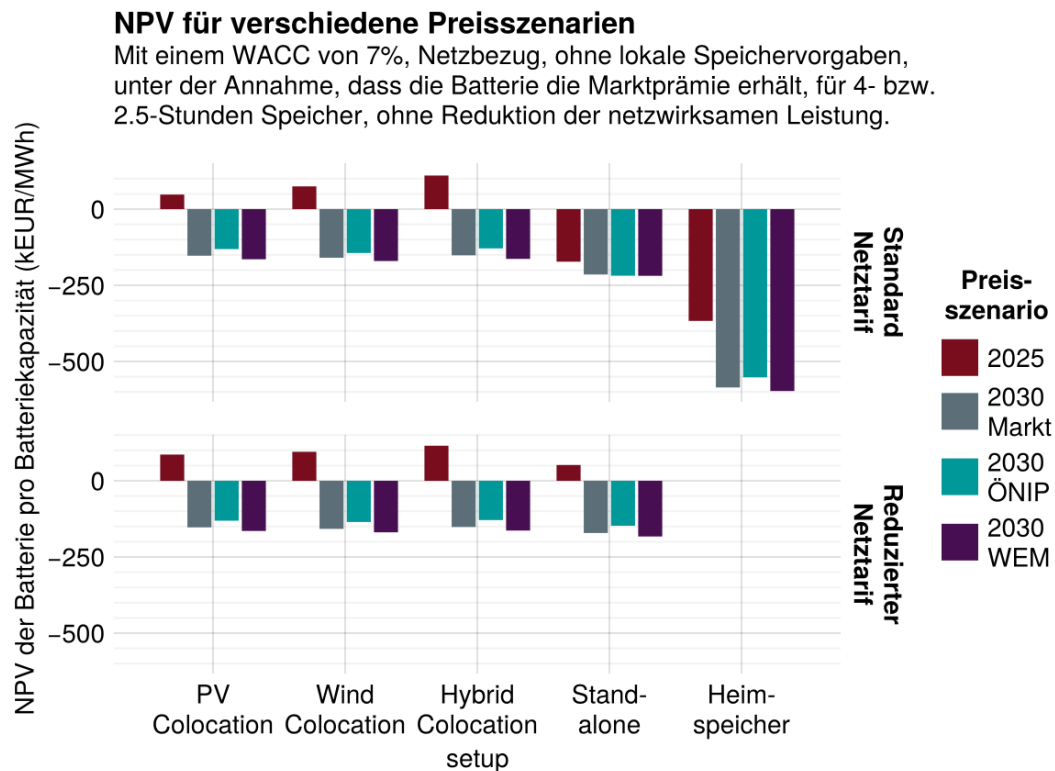


Abbildung 35 Übersicht der Wirtschaftlichkeiten unter Verwendung der Zukunftspreise aus der Systemmodellierung¹⁹

Insgesamt zeigen die Berechnungen, dass Speicherinvestitionen unter Verwendung der modellierten Strompreise für das Jahr 2030 eine herausfordernde wirtschaftliche Tendenz aufweisen. Dieses Ergebnis ist jedoch im Kontext der zugrunde liegenden Modellannahmen zu interpretieren. Eine mögliche Erklärung ist die in der Systemmodellierung implizit enthaltene Kannibalisierung von Preis-spreads durch hohe installierte Batteriespeicherkapazitäten. Durch den breiten Einsatz von Flexibilitätsoptionen wird die Preisvolatilität im Strommarkt reduziert, wodurch sich Arbitragemöglichkeiten für Speicher verringern. Gleichzeitig ist zu berücksichtigen, dass modellierte Strompreise grundsätzlich mit erheblichen Unsicherheiten behaftet sind und reale Markterlöse tendenziell unterschätzen können. Dies ist insbesondere auf mehrere strukturellen Limitierungen des

¹⁹ Das Szenario für Heimspeicher mit reduzierten Netzentgelten wurde nicht betrachtet, daher sind hier keine Werte eingetragen

Marktmodells, gerade in Bezug auf die für Speicher besonders relevanten Spreads, zurückzuführen:

- In der Systemmodellierung wird ein Perfect-Foresight-Dispatch unterstellt, wodurch kurzfristige Markteffizienzen, Systemstörungen (Kraftwerks- oder Infrastrukturausfall) und Prognosefehler nicht abgebildet werden.
- Gerade für Speicher relevante Extrempunkte wie negative Preise oder kurzfristige Preisspitzen werden in den Modellen im Vergleich zur Realität strukturell unterschätzt
- Reales Bieterverhalten und strategische Marktinteraktionen werden nicht berücksichtigt.
- Netzanschluss- und Genehmigungsbarrieren können den tatsächlichen Ausbau von Speichern verzögern und dadurch real höhere Preisspreads verursachen als in Modellen angenommen.
- Die zugrunde liegenden Szenarien des TYNDP 2024 unterstellen bereits einen tendenziell überschätzend hohen Ausbau von Batteriespeichern in Europa, was die modellierten Preisspreads für Österreich zusätzlich reduziert.
- Zusätzlich erfolgt in der Wirtschaftlichkeitsrechnung eine skalierte Berücksichtigung von Intraday-Erlösen durch den die gesunkenen Markterlöse durch die niedrigen Preisspreads nochmals verstärkt werden
- Die Kostenannahmen des TYNDP sind vergleichsweise hoch angesetzt, was auch die Wirtschaftlichkeit beeinflusst. Eine Sensitivitätsanalyse bezüglich der CAPEX und Übersicht der zusätzlichen Markterlöse durch die Batterie findet sich im Anhang 7.6.5 und zeigt, dass auch bei hohen Reduktionen der Investitionskosten die Wirtschaftlichkeit herausfordernd bleibt, da die Markterlöse gering sind.

Vor diesem Hintergrund sind die dargestellten Ergebnisse nicht als Prognose einer zukünftigen Unwirtschaftlichkeit von Speicherinvestitionen zu interpretieren. Vielmehr zeigen sie die Sensitivität der Wirtschaftlichkeit gegenüber sinkenden Preisschwankungen und unterstreichen den Bedarf einer konstanten Re-evaluierung unter Verwendung realer Preisentwicklungen.

3.1.1.8 Messkonzepte & Erhalt der Marktprämie bei Zwischenspeicherung

Eine zentrale Fragestellung im Kontext von Co-Location-Konfigurationen betrifft das Thema Messkonzepte. Diese spielen an folgenden zwei Punkten eine entscheidende Rolle:

1. Erhalt der Marktprämie bei der Zwischenspeicherung von Strom aus gekoppelter Erzeugungsanlage: Konkret geht es darum, ob Strom, der nach einer zwischenzeitlichen Speicherung aus einem Batteriespeicher in das Netz eingespeist wird, weiterhin als marktprämienfähig gilt, sofern er ursprünglich aus erneuerbarer Erzeugung stammt. Hier ist insbesondere das Messkonzept entscheidend um die jeweiligen Strommengen voneinander abgrenzen zu können. Zudem eine Standardisierung von zentraler Bedeutung, da sie dem Netzbetreiber einen durchsetzbaren Rechtsanspruch auf die Einrichtung eines solchen Konzepts verschafft.
2. Verzögerungen bei Netzanschlüssen infolge rechtlicher Unklarheiten: Im Rahmen der für diese Studie durchgeführten Experteninterviews mit Speicherbetreiber:innen wurden erhebliche Hürden für die Erteilung von Netzzugangszusagen identifiziert, die auf rechtliche Unsicherheiten hinsichtlich der Messkonzepte zurückzuführen sind. Einzelne Betreiber berichteten, dass sich die Umsetzung von Speicherprojekten in der Praxis um mehrere Jahre verzögern kann, da Netzbetreiber aufgrund dieser Unsicherheiten keine Netzzugangszusagen erteilen. Dies hat zur Folge, dass Projekte entweder nicht realisiert oder nur in eingeschränkter Form betrieben werden können (z. B. ohne Ladung aus gekoppelten Erzeugungsanlagen). In diesem Zusammenhang wird seitens der Netzbetreiber insbesondere auf die ausstehende Standardisierung im Speicherleitfaden der E-Control²⁰ verwiesen, der bislang lediglich in einer Entwurfsfassung vorliegt, nach dem Beschluss des EIWG jedoch zeitnah finalisiert werden könnte. Eine zeitnahe Lösung würde dazu führen, dass mehr Speicherprojekte realisiert werden können.

²⁰ <https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/Diskussionspapier+Speicher+und+Hybridanlagen+-+E-Control.pdf/614e1278-ea1c-1369-9a4a-e86c977652f5?t=1741275233528>

Eine rechtliche Einordnung zum Thema Messkonzepte findet sich in Kapitel 6.6.2 eine Einordnung zur Frage des Erhalts der Marktprämie in Kapitel 6.3.11.

Grundsätzlich lässt sich festhalten, dass Strom aus einem Co-Location-Speicher ohne Netzbezug marktpremienfähig sein sollte. In diesem Fall befindet sich ausschließlich Strom aus erneuerbaren Quellen im Speicher, wodurch keine Vermischung mit nicht förderfähigem Strom stattfindet und folglich keine Missbrauchsgefahr besteht. Komplexer gestaltet sich die Situation bei Co-location-Anlagen mit Netzbezug. Hier kann im Speicher sogenannter „Mischstrom“ vorliegen, also eine Kombination aus eigener erneuerbarer Erzeugung und Netzstrom („Graustrom“). In diesem Kontext kommt dem Messkonzept eine zentrale Bedeutung zu. Wie in Kapitel 6.3.11 dargestellt, ist der Erhalt der Marktprämie nur dann plausibel darstellbar, wenn durch ein geeignetes Messkonzept nachvollziehbar ist, welcher Anteil der aus dem Speicher eingespeisten Energiemengen tatsächlich aus eigener erneuerbarer Erzeugung stammt. Die E-Control hat hierzu in ihrem Diskussionspapier „Elektrische Energiespeicher und Hybridanlagen“²¹ bereits einen Rahmen skizziert, jedoch besteht insbesondere hinsichtlich der rechtlichen Klärung zulässiger und praktikabler Messkonzepte derzeit ein relevanter Klärungsbedarf. Zudem ist wie beschrieben zu erwähnen, dass das Thema im Status Quo von jedem Netzbetreiber individuell unterschiedlich behandelt werden kann, so ergeben sich die beschriebenen Unterschiede, dass in einem Fall ein Erhalt der Marktprämie auch bei Netzbezug möglich ist, während in einem anderen Fall eine große Barriere bereits im Zuge des Netzzugangs besteht.

Im Rahmen der vorliegenden Studie wurden in diesem Kontext Gespräche mit Praxispartnern geführt. Diese bestätigten, dass der Erhalt der Marktprämie bei Zwischenspeicherung auch mit Netzbezug grundsätzlich umsetzbar ist, in der praktischen Implementierung im Status Quo jedoch mit erheblichen Herausforderungen verbunden sein kann. Eine Projektentwickler:in berichtete, dass sowohl die Kosten für die notwendige Messinfrastruktur als auch der organisatorische Aufwand erheblich sind. So musste in dem konkreten Fall ein projektspezifisches Messkonzept in enger Abstimmung mit dem Netzbetreiber sowie der O-eMAG entwickelt und implementiert werden. Dieser Prozess war mit einem signifikanten Abstimmungs- und Implementierungsaufwand verbunden. Im Zuge

²¹ <https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/Diskussionspapier+Speicher+und+Hybridanlagen+-+E-Control.pdf/614e1278-ea1c-1369-9a4a-e86c977652f5?t=1741275233528>

dieser Umsetzung wurden zwei alternative Messkonzepte entwickelt, die sich hinsichtlich ihrer Komplexität und ihres Detaillierungsgrads unterschieden. Die Unterschiede ergaben sich dabei insbesondere aus der Art der Berücksichtigung von Verlusten: Während das komplexere Messkonzept Verluste in Abhängigkeit vom Ladezustand explizit berücksichtigte und damit eine differenziertere Abbildung des Systemverhaltens erlaubte, basierte das vereinfachte Messkonzept auf der Erfassung des Verhältnisses der eingespeicherten Energiemenge, wodurch Verluste implizit und mit geringem methodischem Aufwand berücksichtigt werden konnten. Das detailliertere Konzept ermöglicht dadurch eine höhere Präzision, geht jedoch mit einer gesteigerten technischen Komplexität einher. Gleichzeitig zeigte lt. Projektentwickler:in das vereinfachte Konzept lediglich eine Abweichung von unter 1 % und erwies sich bei deutlich geringerer Komplexität als besonders praktikabel in der Umsetzung.

Aus Sicht der Studienautor:innen kommt dem Erhalt der Marktpremie eine wichtige Bedeutung zu. Wie in den vorangegangenen Kapiteln gezeigt wurde, ist der Erhalt der Marktpremie bei Zwischenspeicherung im Fall von PV-Co-location-Anlagen mit Netzbezug ein entscheidender Faktor für die Wirtschaftlichkeit der Speicherinvestition. Darüber hinaus erscheint es schwer nachvollziehbar, weshalb Strom, der nachweislich aus einer erneuerbaren Erzeugungsanlage stammt, allein aufgrund einer zwischenzeitlichen Speicherung seine Förderfähigkeit verlieren sollte. Eine zu hohe praktische Hürde beim Erhalt der Marktpremie würde faktisch eine fördersystemische Bevorzugung von Strom bewirken, der unmittelbar zur Mittagszeit eingespeist wird, also genau zu jenem Zeitpunkt, an dem häufig bereits ein strukturelles Überangebot im Stromsystem besteht. Dies würde einen offensichtlich zu vermeidenden Fehlanreiz darstellen. Zudem könnten Speicherbetreiber:innen bewusst auf Netzbezug verzichten, um den Erhalt der Marktpremie zu vereinfachen. Letzteres würde jedoch insbesondere in Zeiten geringer erneuerbarer Erzeugung, beispielsweise bei niedriger PV-Produktion, systemisch wertvolle Systemdienstleistungen und Arbitragemöglichkeiten einschränken und damit die sinnvollen Potenziale des Speichers im Energiesystem negativ beeinflussen.

Einem pragmatischen Messkonzept mit minimalen Ungenauigkeiten stehen, im konkreten Fall, somit signifikante volkswirtschaftliche Potenziale gegenüber, die bei der Definition standardisierter Messkonzepte angemessen berücksichtigt werden sollten. Gleichzeitig ist sicherzustellen, dass potenzielle Fehlanreize oder

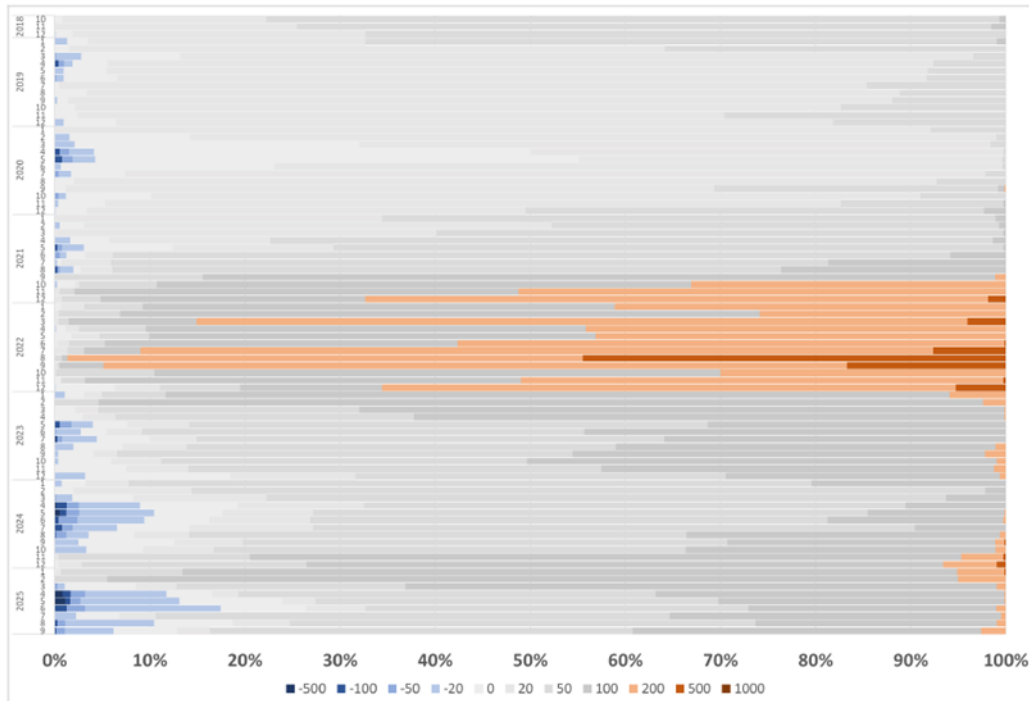
Missbrauchsmöglichkeiten möglichst minimiert werden. Das im Rahmen des vereinfachten Messkonzepts angewendete Prinzip zeigt, dass eine solche Balance grundsätzlich erreichbar ist: Es ermöglicht eine praktikable und kosteneffiziente Umsetzung in der Praxis, minimiert die Missbrauchsgefahr und akzeptiert lediglich begrenzte Messungenauigkeiten. Vor dem Hintergrund der dadurch erschlossenen systemischen und volkswirtschaftlichen Mehrwerte erscheinen diese verbleibenden Ungenauigkeiten jedoch als sachlich vertretbarer Kompromiss.

3.1.1.9 Herabsetzen der Regelung zum Entfall der Marktprämie von 6h Regelung auf 1h

Vor dem Hintergrund der Neufassung der EU-Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen sowie aktueller Reformansätze (z. B. im Rahmen des deutschen Solarspitzen-Gesetzes) wird eine Anpassung von § 15 EAG diskutiert, sodass die Aussetzung der Marktprämie bei negativen Strompreisen künftig nicht mehr erst nach sechs aufeinanderfolgenden Stunden greifen soll²². Im Folgenden werden die Auswirkungen einer Herabsetzung auf eine Stunde diskutiert. Die in dieser Studie durchgeführten Modellierungen auf Anlagenebene basieren auf stündlichen Preisreihen, da die Umstellung des Marktdesigns auf 15-Minuten-Intervalle erst unterjährig erfolgte. In der Modelllogik entspricht dies somit faktisch einem Entfall der Marktprämie in jeder Stunde mit negativem Strompreis. Zu beachten ist zudem, dass die vorliegende Studie auf die Wirtschaftlichkeit von Stromspeichern fokussiert. Eine vertiefte Bewertung der Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit von Erzeugungsanlagen, dem primären Bezugspunkt der Marktprämie, liegt außerhalb des Untersuchungsrahmens dieser Arbeit und wird daher nicht weiter betrachtet.

Abbildung 36 Grafische Veranschaulichung monatlicher Anteile von Stunden mit negativen Strompreisen (Blautöne: Strompreise unter 0), Stand September 2025 (BMWET & AEA, 2025) verdeutlicht die Relevanz der Diskussionen, die in den Blautönen dargestellten Anteile von Stunden mit negativen Preisen nimmt über die Jahre deutlich zu.

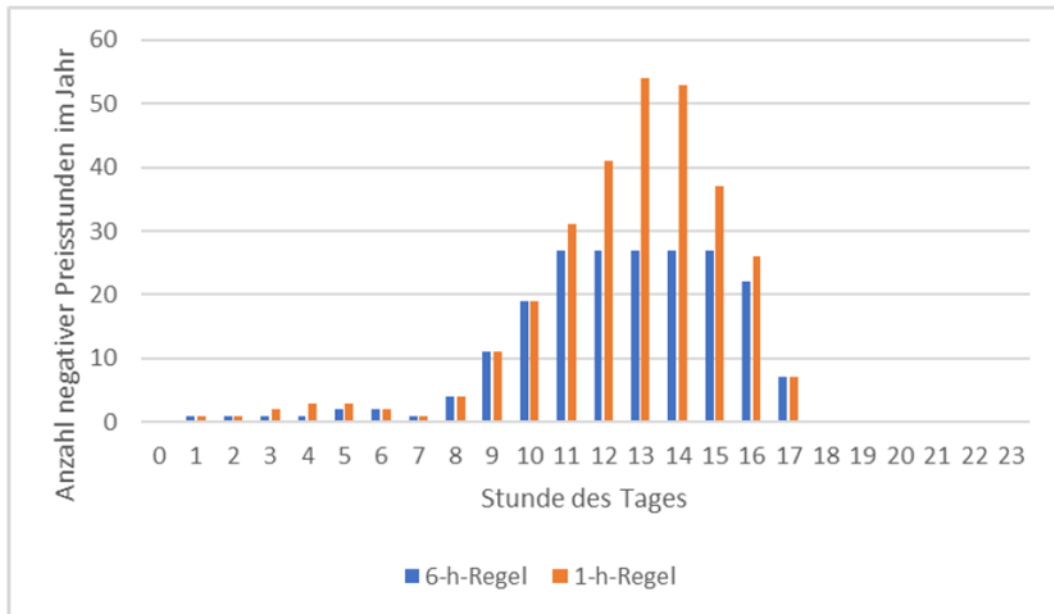
²² https://pvaustria.at/wp-content/uploads/Thoeni_Update-zu-EAG-Forderungen.pdf



Quelle: Berechnungen der AEA auf Grundlage von (Entso-E, 2025)

Abbildung 36 Grafische Veranschaulichung monatlicher Anteile von Stunden mit negativen Strompreisen (Blautöne: Strompreise unter 0), Stand September 2025 (BMWET & AEA, 2025)

Ihre zeitliche Verortung in den Sommermonaten, sowie den in Abbildung 37 abgebildeten Tageszeiten legt nahe, dass dies insbesondere durch den eingespeisten PV-Strom bedingt ist.



Quelle: Berechnungen der AEA auf Basis von (Entso-E, 2025)

Abbildung 37 Häufigkeit der Betroffenheit von Tageszeiten im Jahr 2024 bei unterschiedlichen Periodendauern der Aussetzung der Marktprämie (BMWET & AEA, 2025)

Auch Abbildung 38 verdeutlicht die besondere Relevanz dieser Anpassung für PV-Konfigurationen: Bereits unter der bestehenden 6-Stunden-Regelung entfallen rund 10 % der Produktion aus der Marktprämie, während bei einer Herabsetzung auf alle Stunden mit negativen Preisen etwa 14,1 % betroffen wären. Für andere Technologien zeigt sich hingegen ein deutlich geringerer Einfluss von unter 3,5

%, selbst bei Anwendung auf alle Stunden mit negativen Preisen. Die Herabsetzung der 6h Regel hat hier einen Einfluss von ca. 1% und ist daher nicht signifikant.

Technologie	Produktion gesamt [GWh]	Produktion 6-h-Regel [GWh]	Produktions- anteil in 6-h-Regel	Produktion in Zeit mit negativen Stundenpreisen [GWh]	Produktionsanteil in Zeit mit negativen Strompreisen
Biomasse/ Biogas	1.932	44	2,3 %	64	3,3 %
PV	5.853	584	10,0 %	827	14,1 %
Wasserkraft	31.835	723	2,3 %	1.040	3,3 %
Windkraft	9.360	156	1,7 %	252	2,7 %

Quelle: Berechnungen der AEA auf Basis von (Entso-E, 2025)

Abbildung 38 Anteil der technologiespezifischen Produktion in 6-h-Regel-Fenstern sowie allgemeiner Anteil der Jahresproduktion zu negativen Preisstunden im Jahr 2024 (BMWET & AEA, 2025)

Zur Analyse der Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit auf Anlagenebene wurden daher ausschließlich Szenarien für PV-Co-location-Konfigurationen betrachtet und die zugrunde liegende Stundenregel entsprechend variiert. Abbildung zeigt den IRR einer repräsentativen Anlage unter der Annahme, dass die Marktpremie bei Zwischenspeicherung erhalten bleibt. Reduzierte Netzentgelte beeinflussen zwar die absolute Wirtschaftlichkeit der Anlage, verändern jedoch nicht den relativen Effekt, der sich aus einer Herabsetzung der 6-Stunden-Regel ergibt.

IRR mit 1h-Marktpremie-Regelung

Im PV-Colocation-Fall, für 4-Stunden Batterien, mit Netzbezug, unter der Annahme, dass die Marktpremie durch die Batterie erhalten bleibt

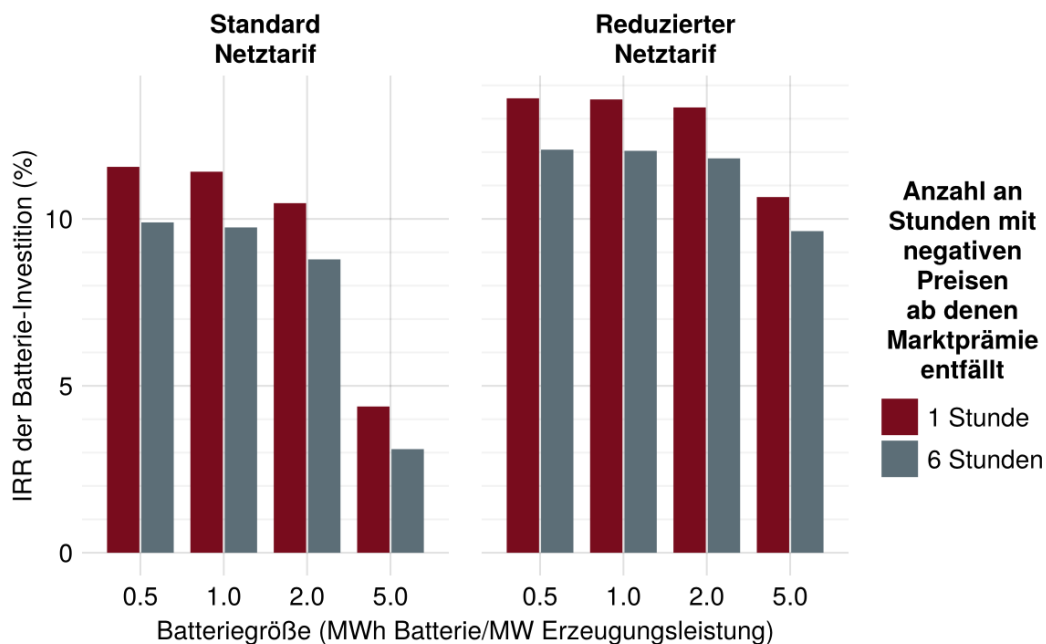


Abbildung 39 IRR von PV-Co-location bei Herabsetzung der 6h Regel zum Verfall der Marktpremie bei negativen Preisen.

Es zeigt sich, dass der IRR bei einer Herabsetzung der 6-Stunden-Regel um knapp 1-2% ansteigt, was darauf hindeutet, dass die Integration eines Speichers unter diesen Rahmenbedingungen einen höheren Mehrwert generiert. Abbildung stellt in diesem Zusammenhang die Abregelungsmengen dar. Ohne Batterie steigen diese bei einer Umstellung von der 6-Stunden- auf die 1-Stunden-Regelung von rund 11 % auf etwa 21 % und damit nahezu auf das Doppelte. Wird eine Batterie ergänzt, reduziert sich dieser Effekt, wobei das Ausmaß von der Speichergröße abhängt. Analog zu den vorherigen Kapiteln zeigt eine Batterie mit 0,5 kWh/kWp die höchste Wirtschaftlichkeit, dicht gefolgt von der Variante mit 1 kWh/kWp. Bei einer Speicherkapazität von 0,5 kWh/kWp steigen die Abregelungen von etwa 10 % (6h-Regel) auf rund 18 % (1h-Regel), während sie bei 1 kWh/kWp von etwa 8 % auf rund 15 % zunehmen. Insgesamt führt der Einsatz einer Batterie somit zu geringeren Abregelungsmengen, wenngleich die Unterschiede moderat bleiben.

PV-Abregelung mit 1h-Marktprämie-Regelung

Im PV-Colocation-Fall, für 4-Stunden Batterien, mit Netzbezug, unter der Annahme, dass die Marktprämie durch die Batterie erhalten bleibt

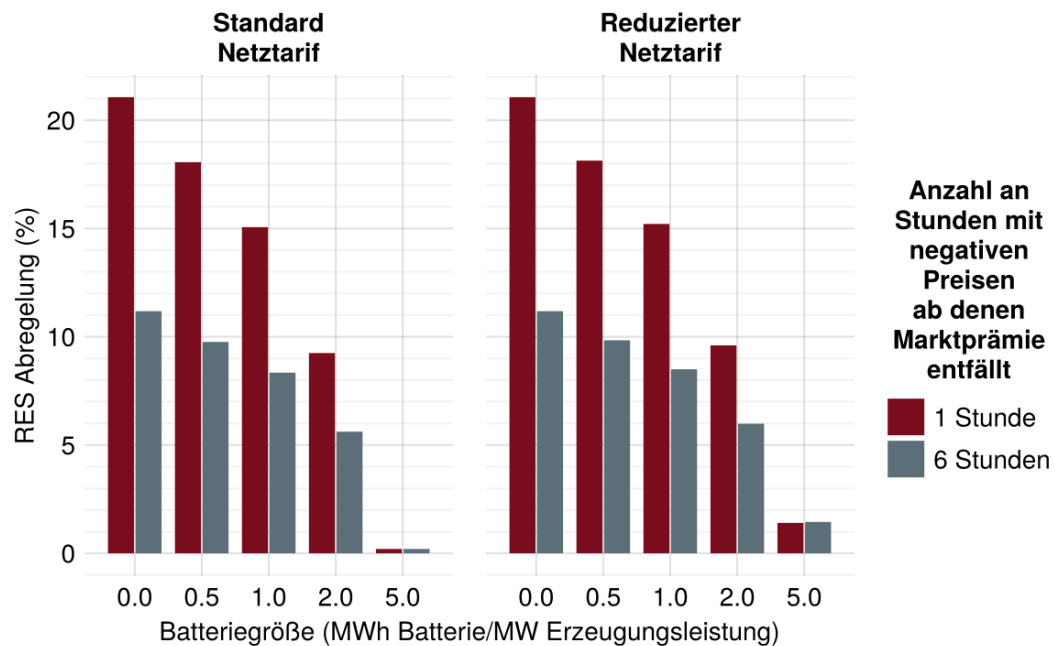


Abbildung 40 PV-Abregelungsmengen im Co-location Case unter Variation der 6h Regel zum Entfall der Marktprämie

Die erhöhte Wirtschaftlichkeit von Speichern bei Herabsetzung der 6h-Regel kann tendenziell zu einem stärkeren Ausbau von Speicherkapazitäten führen, während zudem höhere Abregelungsmengen in Zeiten negativer Preise auftreten. Beide Effekte wirken in ähnlicher Weise auf eine Verringerung von Preis-spreads hin und können damit aus systemischer Perspektive grundsätzlich stabilisierend wirken. Da die Marktprämie jedoch eine Förderung für die Stromerzeugung aus PV darstellt, lassen sich aus den in dieser Studie analysierten Effekten auf die Speicherwirtschaftlichkeit keine Rückschlüsse auf die Wirtschaftlichkeit der Erzeugungsanlagen selbst ziehen. Für eine fundierte Gesamtbewertung der Sinnhaftigkeit einer Herabsetzung der 6h-Regel wäre diese Perspektive jedoch zentral, weshalb eine abschließende Evaluierung der Maßnahme im Rahmen dieser Studie ohne dieses Kriterium nicht sinnvoll erscheint.

3.1.2 Förderempfehlung

Im Status Quo werden keine Förderungen vorgeschlagen, da das Speicherzielbild und die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsrechnungen dies auf Basis 2025 nicht erfordern. Betrachtungen für die nächsten Jahre sind mit höheren Unsicherheiten behaftet, es wird aber mit hoher Wahrscheinlichkeit auch zukünftig keine Förderung erforderlich. Aufgrund der Unsicherheiten wird eine kontinuierliche Evaluierung der Rahmenbedingungen empfohlen, auf deren Basis Förderempfehlungen neubewertet werden sollen, siehe Abschnitt 3.1.1.7. Die weitere Entwicklung, insbesondere der Pfad auf dem Weg zum Speicherzielbild, ist jedoch zu beobachten, da es Faktoren gibt, die die jetzige Einschätzung ändern könnten, z.B. die Umsetzung der im ElWG vorgesehenen Netzentgeltbefreiung für systemdienliche Speicher. Zukünftig sollte jährlich eine Evaluierung erfolgen, um beim Auftauchen von Lücken Förderschienen anpassen oder neue umsetzen zu können. Aus jetziger Sicht wäre – falls erforderlich – eine Investitionsförderung (pro kWh), die über Auktionen vergeben wird, sinnvoll: Ähnlich wie bei PV-Förderungen könnten bei Bedarf mehrere Auktionen jährlich stattfinden und auch diese je nach beobachteter Entwicklung mit Blick auf den Pfad zum Speicherzielbild angepasst werden. Dabei ist es sinnvoll, Vorgaben für die Funktionalität und den Betrieb zu machen, die noch weitergehend sind als jene für Heimspeicher (siehe Kapitel 3.2.3). Weiters wird empfohlen diese laufend zu evaluieren und ggf. auf den aktuellen Bedarf im System anzupassen. Für das gesamte Design sind die Abweichung zum Zielbild, die erzielte Fördereffizienz und die aktualisierten Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsrechnung sowie aktuelle Marktpreise heranzuziehen. Durch die marktbasierten Auktionen wird eine Überförderung minimiert.

3.2 Heimspeicher

Mit dem zunehmenden Ausbau dezentraler erneuerbarer Erzeugungsanlagen, insbesondere Photovoltaik im Niederspannungsbereich, gewinnen Heimspeicher in Österreich zunehmend an Bedeutung. Sie stellen eine spezifische Form der Stromspeicherung dar, die auf Ebene von Haushalten implementiert wird und sich durch eine enge behind-the-meter Kopplung an lokale Erzeugungs- und

Verbrauchsstrukturen auszeichnet. Dadurch sind Heimspeicher durch eine hohe Individualität geprägt, die sich aus unterschiedlichen Verbrauchsprofilen, Anlagendimensionierungen, wirtschaftlichen Rahmenbedingungen, sowie individuellen Zielsetzungen der Nutzer ergeben. Im Kontext der Energiewende werden Heimspeicher häufig als Instrument zur Erhöhung des Eigenverbrauchs, zur Reduktion von Strombezugskosten, sowie zur Steigerung der individuellen Versorgungssicherheit betrachtet.

Gleichzeitig sind Heimspeicher aus systemischer Perspektive Teil eines komplexen Gesamtsystems, in dem ihre Wirkungen über die individuelle Anwendung hinausgehen. Ihr Beitrag zur Integration erneuerbarer Energien, zur Flexibilisierung der Nachfrage, sowie zur Entlastung von Stromnetzen hängt maßgeblich von ihrer Betriebsweise, ihrer technischen und marktlichen (insb. Tarife) Rahmenbedingungen ab. Insbesondere stellt sich die Frage, inwieweit die individuelle Optimierung des Eigenverbrauchs mit gesamtwirtschaftlichen Zielsetzungen in Einklang steht und welche Auswirkungen dies auf die Ausgestaltung möglicher Förderinstrumente hat.

Vor diesem Hintergrund analysiert das vorliegende Kapitel die Rolle von Heimspeichern im österreichischen Stromsystem differenziert und ordnet deren Entwicklung in den Kontext möglicher Förderinstrumente ein. Aufbauend auf dem in Kapitel 2 abgeleiteten Speicherzielbild, sowie den in Kapitel 3.1 dargestellten Erkenntnissen zu Großspeichern wird untersucht, welche spezifischen Rahmenbedingungen für Heimspeicher relevant sind und welche Fragestellungen sich hinsichtlich ihrer weiteren Marktdurchdringung ergeben.

3.2.1 Analyse des Förderbedarfs zum Ausbau von Heimspeichern

Analog zu Kapitel 3.1 für Großspeicher wird im Folgenden zunächst der potenzielle Förderbedarf für Heimspeicher systematisch analysiert. Dabei ist zu berücksichtigen, dass sich Heimspeicher in mehreren zentralen Aspekten von großskaligen Speicheranwendungen unterscheiden. Insbesondere sind im Haushaltssegment überwiegend fixe Stromtarife vorherrschend, wodurch marktpreisgetriebene Anreize nur eingeschränkt wirksam werden. Gleichzeitig spielen neben rein wirtschaftlichen Überlegungen auch nicht-monetäre Faktoren, etwa Autarkie,

Resilienz oder individuelle Präferenzen, eine wesentliche Rolle bei Investitionsentscheidungen.

Vor diesem Hintergrund wird die Analyse, neben den modellgestützten Wirtschaftlichkeitsbewertungen, durch die Einbeziehung empirischer Marktdaten ergänzt, um das tatsächliche Investitionsverhalten adäquat abzubilden. Darüber hinaus wird die Systemnützlichkeit von Heimspeichern entlang verschiedener Dimensionen untersucht, um deren Beitrag zum Gesamtsystem differenziert einzuordnen. Auf dieser Grundlage wird bewertet, ob und in welcher Form sowohl für den weiteren Ausbau von Heimspeichern als auch für deren Systemnützlichkeit ein Förderbedarf besteht und wie entsprechende Instrumente ausgestaltet sein könnten.

3.2.1.1 Zentrale Parameter und Annahmen für die Heimspeicher Wirtschaftlichkeitsmodellierungen

Die in Tabelle 15 zusammengefassten Annahmen und Parameter bilden die Grundlage der durchgeführten Wirtschaftlichkeitsanalyse von Heimspeichersystemen. Die angesetzten CAPEX, OPEX, sowie die gewählte C-Rate wurden konsistent zu den in Kapitel 2 verwendeten Annahmen der übergeordneten Systemmodellierung definiert, um eine methodische Vergleichbarkeit zwischen Systemmodellierung und Investitionsrechnung auf Anlagenebene sicherzustellen. Für sämtliche weiteren Parameter wurden geeignete Literatur- und Marktdatenquellen herangezogen. Diese sind ebenfalls transparent in der nachfolgenden Tabelle dargestellt. Da im privaten Endkund:innenbereich weiterhin überwiegend statische Bezugs- bzw. Einspeisepreise vorherrschen, dynamische Modelle jedoch zunehmend an Relevanz gewinnen, werden für Heimspeicher ergänzend differenzierende Preisszenarien auf Bezugs- und Einspeiseseite betrachtet.

Tabelle 15 Übersicht der Annahmen und Parameter für die Wirtschaftlichkeitsmodellierung der Heimspeicher

Parameter	Annahme	Kommentar
Heimspeicher Leistung / Kapazität	0,4 (2,5 h-Speicher)	TYNDP 2024, konsistent mit Systemmodellierung
CAPEX	648,23 €/kWh	TYNDP 2024, konsistent mit Systemmodellierung
OPEX	23,96 €/kWh/a	TYNDP 2024, konsistent mit Systemmodellierung
Heimspeicher Bezugstarif	Statisch 14ct/kWh / dynamisch (DA Preise)	Statischer Bezugspreis aus Vergleich E-Control (Q4 2025) ²³
Heimspeicher Einspeisetarif	Statisch 7.5 ct/kWh / dynamisch (DA Preise)	Statischer Einspeisepreis aus Übersicht PV-Austria ²⁴ (geschätzter Durchschnitt)
Größe PV	13 kWp	Durchschnitt aus Marktentwicklung PV-Batteriespeichersysteme (Technikum Wien GmbH & BMWET, 2025)
Kapazität Heimspeicher	13 kWh	Marktentwicklung PV-Batteriespeichersysteme (Technikum Wien GmbH & BMWET, 2025), berechnet aus Speichergröße bei 1,01 kWh / 1 kWp PV-Leistung)
Haushaltsverbrauch	4.750 kWh	Durchschnitt aus 5.300 kWh (Österreichs Energie ²⁵) und 4.200 kWh (E-Control ²⁶ , Dreipersonen Haushalt)
Haushaltslastprofil	Standardlastprofil	APCS ²⁷

Die ökonomische Bewertung von Heimspeichern ist grundsätzlich durch eine hohe Heterogenität realer Anwendungsfälle geprägt. Wirtschaftlichkeit und Nutzungspotenziale hängen maßgeblich von individuellen Faktoren wie Haushaltsverbrauch, Lastprofil, vorhandenen Flexibilitäten, Tarifstrukturen sowie Größe, Auslegung und Betriebsweise der PV-Anlage ab. Ziel der vorliegenden Annahmensetzung war daher die Abbildung eines möglichst repräsentativen Durchschnittsszenarios, das typische heutige Haushalts- und Anlagenkonfigurationen widerspiegelt. Dabei wurde bezüglich Haushaltsflexibilität ausschließlich auf den

²³ <https://www.e-control.at/preisanalyse-strom-gas>

²⁴ <https://pvaustria.at/strom-verkaufen/>

²⁵ <https://oesterreichsenergie.at/en/our-electricity-system/energy-efficiency>

²⁶ https://www.e-control.at/newsletter-5/2022/-/asset_publisher/mg4CSknik7cM/content/k-serie-rechnungen

²⁷ <https://www.apcs.at/clearing/technisches-clearing#Lastprofile>

Speicher fokussiert. Die gewählten Annahmen erlauben eine belastbare Einordnung der Wirtschaftlichkeit im durchschnittlichen Anwendungskontext und liefern eine robuste Orientierung für den breiten Markt. Gleichzeitig ist zu berücksichtigen, dass die Übertragbarkeit auf konkrete Einzelhaushalte nur eingeschränkt möglich ist, da individuelle Rahmenbedingungen sowohl zu höheren als auch zu geringeren wirtschaftlichen Ergebnissen führen können.

3.2.1.2 Wirtschaftlichkeit von Heimspeicherinvestitionen

Unter den getroffenen Annahmen zeigen die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsmodellierungen für Heimspeicher eine deutlich negative Wirtschaftlichkeit. Abbildung 41 stellt den NPV unter Variation sowohl des Strombezugspreises als auch des Einspeisepreises dar. In beiden Fällen ergeben sich negative NPVs von mehr als 500 €/kWh. Dabei fällt der NPV bei statischen Tarifen, insbesondere auf der Einspeiseseite, nochmals deutlich negativer aus. Dies deutet darauf hin, dass Speicherinvestitionen unter dynamischen Tarifstrukturen einen vergleichsweise höheren wirtschaftlichen Mehrwert erzielen. Unabhängig vom Stromtarifsystem reicht dieser Mehrwert jedoch nicht aus, um die Kosten zu kompensieren und eine Wirtschaftlichkeit wird deutlich verfehlt. Dies ist insbesondere auf die, verglichen mit den Großspeichern, hohen spezifischen Investitionskosten zurückzuführen.

Net present value of home battery investment

Assuming 5 MWh demand, a 13 kWp PV and a 5.2 kW and 13 kWh battery
(NPV calculated using the same price assumptions without the battery)

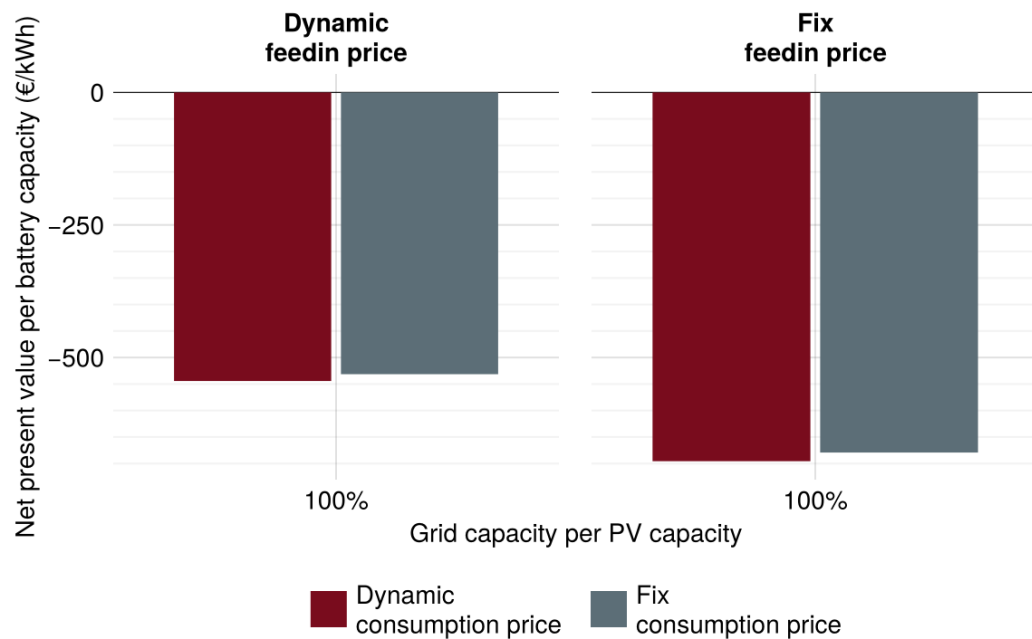
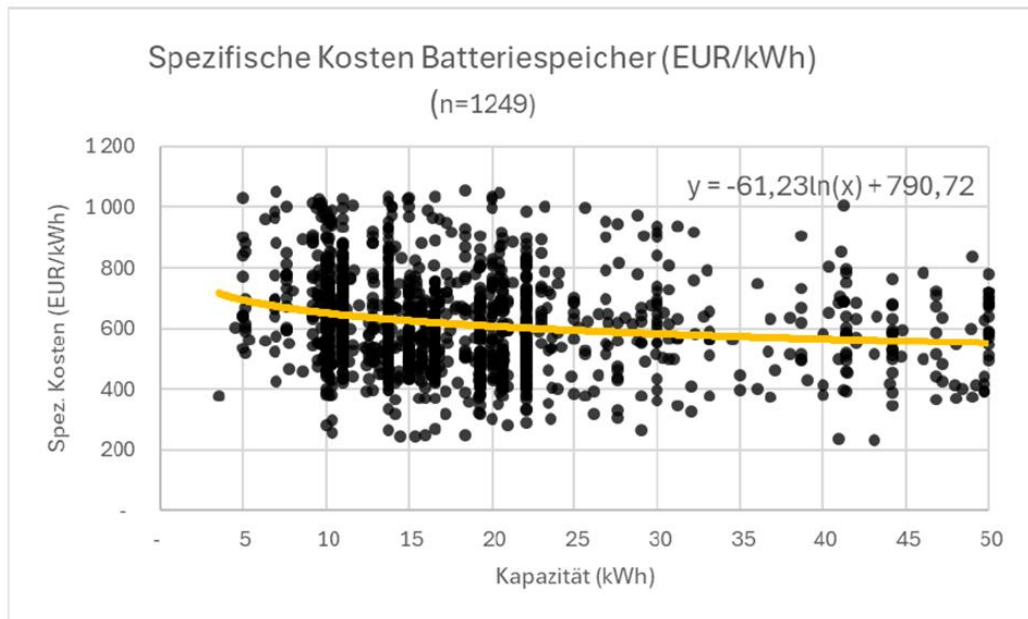


Abbildung 41 NPV eines Heimspeichers unter Variation der Stromtarife

Wie Abbildung 42 dargestellt weisen die Investitionskosten von Heimspeichern aber auch eine hohe Varianz auf.



Quelle: Förderabrechnungsdaten OeMAG 2025; ausschließlich Anlagen zwischen 0 und 50 kWh mit Antragsjahr 2025; ausreißerbereinigt

Abbildung 42 Spezifische Kosten eines Batterieheimspeichers zwischen 0 und 50 kWh im Antragsjahr 2025, ausreißerbereinigt (Quelle: BMWET & AEA, 2025 auf Basis der Förderabrechnungsdaten OeMAG 2025)

Um diese Varianz in der Bewertung der Wirtschaftlichkeit abzubilden, wurde zusätzlich eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt. Dabei wurden die Parameter CAPEX, OPEX und WACC variiert und jeweils der NPV berechnet. Die Ergebnisse in Abbildung 43 zeigen, dass die CAPEX mit Abstand den größten Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit eines Speichersystems haben. Selbst bei Ansatz der unteren Kostenschranke von 200 €/kWh gemäß Abbildung 42 wird jedoch keine Wirtschaftlichkeit erreicht. Da in der Abbildung 43 bereits dynamische Tarife unterstellt werden, fällt das Ergebnis bei Annahme fixer Tarife entsprechend nochmals ungünstiger aus.

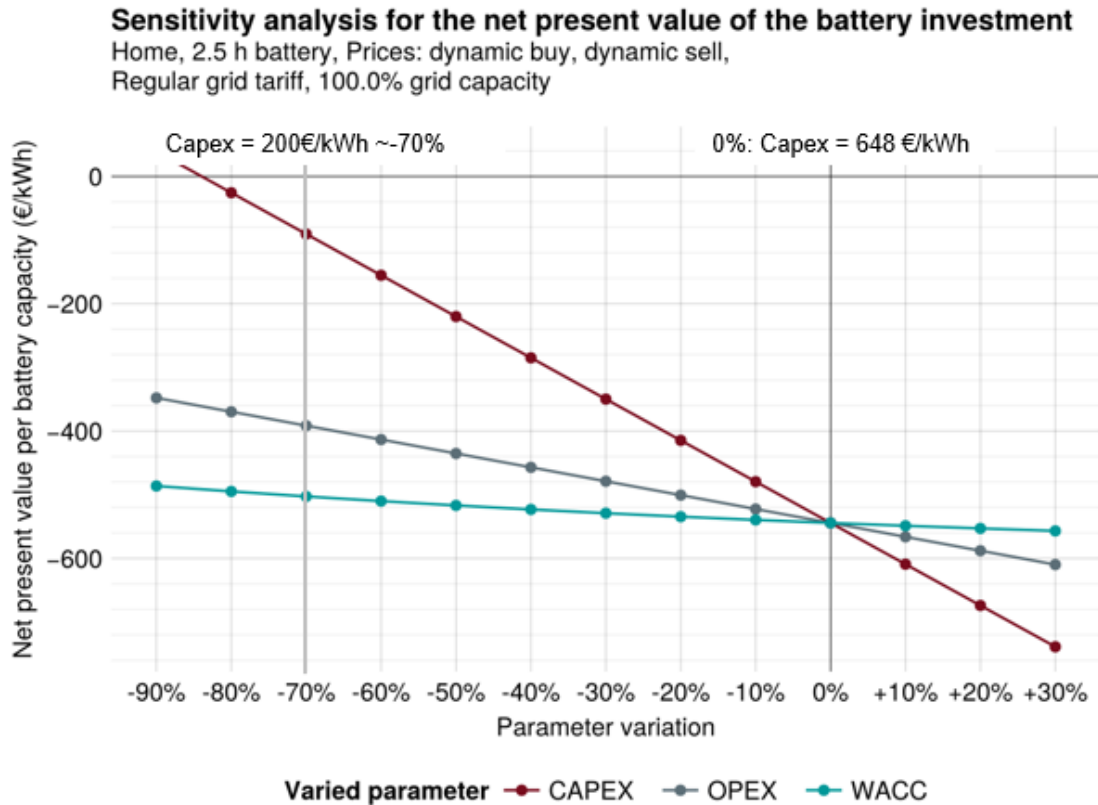


Abbildung 43 Sensitivitätsanalyse NPV für Heimspeicher bezüglich CAPEX, OPEX und WACC unter Annahme von dynamischen Stromtarifen

Die durchgeführten Analysen zeigen, dass unter den zugrunde gelegten Annahmen und im betrachteten Durchschnittsszenario derzeit keine wirtschaftliche Betriebsführung von Heimspeichersystemen erreicht wird. An dieser Stelle ist erneut hervorzuheben, dass Speicherinvestitionen und gerade Heimspeicher im Besonderen, hochindividuell sind. Faktoren, die das Ergebnis signifikant verändern können, sind dabei andere Lastprofile, PV-Orientierung, höhere Verbrauchsmengen und weitere Flexibilitäten (insb. Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge), individuelle Tarife für Bezug und Einspeisung und auch eine im Individualfall optimierte PV & Speichergröße. Das vorliegende Ergebnis kann aufgrund der konsistenten Parametrisierung sowie der transparent hergeleiteten Annahmen dennoch als belastbare Einordnung für typische heutige Rahmenbedingungen im privaten Endkund:innenbereich verstanden werden. Die vorliegenden Resultate sind daher als robuste Bewertung des durchschnittlichen Anwendungskontexts zu interpretieren, ohne das Potenzial wirtschaftlicher Betriebsweisen in spezifischen Haushaltskonfigurationen grundsätzlich auszuschließen.

Aus rein wirtschaftlicher Perspektive könnten die Ergebnisse unter den getroffenen Annahmen im Durchschnittsfall und beim Ziel eines Ausbaus von Heimspeichern für einen Förderbedarf sprechen. Wie im folgenden Kapitel dargestellt, ergeben sich bei Heimspeichern aber über die reine Wirtschaftlichkeit hinausgehende Faktoren, da nicht der Speicherausbau, sondern die Systemnützlichkeit zur zentralen Frage avanciert. Aus diesem Grund wurde ein Fokus auf deren Analyse gesetzt und auf umfangreiche Parametervariationen der zuvor beschriebenen hochindividuellen Faktoren im Kontext der Wirtschaftlichkeitsanalyse verzichtet.

3.2.1.3 Historischer Heimspeicherausbau & zukünftige Potenziale

Die Entwicklung der jährlich neu installierten Batteriespeicherkapazitäten in Europa zeigt seit 2020 eine stark beschleunigte Marktdynamik (siehe Abbildung 44). Die installierte Jahreskapazität stieg von rund 2,3 GWh im Jahr 2020 auf etwa 17,2 GWh im Jahr 2023 und hat sich damit innerhalb von drei Jahren mehr als versiebenfacht (SolarPower Europe, 2024). Besonders auffällig ist dabei die dominante Rolle des Residential-Segments, das den größten Anteil am jährlichen Zubau stellt. Der Markthochlauf erfolgt somit primär im dezentralen Haushaltsbereich und nicht ausschließlich durch großskalige netzdienliche Speicherprojekte. Diese Entwicklung ist insofern bemerkenswert, als sie trotz der im vorhergehenden Kapitel analysierten negativen Investitionsrenditen stattfindet. Die beobachtete Marktdiffusion deutet darauf hin, dass Investitionsentscheidungen im Haushaltssegment nur eingeschränkt durch klassische Wirtschaftlichkeitskriterien bestimmt werden. Entscheidungsrelevante Faktoren könnten beispielsweise Wunsch nach Energieautarkie oder Absicherung gegen zukünftige Strompreisvolatilität sein (Energie- und Umweltagentur des Landes NÖ, n.d.). Aus systemischer Perspektive zeigt sich damit, dass fehlende Durchschnittswirtschaftlichkeit aktuell kein strukturelles Ausbauehemnis für Heimspeicher darzustellen scheint. Dabei soll erwähnt werden, dass in einigen Ländern zusätzliche Förderungen existieren, welche die Wirtschaftlichkeit verbessern und ebenso einen positiven psychologischen Aspekt darstellen können.

FIGURE 1 EUROPE ANNUAL BATTERY STORAGE INSTALLED CAPACITY 2014-2023

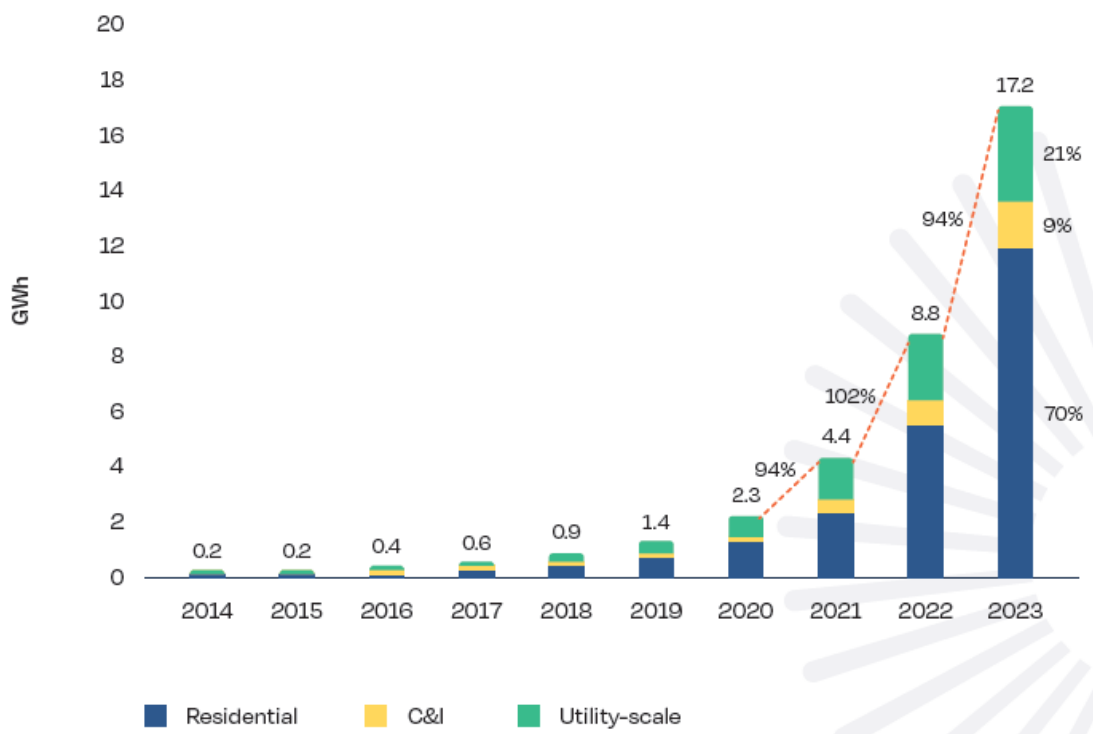


Abbildung 44 Jährliche installierte Kapazität von Batteriespeichern in Europa 2024 - 2023 nach Batteriekategorie (SolarPower Europe, 2024)

Auch die Entwicklung in Österreich bestätigt diesen Trend (Abbildung 45). Sowohl der jährliche Zubau als auch die kumulierte installierte Speicherkapazität weisen ein exponentielles Wachstum auf.

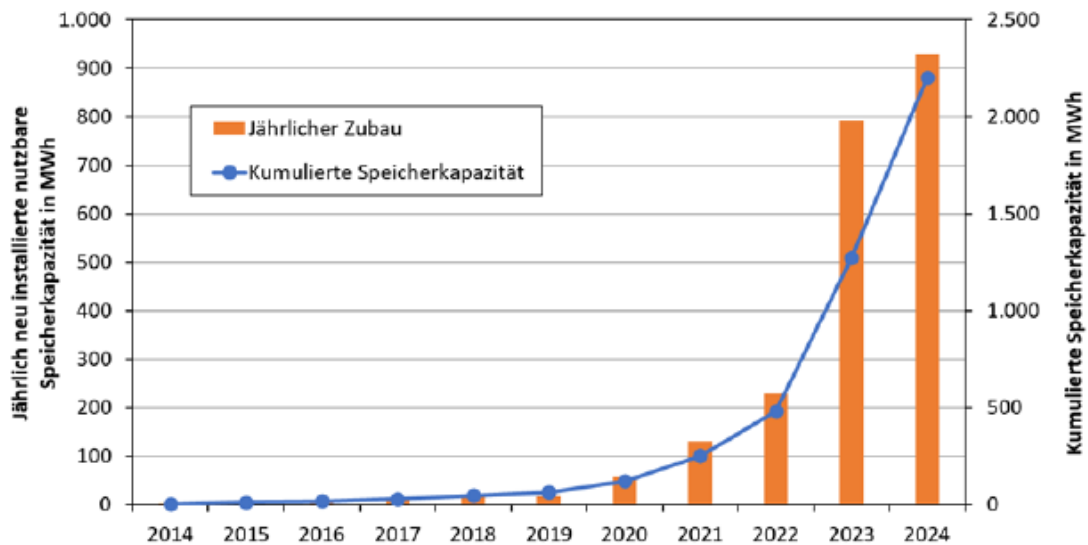


Abbildung 45 Marktentwicklung der PV-Batteriespeicher (Technikum Wien GmbH & BMWET, 2025)

Die nationale Entwicklung steht somit im Einklang mit der europäischen Marktdynamik. Während in Österreich seit 2020 verschiedene Förderungen existierten (z.B. EAG, KLIEN oder Ust-Befreiung), findet in vergleichbaren Nachbarländern (z.B. in Deutschland) der Ausbau weitestgehend ungefordert statt. Dies ist ein deutliches Indiz, dass Heimspeicherinvestitionen aktuell auch ohne zusätzliche wirtschaftliche Anreize in erheblichem Umfang erfolgen. Vor diesem Hintergrund lässt sich ableiten, dass ein genereller Förderbedarf mit dem Ziel eines reinen Kapazitätsausbaus derzeit nur eingeschränkt begründbar ist.

Eine ergänzende Einordnung der Marktentwicklung ergibt sich aus dem Anteil neu installierter Photovoltaikanlagen, die gemeinsam mit Batteriespeichern errichtet werden. Die Daten sind in Abbildung 46 dargestellt.

FIGURE 14 ANNUAL RESIDENTIAL SOLAR PV INSTALLATIONS COUPLED WITH BATTERY STORAGE 2021-2023

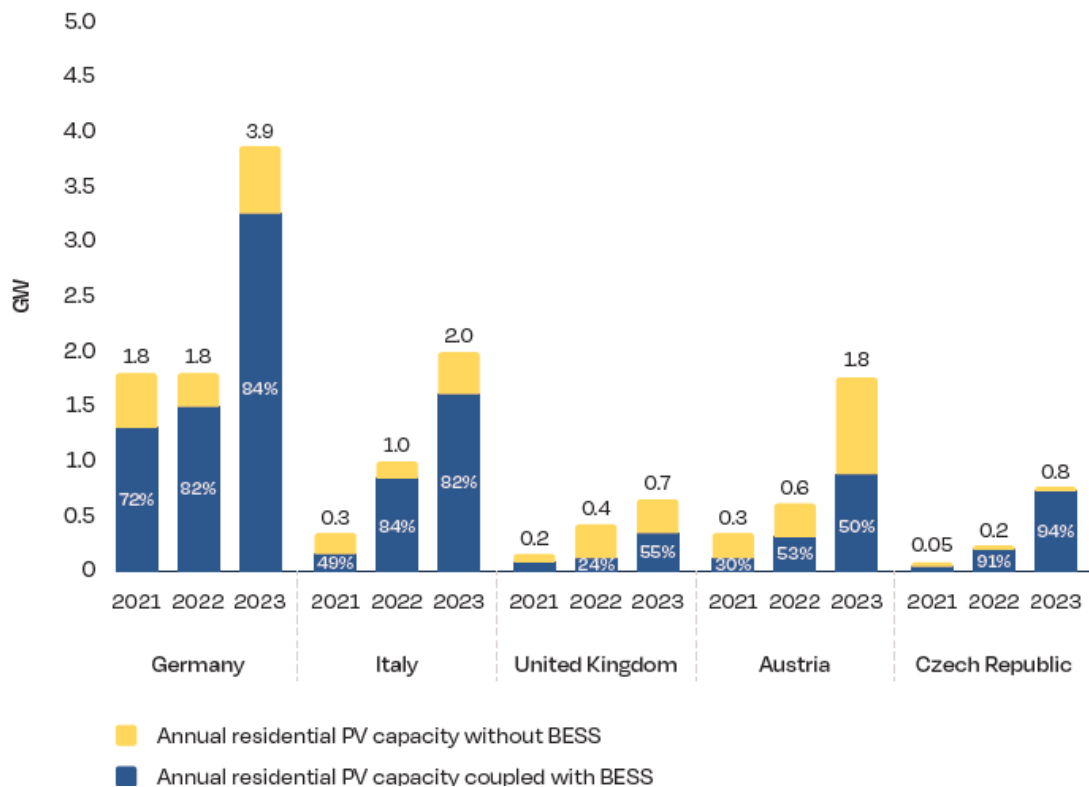


Abbildung 46 Jährlicher Ausbau von PV und gekoppelten Heimspeichern in ausgewählten europäischen Ländern (2021-2023) (SolarPower Europe, 2024)

Die dargestellten Daten zeigen innerhalb Europas weiterhin deutliche Unterschiede bei den Kopplungsraten zwischen PV-Neuinstallationen und Heimspeichern. Während in einzelnen Märkten bereits ein hoher Anteil neuer PV-Anlagen mit Speichersystemen kombiniert wird (z.B. DE ca. 80%), erfolgt in anderen Ländern, darunter auch Österreich, ein signifikanter Teil des PV-Zubaus weiterhin ohne integrierten Batteriespeicher (ca. 50%). Sofern ein höherer Anteil an gekoppelten Heimspeichern angestrebt wird, könnte ein finanzieller Anreiz also förderlich sein. Auswertungen der EAG-Förderdaten aus 2025 zeigen es wurden 820 MW PV und 736 MWh Speicherkapazität gefördert. Bei dem wie oben begründeten angenommen Verhältnis von ca. 1 kWh/kWp ergibt sich somit bereits ein Anteil von 90%. Um dies im Sinne der Allgemeinheit über eine Förderung Sinn macht, hängt insbesondere von der Systemnützlichkeit des Heimspeichers ab, welche im folgenden Kapitel 3.2.2 analysiert wird.

Eine Förderung der Nachrüstung von Heimspeichern kann bei Lücken zum Speicherzielbild geprüft werden. Neue PV-Anlagen werden auch in Österreich zunehmend mit Speichern ausgestattet, lt. Marktbericht 2024 fast 80%. Auch das Potential an Speichern bei bestehenden PV-Anlagen wird aus aktueller Sicht ohne Förderung zunehmend erschlossen, und ist nicht wesentlich für die Erreichung des Speicherzielbildes. Eine Förderung der Systemnützlichkeit ist bei neuen und bestehenden Speichern jedenfalls sinnvoll und wird vorgeschlagen. Durch die Förderung von EMS bei Heimspeichern (siehe Kapitel 3.2.3) wird der Anreiz zur Installation eines Speichers verstärkt, und falls dies erfolgt dessen Systemnützlichkeit optimiert.

3.2.2 Analyse des Förderbedarfs zur Erhöhung der Systemnützlichkeit von Heimspeichern

3.2.2.1 Status Quo der Systemnützlichkeit von Heimspeichern

Der systemische Mehrwert von Heimspeichern wird wesentlich durch ihre Betriebsstrategie bestimmt. Dabei lassen sich grundsätzlich zwei Betriebsweisen unterscheiden: Zum einen die heute verbreitete Betriebsstrategie, bei der der Speicher unmittelbar bei auftretenden PV-Stromüberschüssen geladen wird. Zum anderen eine systemorientierte Betriebsweise, bei der die Speicherbeladung zeitlich gesteuert erfolgt, um PV-Einspeisespitzen zu reduzieren und Energie gezielt zu späteren Zeitpunkten bereitzustellen. Beide Betriebsstrategien sowie ihre Auswirkungen auf Einspeisung und Speicherfüllstand sind in Abbildung 47 dargestellt.

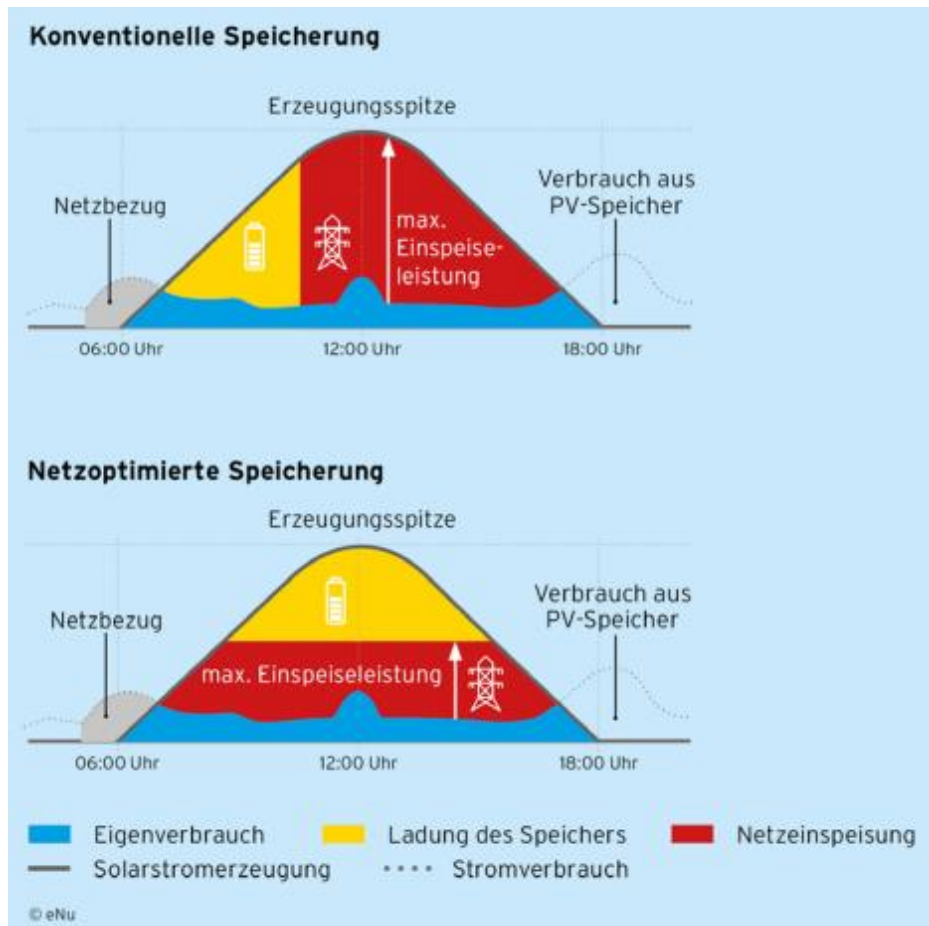


Abbildung 47 Netzbelastung bei unterschiedlichen Betriebsweisen von Heimspeichern (Energie- und Umweltagentur des Landes NÖ, n.d.)

Im Status quo werden Heimspeicher in der Regel unmittelbar geladen, sobald durch die gekoppelte PV-Anlage ein Stromüberschuss entsteht. Insbesondere bei hoher PV-Erzeugung in den Sommermonaten führt dies dazu, dass Speicher typischerweise bereits zur Mittagszeit vollständig geladen sind und anschließend weitere PV-Erzeugung in das Netz eingespeist wird (Energie- und Umweltagentur des Landes NÖ, n.d.). Diese Betriebsstrategie ist in Abbildung 47 (oben) dargestellt. Treten gleichzeitig bei vielen PV-Anlagen Überschüsse auf, erhöht sich dadurch die Netzbelastung. Unter den derzeit im Haushaltsbereich dominierenden statischen Stromtarifen für Strombezug und Einspeisung bestehen aktuell keine ökonomischen Anreize, von diesem Betriebsverhalten abzuweichen.

Demgegenüber besitzen Heimspeicher bei einer angepassten Betriebsweise das Potenzial, das Stromsystem signifikant zu entlasten. Wird der Speicher nicht unmittelbar bei jedem Überschuss geladen, sondern gezielt zur Glättung des PV-Erzeugungsprofils eingesetzt, kann insbesondere die Einspeisespitze zur Mittagszeit reduziert werden. Gleichzeitig kann gespeicherte Energie zu Zeitpunkten höherer Systemnachfrage bereitgestellt werden, während zur Mittagszeit häufig niedrige oder sogar negative Strompreise auftreten. Diese in Abbildung 47 (unten) dargestellte Betriebsstrategie erzeugt sowohl energiewirtschaftliche als auch netzseitige Systemvorteile, findet in der Praxis bislang jedoch nur begrenzt Anwendung.

Die zentrale Fragestellung zur Erhöhung der Systemdienlichkeit von Heimspeichern, sowohl im Bestand als auch bei Neubauten, besteht daher darin, geeignete Rahmenbedingungen zu schaffen, die einen Übergang von der heute dominierenden netzbelastenden zu einer stärker systemorientierten Betriebsstrategie incentivieren.

3.2.2.2 Steigerung des Systemnützlichkeitspotenzials von Heimspeichern

Im Rahmen der Studie wurden zwei wesentliche Ansätze identifiziert, mit denen ein Betriebsverhalten erreicht werden kann, das zur Kappung der Mittagsspitzen beiträgt. Hierzu zählen eine pauschale Reduktion der netzwirksamen Leistung (NWL) sowie der Einsatz einer intelligenten Regelung auf Basis eines dynamischen Einspeisepreises. Beide Ansätze werden in diesem Kapitel kurz dargestellt und dienen als Grundlage für die Evaluierung der Fördergestaltung.

Reduktion der Netzwirksamen Leistung

Eine Möglichkeit, die Volleinspeisung zur Mittagszeit zu vermeiden, besteht in der Reduktion der NWL. Bei diesem Ansatz wird die Einspeiseleistung am Netzanschlusspunkt auf einen definierten Prozentsatz oder auf einen festen Leistungswert begrenzt. Die im Folgenden dargestellten Prozentsätze beziehen sich jeweils auf die verbleibende Netzanschlussleistung im Vergleich zur Modulspitzenleistung der im Haushalt installierten PV-Anlage. Bei einer angenommenen PV-Spitzenleistung von 13 kWp führt beispielsweise eine Reduktion der NWL um 50 % zu einer maximalen Einspeiseleistung am Netzanschlusspunkt von 6,5 kW.

Die zentrale Fragestellung besteht darin, welcher Schwellwert ein geeignetes Optimum zwischen systemischem Nutzen und den daraus resultierenden Nachteilen für Verbraucher:innen darstellt. Dies wird im Folgenden untersucht.

Zunächst wurden die ökonomischen Konsequenzen einer pauschalen Reduktion der NWL für verschiedene Tarifregime berechnet. Die Ergebnisse sind in Abbildung 48 dargestellt. Weitere Berechnungen für unterschiedliche Tarifregime finden sich im Anhang 7.7.1.

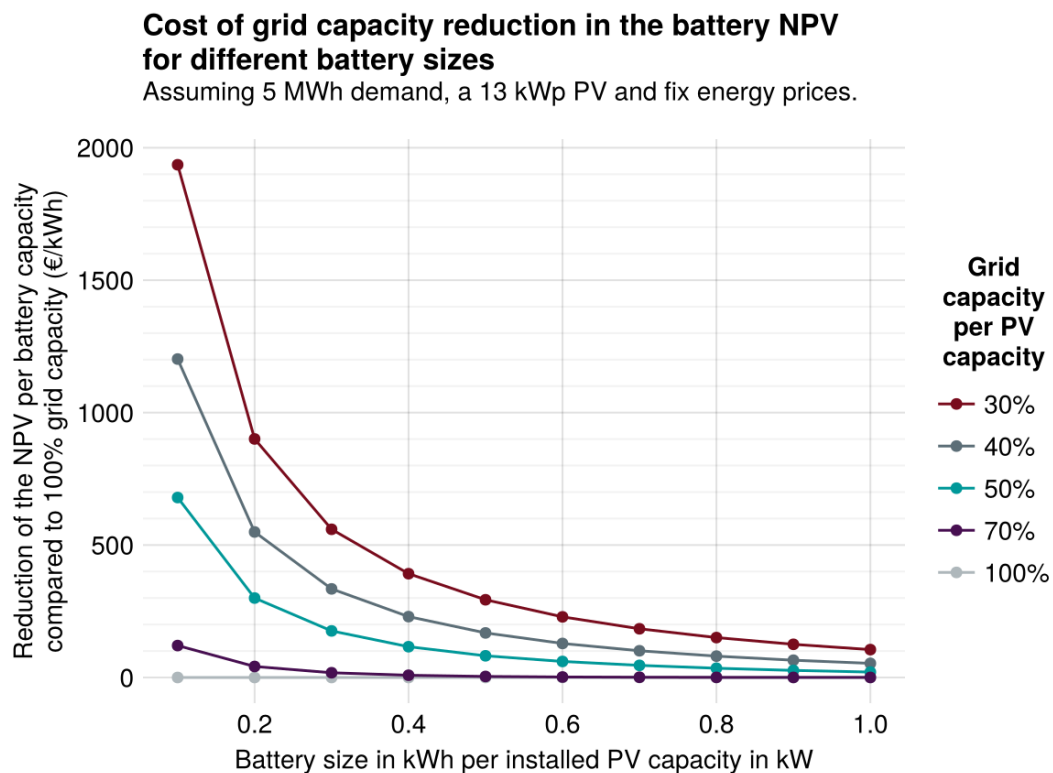


Abbildung 48 Höhe der Reduktion des NPVs bei verschiedenen Batteriegrößen

Dabei zeigt sich, dass bis zu einer Reduktion auf 70 % der Modulspitzenleistung nahezu keine finanziellen Nachteile auftreten. Bei einem angenommenen Verhältnis von 1 kWh Speicherkapazität pro kWp installierter Erzeugungsleistung ergeben sich bei einer Reduktion auf 50 % moderate finanzielle Nachteile von rund 20 €/kWh Batteriekapazität, während diese bei einer Reduktion auf 30 % bereits etwa 100 €/kWh betragen. Mit abnehmender Speicherdimensionierung steigen die Verluste entsprechend an, da weniger Energie zwischengespeichert werden

kann und somit häufiger eine Abregelung erforderlich ist. Bis zu einer Batteriedimensionierung von 0,5 kWh/kWp verläuft der Anstieg der Verluste annähernd linear, darüber hinaus nimmt er exponentiell zu.

Ein weiterer zu betrachtender Aspekt sind die Abregelungsmengen, die mit einer Reduktion der NWL einhergehen. Diese sind in Abbildung 49 dargestellt. Hierbei wurde das Szenario mit fixen Tarifen dargestellt. Weitere Abbildungen für unterschiedliche Tarifregime sind im Anhang in Kapitel 7.7.2. enthalten.

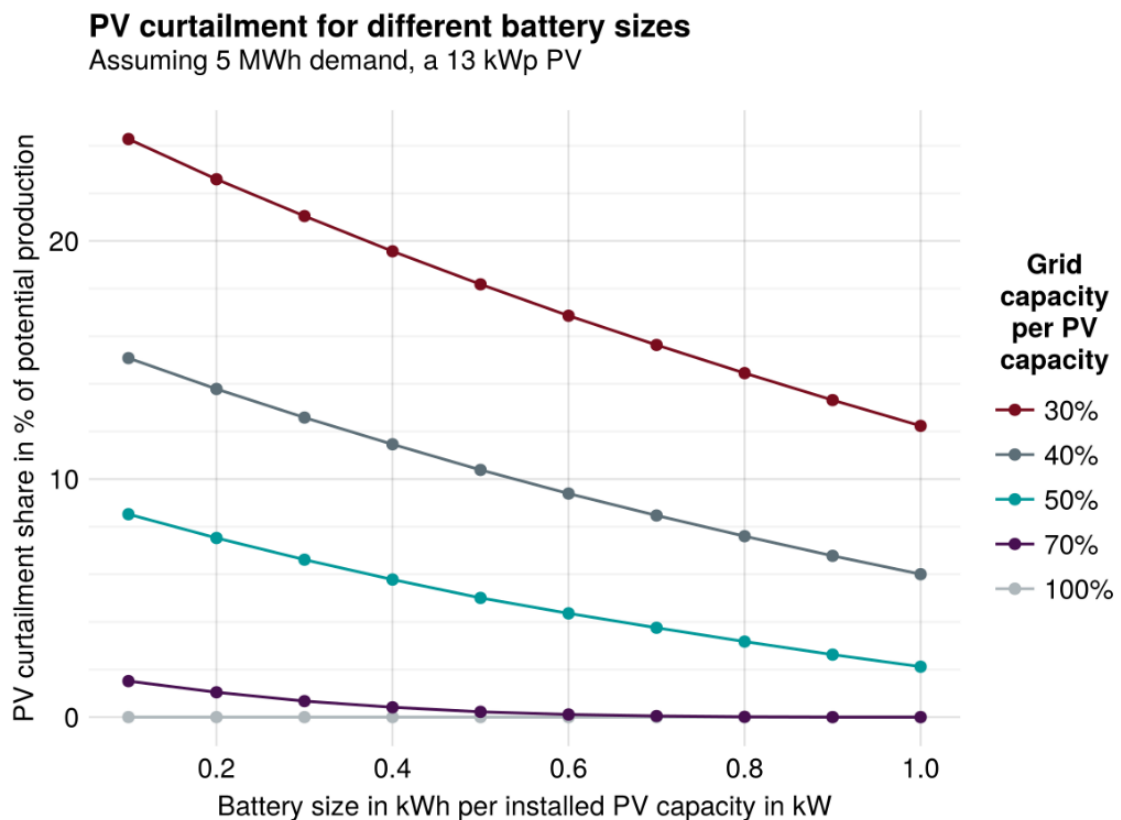


Abbildung 49 Prozentsatz der Abregelungsmengen von PV bei unterschiedlichen Begrenzungen der netzwirksamen Leistung und Heimspeichergrößen

Es zeigt sich, dass bei einer Batteriekapazität von 1 kWh pro kWp PV eine Reduktion der NWL auf 70 % keine Abregelungen verursacht. Bei einer Reduktion auf 50 % ergeben sich Abregelungsmengen von rund 2 %, bei 40 % von etwa 6 % und bei 30 % von etwa 12 %.

Dynamische Strombezugs- & Einspeisetarife

Wie einleitend beschrieben, setzen die derzeit dominierenden statischen Tarife im Haushaltsbereich keine Anreize für eine Betriebsstrategie, die Mittagsspitzen vermeidet. Da es in diesem Fall unerheblich ist, zu welchem Zeitpunkt Energie gespeichert oder eingespeist wird, wird der PV-Überschuss kontinuierlich eingespeichert, bis der Speicher vollständig geladen ist, um den Eigenverbrauch zu maximieren. Erst anschließend erfolgt die Einspeisung ins Netz, wodurch das in Abbildung 47 dargestellte netzbelastende Verhalten entsteht. Verträge mit dynamischen Preisen sind für den Bezug von Lieferanten gesetzlich verpflichtend anzubieten und gut verfügbar, für Einspeisung gilt diese Verpflichtung nicht, diese sind oft verfügbar – eine Zunahme ist zu erwarten (siehe 3.2.3).

Im Rahmen der Studie wurde untersucht, wie sich eine Dynamisierung der Energiepreise auf das Speicherverhalten auswirkt. Hierbei wurde zwischen Bezugs- und Einspeisetarifen differenziert, um deren jeweilige Einflüsse zu identifizieren. Abbildung 50 zeigt die Residuallast des im Rahmen dieser Studie betrachteten Durchschnittshaushalts unter verschiedenen Tarifregimen. Für die Betrachtung wurden die Sommermonate Mai bis August verwendet, da hier die PV-Produktion und entsprechende Effekt am stärksten auftreten.

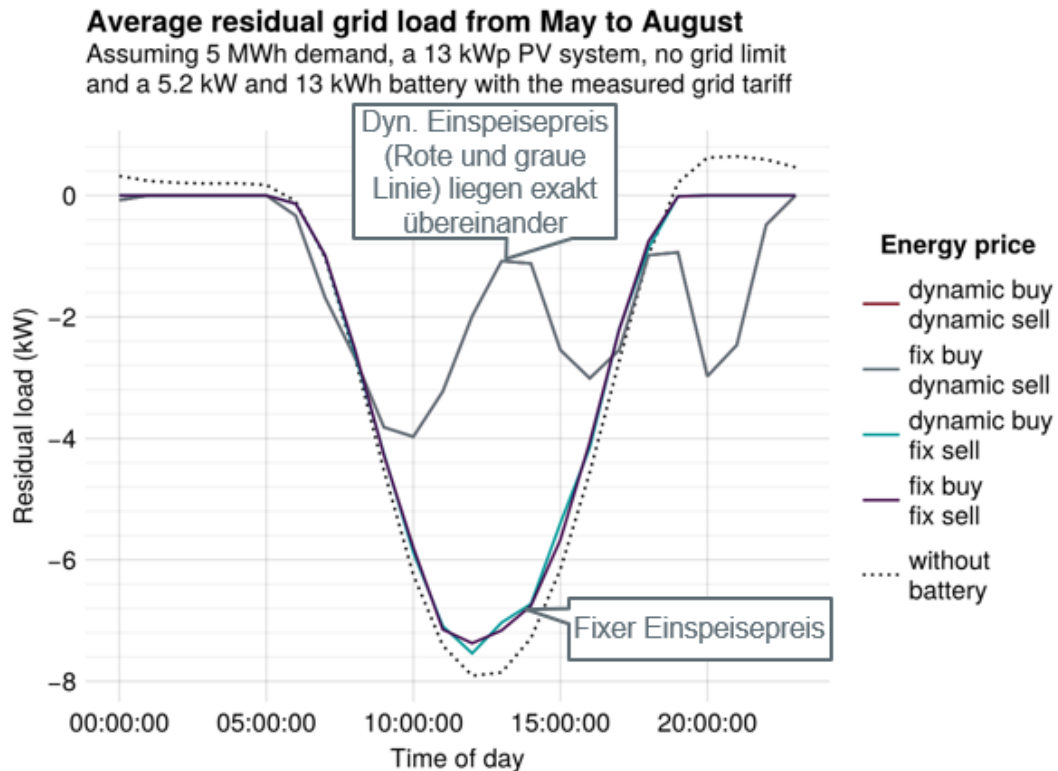


Abbildung 50 Residuallast eines Haushaltes im Zeitraum Mai bis August bei variierenden Stromtarifen

Die Analyse zeigt, dass sich neben der gestrichelten Linie, welche den Referenzfall ohne Batterie darstellt, zwei Muster ausbilden, die sich durch eine Dynamisierung auf der Einspeiseseite unterscheiden. In diesen Fällen führt die Variation des Bezugspreises zwischen fixen und dynamischen Tarifen zu keinem relevanten Unterschied. Dies lässt sich intuitiv dadurch erklären, dass aufgrund der hohen PV-Produktion in den betrachteten Monaten überwiegend Situationen mit PV-Überproduktion vorliegen. In diesen Zeiträumen findet kaum Strombezug statt, sodass der Bezugspreis seine Anreizwirkung weitgehend verliert und damit praktisch irrelevant wird.

Zudem ist ersichtlich, dass sich die maximale Einspeiseleistung bei einem dynamischen Einspeisepreis im Durchschnitt auf etwa 4 kW reduziert und damit auf rund 30 % der PV-Spitzenleistung sinkt. In den Mittagsstunden während des PV-Leistungsmaximums verringert sich die NWL auf etwa 2 kW, was rund 15 % (also eine Reduktion um 85%) der PV-Spitzenleistung entspricht. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die maximale Einspeiseleistung bei einem dynamischen Einspeisepreis im Durchschnitt auf etwa 4 kW reduziert und damit auf rund 30 % der PV-Spitzenleistung sinkt.

sichtigen, dass es sich um Durchschnittswerte der jeweiligen Betrachtungsperiode handelt, in einzelnen Zeitschritten können durchaus höhere Werte aufgetreten sein. Die beobachteten Größenordnungen sind jedoch vor dem Hintergrund der typischerweise niedrigen Strompreise während der PV-Peakzeiten plausibel und geben eine klare Indikation, dass sich durch die Weitergabe der Preissignale aus dem Strommarkt eine deutliche Verbesserung des Speicherbetriebs hinsichtlich der Systemnützlichkeit ergibt.

Den Ergebnissen folgend erhöht der Wechsel von einem fixen auf einen dynamischen Einspeisetarif die Systemnützlichkeit eines Heimspeichers signifikant. Vor diesem Hintergrund wurde zudem analysiert, wie sich dies auf die Wirtschaftlichkeit der Speicherinvestition des Haushaltes auswirkt, wenn er zusätzlich zur Batterieinvestition noch einen Tarifwechsel vollzieht. Die Ergebnisse sind in Abbildung 51 dargestellt und beziehen sich auf die Veränderung des NPVs im Vergleich zum Bezugswert bei fixen Tarifen. Dabei zeigte sich, dass die Ergebnisse sehr preissensibel hinsichtlich der Höhe des fixen Einspeisepreises sind, weshalb dieser im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse variiert wurde, während für den dynamischen Tarif der Day-Ahead Preis verwendet wurde. Es ist zu erkennen, dass unabhängig vom Bezugstarif der Breakeven eines fixen Einspeisepreises zwischen 6 und 6,5 ct / kWh liegt. Das bedeutet, dass aus Kund:innensicht oberhalb dieser Schwelle der fixe Einspeisepreis von Vorteil ist, während darunter der dynamische Einspeisepreis vorteilhaft ist. Die Höhe der fixen Einspeisepreise in der Praxis unterscheidet sich signifikant²⁸. Mit steigender PV-Durchdringung ist in Zukunft eher eine Verringerung fixer Einspeisepreise zu erwarten, auf der anderen Seite behält der Lieferant beim dynamischen Einspeisepreis noch eine Marge ein. Eine pauschale Aussage, welcher Einspeisepreis für die Kund:innen vor- oder nachteilig ist, ist daher nicht möglich. Nimmt man beispielsweise als Referenzwert die Einspeisepreise der OeMAG für 2025²⁹, die in den Haupt PV-Monaten März bis September bei ca. 6 ct/kWh liegen an, hat der Wechsel in einen dynamischen Einspeisetarif folglich keinen signifikanten Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Speicherinvestition.

²⁸ <https://pvaustria.at/strom-verkaufen/>

²⁹ https://www.oemag.at/fileadmin/user_upload/Dokumente/marktpreis/Marktpreise_2025.pdf

Änderung des NPV der Heimspeicher-Investition durch Energiepreise

Ohne Reduktion der netzwirksamen Leistung, mit Standard-Netztarif, mit 5 MWh Nachfrage, 13 kWp PV und einer Batterie mit 5.2 kW und 13 kWh (NPV berechnet mit fixen Preisannahmen ohne die Batterie)

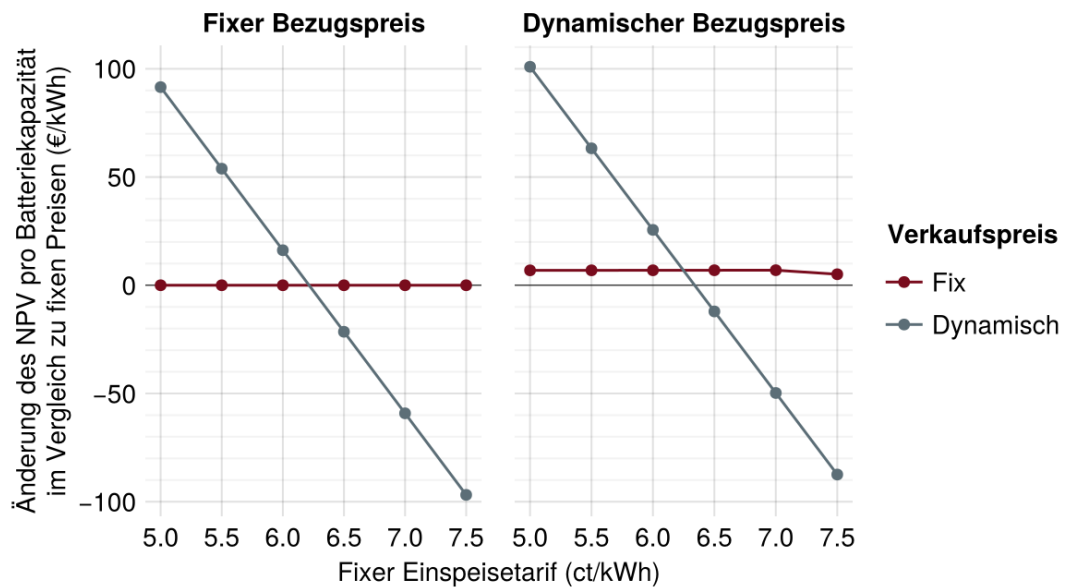


Abbildung 51 Veränderung der Wirtschaftlichkeit eines Heimspeichers bei Tarifwechsel

Nicht unerwähnt bleiben sollte, dass auch dynamische Bezugspreise relevante Kund:innenreaktionen auslösen und somit systemisch sinnvoll sein können. Zwar beeinflussen diese das Einspeiseverhalten nicht direkt, jedoch können sie in bestimmten Fällen zu einer Verlagerung des Stromverbrauchs in Stunden mit hoher PV-Einspeisung führen. Wie in Kapitel 4.1.3 dargestellt, ist eine entsprechende Reaktion empirisch belegt (1KOMMA5°, 2025). In der Praxis sind beispielsweise Konstellationen denkbar, in denen Flexibilitäten nicht vollständig auf den individuellen PV-Überschuss optimiert werden, sondern ausschließlich anhand von Day-Ahead-Preissignalen gesteuert sind. In solchen Fällen führt eine Erhöhung des Eigenverbrauchs zugleich zu einer Verringerung der NWL.

Eine weitere Validierung der Modellierungsergebnisse liefert die in Abbildung 52 dargestellte Datenauswertung zur stündlichen Netzeinspeisung in den Niederlanden, wo prosumierende Haushalte bereits einen dynamischen Einspeisetarif erhalten, welcher sich direkt am Day-Ahead Markt orientiert (1KOMMA5°, 2025).

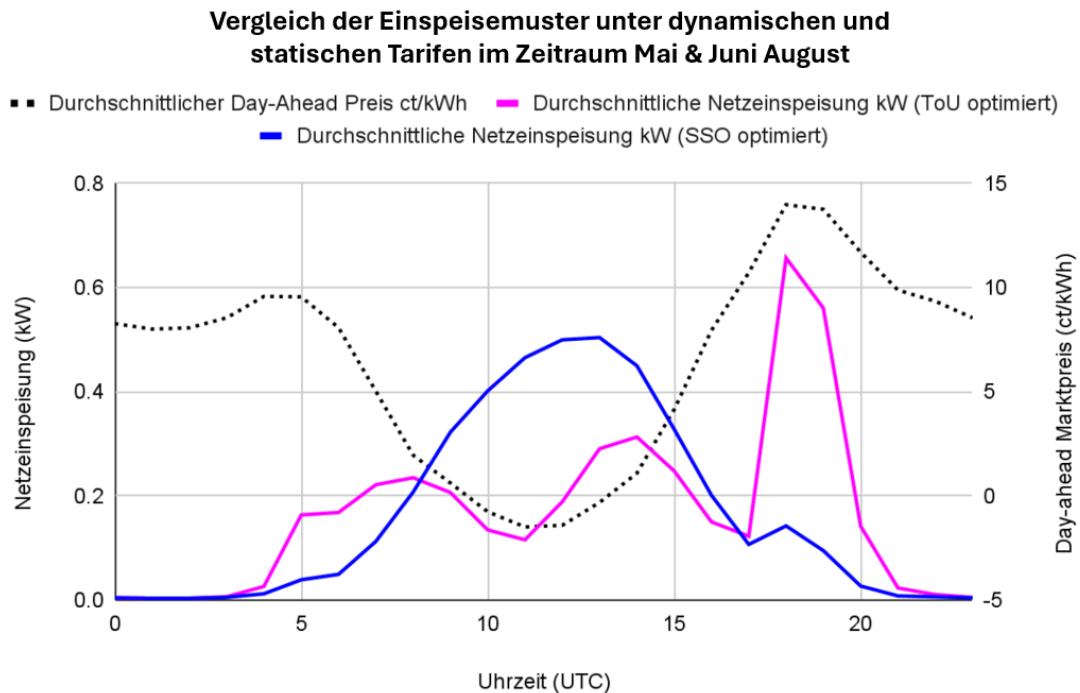


Abbildung 52 Analyse von Einspeiseprofilen bei dynamischen und statischen Einspeisetarifen anhand von Kund:innendaten aus den Niederlanden im Zeitraum Mai & Juni, SSO (Self-Sufficiency Optimized, Eigenverbrauchsoptimiert), ToU (Time-of-Use, mit dynamisiertem Einspeisetarif) (1KOMMA5°, 2025)

Ein Vergleich der Einspeiseprofile aus den Modellierungsergebnissen in Abbildung 50 und den realen Haushaltsmesswerten in Abbildung 52 zeigt deutliche Parallelen. Die Prosumer:innen vermeiden eine Einspeisung zur Mittagszeit und speisen stattdessen verstärkt in den Abendstunden ein, in denen die Großhandelspreise höher sind und eine Einspeisung entsprechend attraktiver wird.

3.2.3 Förderempfehlung

Die Investitionen in Heimspeicher erfolgen nicht ausschließlich nach wirtschaftlichen Kriterien bzw. sind andere Motive ausschlaggebend, wie Selbstversorgung oder Vorbilder. Der Betrieb dieser Speicher ist derzeit fast ausschließlich für die Eigenversorgung optimiert. Eine Ausstattung von PV Anlagen mit Speichern erfolgt zunehmend, siehe 3.2.1.3. Um die Systemnützlichkeit zu erhöhen, wird für existierende Speicher und den erwarteten weiteren Ausbau die Förderung eines

EMS vorgeschlagen, das mit Funktionen für eine Verbesserung ausgestattet und so betrieben wird, insbesondere muss entweder die netzwirksame Einspeiseleistung um 50% reduziert oder ein Vertrag mit dynamischem Einspeisepreis gewählt werden.

Dafür verpflichtend ist ein EMS mit folgendem Set an Mindestfunktionalität:

- Möglichkeit zur Steuerung der Batterie
- Vorbereitung für Multi-Use (bzw. Value Stacking)
- Vorbereitung für Kommunikation: gängiger Standard
- Zur Verfügungstellung von Daten für Forschung und Evaluierung
- Auswahl einer Option zur Verbesserung des Systemnutzens aus einem vorgegebenen Set durch den Förderwerber.

Ausgangslage und Förderelemente

Die Ausgangslage in Österreich und in weiteren Ländern ist in der folgenden Tabelle 16 enthalten. Die Situation in Österreich ist meist nicht direkt vergleichbar mit der in anderen Ländern, es konnten nur beschränkt Elemente aus diesen Fördersystemen übernommen werden - die sinnvoll auf diese Problematik umlegbaren Ansätze sind bei der Ausarbeitung der Förderempfehlung eingeflossen.

Tabelle 16 Überblick über Fördermechanismen in ausgewählten Ländern

Land	Fördermechanismus	Kriterien	Sonstige Info	Quelle
Österreich	Investitionszuschüsse auf Bundesebene Ergänzende Förderungen der Bundesländer Einbindung von Speichern im Rahmen des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes (EAG), 150 EUR/kWh, EU-Bonus 10%, max. 50-30%	Neuerrichtung oder Erweiterung einer PV-Anlage Speicher muss gleichzeitig neu errichtet werden (EAG-Systematik) Mind. 0,5 kWh pro kWp, max. 50 kWh Speichergröße	Bundesweite Fördertöpfe teilweise ausgeschöpft Länderförderungen weiterhin relevant, z.B. netzdienliche Speicher für PV-Anlagen in Tirol ³⁰ Hoher Förderanteil bei installierten Anlagen	(Christian Messner, 2025) (Peter Cuony, 2025) EAG und Invest.z.-V Strom
Deutschland	Historische Investitionsförderung über KfW Steuerlicher Anreiz: Mehrwertsteuerbefreiung für Batteriespeicher	KfW-Programmstart: Mai 2013 KfW-Förderung befristet (2013–2018) Keine weiteren Programmdetails in den Quellen ausgewiesen	Markt heute überwiegend ohne direkte Investitionsförderung Regionale Förderprogramme existieren	(Christian Messner, 2025) (Solar Power Europe, 2024)
Italien	Steuerliche Förderung über Superbonus Steuerlicher „Restructuring Bonus“	Superbonus: 110% (ursprünglich), 90% (2023), 70% (2024), 65% (2025) Restructuring Bonus: 50% steuerlicher Abzug bis 31.12.2024	Übertragbarkeit von Steuergutschriften stark eingeschränkt Förderattraktivität rückläufig	(Christian Messner, 2025) (Solar Power Europe, 2024)
Tschechien	Direkter Investitionszuschuss („Green Savings Programme“)	Förderung von PV-Anlagen inkl. Batteriespeicher Finanzierung über EU-Modernisierungsfonds Keine Obergrenze für Anzahl geförderter Installationen	Langfristig angelegtes Förderinstrument Starker Markthochlauf seit 2022	(Solar Power Europe, 2024)
Niederlande	Steuerlicher Anreiz: Mehrwertsteuerbefreiung für Batteriespeicher	Keine spezifischen Förderkriterien ausgewiesen	Ausschließlich steuerbasierter Förderansatz	Solar Power Europe (2024)
Schweden	Steuerlicher Rabatt („Green Deduction Programme“)	Batteriespeicher förderfähig Keine Fördersätze oder technischen Mindestanforderungen ausgewiesen	Fokus auf steuerliche Anreize statt Investitionszuschüsse	Solar Power Europe (2024)

Griechenland	Direkter Investitionszuschuss (CAPEX-Förderung)	Nationale Förderprogramme für Batteriespeicher Förderung von Neuinstallation und Nachrüstung Keine Detailkriterien ausgewiesen	Zeitlich und budgetär begrenzte Programme	(Solar Power Europe, 2024)
Ungarn	Direkter Investitionszuschuss (CAPEX-Förderung)	Nationale Förderprogramme für Heimspeicher Keine Detailkriterien ausgewiesen	Förderprogramme nicht dauerhaft etabliert	(Solar Power Europe, 2024)
Polen	Direkter Investitionszuschuss (CAPEX-Förderung)	Nationale Förderprogramme für Heimspeicher Keine Detailkriterien ausgewiesen	Projekt- und budgetbasierte Förderlogik	(Solar Power Europe, 2024)
Schweiz	Keine direkte Investitionsförderung für Heimspeicher Marktprämie für kleine Anlagen <150KW Teilweise marktbasierter Vergütung von Flexibilität durch VNB • (Top-40: Limitierung bei 60% und eine erhöhte Vergütung der Einspeisung +8% • FlexPV60, FlexPV50: Limitierung bei 60% oder 50% und Vergütung der Einspeisung von +0,8 oder +2,0 ct/kWh Dynamische Netznutzungsentgelte verfügbar Indirekte systemische Anreize über Eigenverbrauchs- und Gemeinschaftsmodelle	Eigenverbrauch und Batteriespeicherung grundsätzlich uneingeschränkt zulässig Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (ZEV) und virtueller ZEV (vZEV) als etablierte Modelle Lokale Energiegemeinschaften (LEG) ab 2026 zulässig – Nutzung von Nieder- und Mittelspannungsnetzen – Netzentgeltreduktion: 40 % (NS), 20 % (MS)	Fokus auf Markt- und Netzintegration statt Subventionierung Neue Wechselrichter grundsätzlich mit 70%-Einspeisebegrenzung Abregelung nur eingeschränkt und zeitlich begrenzt möglich Einzelne Netzbetreiber vergüten freiwillige stärkere Einspeiselimite (Flexibilitätsprodukte) Heimspeicher erhöhen wirtschaftlichen Nutzen von Eigenverbrauch und Teilnahme an LEG	(Peter Cuony, 2025)

³⁰ Quelle: <https://transparenzportal.gv.at/tdb/tp/leistung/1038009.html> in Tirol 100 EUR/kWh bis max. 10 kWh

Weitere mögliche Förderelemente wurden analysiert, z.B. eine direkte Investförderung (pro kWh), aber basierend auf den vorgenommenen Analysen ist eine gesonderte Unterstützung im Bereich der Speicherkapazität gegenwärtig nicht prioritär, sollte jedoch weiterhin beobachtet und evaluiert werden. Steuererleichterungen oder Steuervergünstigungen für Prosumer (Eigenverbrauch) sind für die Erreichung des Zielbildes aktuell nicht hilfreich, da es eine sehr grobe Streuung gibt und die Systemnützlichkeit nicht verbessert wird, weiters wurde diese in Österreich im März 2025 vorzeitig aufgehoben. Die Förderung einer Kommunikationseinrichtung wird für kleine Speicher empfohlen und ist bei großen sowieso üblich bzw. erforderlich. Weitere Themen mit potentiellen Überschneidungen bzw. Auswirkungen auf die Ausgestaltung sind zum Zeitpunkt der Erstellung der Studie in Erarbeitung, z.B. das reduzierte Netznutzungsentgelt für systemdienliche Speicher (Verordnung der E-Control gemäß ElWG). Das gilt auch für andere Tarifierleichterungen im Rahmen der Weiterentwicklung des Tarifsystems, beim der auch für Speicher weitere Anreize kommen, siehe z.B. Marktkonsultation zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung der E-Control³¹. Eine Knüpfung an weitere technische Dienstleistungen ist nicht umsetzungsbereit, da kein konkreter, umsetzbarer Anwendungsfall vorlag. Ein EU-Bonus kann sofern politisch gewollt bei der Förderung zudem abgebildet werden, z.B. für EMS oder Dienstleistungen, Details dazu sind aber nicht Gegenstand dieser Studie.

Zusammenfassung des Förderkonzepts

Die vorliegende Untersuchung zeigt den Bedarf der Forcierung der Systemnützlichkeit bei Speichern. Als kosteneffektive Möglichkeit wird dabei insbesondere die Einführung einer Förderung für die Installation von Energiemanagementsystemen (EMS) in Verbindung mit bestehenden und neuen Photovoltaik-Speichersystemen empfohlen. Ziel ist es, das Flexibilitätspotenzial privater Speicher (im Bereich von 2 kWh bis 100 kWh) systematisch für den Bedarf des Systems bzw. die Integration erneuerbarer Energien nutzbar zu machen. Dabei soll die Attraktivität möglichst wenig vermindert werden, daher

³¹ Marktkonsultation verfügbar auf https://www.e-control.at/bereich-recht/aktuelle-begutachtungsentwurfe#p_p_id_com_liferay_journal_content_web_portlet_JournalContentPortlet_INSTANCE_14C24iqCyMzS , Rückmeldung bis 20.3.2026

gibt es eine verpflichtende Wahloption aus Verringerung der netzwirksamen Leistung oder Wahl eines dynamischen Einspeisevertrags.

Fördergegenstand und technische Anforderungen

Über eine Direktzahlung wird die Installation oder wesentliche Modernisierung eines EMS oder eines Geräts mit der entsprechenden Funktionalität, z.B. ein Wechselrichter, gefördert. Um die Förderung zu erhalten und dabei die Systemnützlichkeit zu gewährleisten, müssen folgende Kriterien erfüllt sein:

- PV mit Speicher: Die Kapazität des Speichers muss mindestens den Faktor 0,4 der installierten PV-Peakleistung betragen
- EMS oder Gerät mit entsprechender Funktionalität: Das System muss zumindest die Batterie aktiv steuern, den Netzaustausch messen und auf externe Signale reagieren können
- Schnittstelle: Vorbereitung einer standardisierten Schnittstelle (z.B. gemäß § 76 ElWG um die technische Steuerbarkeit durch den Verteilernetzbetreiber zu ermöglichen)
- Datenverfügbarkeit: Einverständnis der Fördernehmer zur Bereitstellung anonymisierter Daten (z. B. Viertelstunden-Netzaustausch) für Forschungszwecke bzw. zur Evaluierung der Förderung, siehe dazu auch Christoph Wanzenböck & Stefan Vögel (2023)
- Multi-Use: das System muss mehr als eine Möglichkeit zur externen Nutzung der Flexibilität beherrschen und flexibel dazwischen wechseln können. Mehrfachanwendungen von Stromspeichern sind sowohl sinnvoll als auch notwendig, um den Systemnutzen für das Stromnetz zu verbessern, da die Nutzung vorhandener Speicher energiewirtschaftlich dort am sinnvollsten ist, wo der Nutzen am größten ist - das kann sich auch innerhalb kurzer Zeit mehrfach ändern, siehe auch Christoph Wanzenböck & Stefan Vögel (2023)
- Verpflichtende Wahloption: der Förderwerber kann derzeit zwischen der Verringerung der netzwirksamen Leistung oder einem dynamischen Einspeisevertrag wählen, zukünftig sind ggf. weitere Optionen möglich

Verpflichtende Wahloptionen für Förderwerber

Um einen über die reine Eigenverbrauchsoptimierung hinausgehenden Beitrag der Systemnützlichkeit zu erreichen, müssen Förderwerber mindestens eine Optionen in Tabelle 17 wählen.

Tabelle 17 Aktuelle Optionen zur Auswahl für Förderwerber

Option	Mechanismus	Zielsetzung
Verringerung der netzwirksamen Leistung	Statische (zukünftig dynamische) Begrenzung der Einspeisung auf 50% der PV-Peakleistung	Steigerung der Aufnahmefähigkeit des Verteilernetzes für weitere PV-Anlagen.
Dynamischer Einspeisevertrag	Dynamisches Produkt für Einspeisung der Erzeugung	Beitrag zur Entlastung des Systems durch Vermeidung von negativen Preisen durch Zeitversatz, und des Netzes durch Verminderung der Einspeiseleistung bei hoher PV-Erzeugung

Wirtschaftliche Rahmendaten und Begründung

Unabhängig von der konkreten Höhe und Ausgestaltung der finanziellen Förderung steht die Steigerung der Systemnützlichkeit durch entsprechende Förderkriterien im Vordergrund. Der gegenständliche Vorschlag beruht auf der Einschätzung, dass eine gesonderte Unterstützung im Bereich der Speicherkapazität gegenwärtig nicht prioritär ist, daher (siehe 3.2.1), orientiert sich der Betrag an den typischen Kosten für Hardware, Software und ggf. Installation eines EMS, ist unabhängig von der Speichergröße, und über eine Rechnung nachzuweisen. Eine Förderung von Speichern im Zusammenhang mit Systemdienlichkeitskriterien kann jedoch sehr wohl fördertechnisch Sinn machen um übergeordnete Ziele wie das Erreichen des Speicherzielbild und eine Optimierung der Systemnützlichkeit zu erreichen. Die vorgeschlagene Förderung ist als Einmalbetrag der Kosten des EMS mit der erforderlichen Funktionalität konzipiert. Dafür sind basierend auf Marktrecherche und eigenen Abschätzungen derzeit pro Batterie Kosten in der Größenordnung von 500 bis über 2.000 EUR anzusetzen, je nach Ausführung und Installation auch weiter darüber.. Es wird empfohlen, bei Förderzusage die Funktionalität und die Kosten zu überprüfen, um diese in einem vernünftigen Verhältnis zu halten. Der Anreiz für

Speicherwerber muss ausreichend sein, und eine einfache und effiziente Abwicklung muss möglich sein. Dadurch werden folgende Ziele erreicht:

- Anreizstruktur: Die Pauschale sichert eine einfache administrative Abwicklung und bietet einen ausreichenden Anreiz, ein hochwertiges EMS zu installieren
- Systemnutzen: Durch die Mobilisierung bestehender und neuer Speicher wird die Gesamtkosteneffizienz des Energiesystems gesteigert, da ein Beitrag zur Systemnützlichkeit erreicht wird.

Eine **Speicherverpflichtung** bei PV-Förderung ist nicht erforderlich da dies sowieso erfolgt oder es Konstellationen gibt, bei denen ein Speicher wenig sinnvoll ist (z.B. bei Abnahme der kompletten Erzeugung durch großen direkt gekoppelten Verbraucher ist gar kein Speicher sinnvoll). Dadurch gäbe es ein Risiko, dass eine kontraproduktive Wirkung erzielt wird, da es negative Auswirkungen auf die Inanspruchnahme einer PV-Förderung geben könnte die Förderung unwirksam werden könnte, z.B. wegen zukünftigen Anpassungen bei der Förderung. Der Trend zur Installation von Speichern bei PV-Anlagen ist im Markt beobachtbar (siehe 3.2.1.3) und bestätigt durch eigene Hochrechnung im Projekt Speicherpot³². Die Zunahme von 2023 auf 2024 betrug 72,9%, Gründe sind Wunsch nach Unabhängigkeit, Planungs- und Versorgungssicherheit (Quelle: Marktentwicklung der PV-Batteriespeicher (Technikum Wien GmbH & BMWET, 2025)). Es könnte eine Verpflichtung eingeführt werden, falls gesichert werden kann, dass dies den Ausbau der PV nicht oder nur unwesentlich bremsen würde. Falls eine solche Verpflichtung eingeführt werden soll, wäre ein Faktor zwischen PV-Leistung und Speicher von mind. 0,4 (wie bei der Förderung von EMS) heranzuziehen. Diese Größe beruht auf dem Ergebnis der Wirtschaftlichkeitsrechnung (siehe Kapitel 3.2.2.2) bzw. ist stark unter dem in der Praxis schon 2024 üblicherweise installierten Mittelwert von 1,01 (d.h. pro kWp wurden 1,01 kWh nutzbare Speicherkapazität errichtet (Quelle: Marktentwicklung der PV-Batteriespeicher (Technikum Wien GmbH & BMWET, 2025))).

Eine **Förderung der Nachrüstung von PV mit Klein-/Heimspeichern** ist möglich und kann zielführend wirken. Im Vergleich zu EMS Förderung können dadurch

³² <https://projekte.ffg.at/projekt/5132035>

Mehrkosten anfallen. Unter den getroffenen Annahmen (siehe 3.1.2) ist aber nach aktuellem Stand nicht wesentlich für die Erreichung des Speicherzielbildes (bezogen auf den Speicherausbau). Sehr vorteilhaft ist auf jeden Fall die Fokussierung auf die Erhöhung der Systemnützlichkeit, durch einen nachgerüsteten Speicher mit den beschriebenen Systemnützlichkeitskriterien, wie sie bei der vorgeschlagenen Förderung enthalten ist

Eine **Verpflichtung zum netzdienlichen Betrieb oder freiwilliger Verzicht Netzanschlussleistung** ist in der Förderung für Heimspeicher abgebildet. Der Hintergrund bzw. die Auswirkungen von Reaktion auf dynamische Einspeiseverträge und die Reduktion der netzwirksamen Leistung wurden detailliert berechnet bzw. analysiert in Kapitel 3.2.1. Weitergehende Verpflichtungen sind aus derzeitiger Sicht basierend auf den Simulationen und den Wirtschaftlichkeitsrechnungen nicht erforderlich bzw. zielführend.

Rechtliche und finanzielle Einordnung

Die rechtliche Prüfung ergab keine Barrieren hinsichtlich der Beihilferegelungen. Haushalte und unter gewissen Bedingungen auch Gemeinden oder Vereine, die keine wirtschaftlichen Tätigkeiten ausüben, können grundsätzlich ohne beihilferechtliche Bedenken gefördert werden. Eine Beihilfe im Sinne des Art. 107 AEUV liegt nur vor, wenn „*bestimmte Unternehmen oder Produktionszweige*“ begünstigt werden. Nach der Rechtsprechung des EuGH setzt dies eine Einheit voraus, die eine „*wirtschaftliche Tätigkeit*“ ausübt, was bei Haushalten in der Regel nicht der Fall ist. Ausnahmsweise können Haushaltsförderungen beihilferechtlich relevant sein, wenn durch diese Förderung mittelbar bestimmte Unternehmen selektiv profitieren (etwa bei einer Bindung an Produkte eines bestimmten Herstellers). Als Finanzierungsinstrumente kommen Mittel aus dem EAG (Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz) oder dem KLIEN (Klima- und Energiefonds) in Betracht. Beide sind möglich und bieten unterschiedliche Ansätze, bei Verhinderung einer Doppelförderung sind auch beide parallel, wie in der Vergangenheit schon der Fall, möglich. Es wird empfohlen eine Deckelung und eine Maximalförderung pro System festzulegen.

Die Auswahl der verpflichtenden Wahloption umfasst derzeit folgende Möglichkeiten:

- Verminderung netzwirksame Leistung um 50%: der Nachweis erfolgt über den VNB, vorerst statisch, zukünftig soll auch dynamisch möglich sein
- Dynamisches Produkt für die Einspeisung: Nachweis bei Förderbeantragung und Verpflichtung für 2 Jahre und für die Parametrierung des EMS, dass auch so gesteuert wird (d.h. höhere Priorität für Optimierung nach Spotpreisen als für Eigenverbrauchsoptimierung), Eigenverpflichtung und ggf. Zufallskontrolle; vorbehaltlich rechtlicher Prüfung und nach Abwägung von Kosten und Nutzen einer Umsetzung wäre eine mögliche zukünftige Option ein automatischer Nachweis über die Wechselplattform.

Details: Reduktion netzwirksame Leistung, dynamischer Einspeisevertrag

Beide Optionen haben unterschiedliche Zielrichtungen, Voraussetzungen und Vor- sowie Nachteile. Die Motivation für beide ist, dem Förderwerber eine Option zu geben, falls dieser Präferenzen hat oder eine der Optionen leichter umsetzbar ist. Bei beiden ist Systemnützlichkeit gewährleistet. In Abbildung 53 werden die Varianten übersichtlich beschrieben und in den nächsten Unterkapiteln detaillierter ausgeführt.

	Reduktion netzwirksame Leistung	Dynamischer Einspeisevertrag
Be-schrei-bung	• Netzwirksame Leistung wird um einen vorgegebenen Prozentsatz statisch reduziert (50%), Nachweis durch VNB, angelehnt an §101 Spitzenkappung • Vorbereitung für dynamische Reduktion (Vorgabe vom VNB), Anwendung von VNB bei Bedarf möglich (§76 – führt zu Reduktion der Verluste beim Netznutzer)	• Teilnahme am Spotmarkt über Vertrag mit dynamischen Preisen für Lieferung ins Netz • Vorteilhaft für System durch Verlagerung von PV-Erzeugung aus Niedrigpreisen heraus
Vorteile	• Vorteil für Netz gesichert, für Netzbetreiber leichter abschätzbare Maximalleistungen • Nachweis durch 15 Min Werte durch VNB möglich	• Finanzielle Vorteile für Speicherbetreiber (abhängig von den Marktpreisen) • Bessere Ausnutzung der Assets Speicher (mehr Zyklen)
Nach-teile/Klärungsbedarf	• Technisch komplexer, System muss (von Fachmann) parametrieren werden • Möglicherweise Engpass bei Nachweis durch VNB • Finanzielle Nachteile für Speicherbetreiber möglich (Vorgabe starr, nicht angepasst auf Netzsituation) • Keine Wirkung auf Bezugsspitzen (ggf. nach Evaluierung zusätzliche Vorgabe für Verringerung Bezug) • Mögliche Abregelungen von PV-Erzeugung • Kleinere Wirkung auf das Gesamtsystem	• Beschränktes Angebot Lieferanten: für Einspeisung keine Verpflichtung das anzubieten (derzeit werden wenige angeboten, 3-5 Abnehmer, abhängig vom Netzgebiet) • Nachweis/Kontrolle erforderlich, Kunde könnte Produkt ändern (Stichproben, ggf. zukünftig automatische Überprüfung mit Anbindung Lieferantenwechselplattform) • Könnte als starke Einschränkung empfunden werden • Möglicherweise zeitweise negative Effekte für das Netz

Abbildung 53 Übersicht über die Wahloptionen zur Erhöhung der Systemnützlichkeit bei Heimspeichern im Rahmen einer Förderung

Reduktion netzwirksamer Leistung

Die Überwachung kann durch den Verteilernetzbetreiber anhand der 15 Min. Zählwerte des Kund:innen erfolgen, die gemäß ElWG³³ für Erzeuger auszulesen sind. Falls diese über einen gewissen Zeitraum, z.B. 4 Wochen, überschritten werden, ist dies als Nichterfüllung der Vorgaben der Förderung zu werten und es können für den Förderwerber Konsequenzen festgelegt werden, z.B. Rückabwicklung. Die Kund:in ist auf eine Rückmeldung seines Netzbetreibers angewiesen, und auf die Tatsache, dass dies bei bestehendem Anschluss überhaupt realistisch umsetzbar sein muss.

Dynamischer Einspeisevertrag

Bei Einspeisung³⁴ existieren derzeit wenige Möglichkeiten für einen dynamischen Vertrag, abhängig vom Netzgebiet. Derzeit gibt es keine gesetzliche Pflicht für

³³ ElWG <https://www.ris.bka.gv.at/eli/bgbl/i/2025/91>: §54. Auslesung von intelligenten Messgeräten

³⁴ Derzeit gibt es für dynamische Verbrauchsverträge einige Optionen, laut Tarifikalkulator <https://www.e-control.at/tarifikalkulator#/> (Abfrage am 22.1.2026 für die PLZ 1010): AAE, Pullstrom, smartENERGY, eFRIENDS energy, VERBUND, oekostrom AG, Spotty, Energie Steiermark Kunden GmbH, AVIA Eigl, HOFER GRÜNSTROM, ENERGIE RIED GMBH, wüsterstrom E-Werk GmbH, Energie AG Oberösterreich M4Energy GmbH, E1 Erste Energie, aWATTar und Wien Energie.

Aufgrund der Verpflichtung für Lieferanten mit mehr 25000 Zählpunkten im ElWG werden noch weitere Anbieter dazukommen.

Gesetzliche Grundlagen (ElWG,

https://www.ris.bka.gv.at/Dokumente/BgblAuth/BGBLA_2025_I_91/BGBLA_2025_I_91.html):

101. „Liefervertrag mit dynamischen Energiepreisen“ einen Stromliefervertrag zwischen einem Lieferanten und einer Endkundin oder einem Endkunden, der die Preise auf den Spotmärkten, zumindest im Day-Ahead-Markt, in Intervallen widerspiegelt, die den stündlichen oder viertelstündlichen Abrechnungsintervallen des jeweiligen Marktes entsprechen;

§22: Recht auf Lieferverträge mit dynamischen und festen Energiepreisen: ... ein Recht auf einen Liefervertrag mit dynamischen Energiepreisen. Lieferanten, die

Abnehmer solche Tarife anbieten zu müssen, trotzdem kann davon ausgegangen werden, dass zukünftig weitere Möglichkeiten dazu kommen werden. Derzeit gibt es zumindest folgende Optionen (dies ist keine abschließende Liste, derzeit sind die Daten im Tarifikalkulator noch nicht durchgehend von allen Anbietern gemeldet):

- weit verbreitet: eFriends, Energie Steiermark, Spotty, oekostrom AG (tw. in Abhängigkeit vom Lieferanten)
- in einzelnen Netzgebieten: vkw, KELAG, TullnEnergie (tw. in Abhängigkeit vom Lieferanten)

Die Verpflichtung beschränkt sich auf die Einspeisung, da wie zuvor dargestellt der dynamische Einspeisepreis ausschlaggebend für das optimierte Einspeiseverhalten bei Stromüberschuss ist und damit die Systemnützlichkeit unabhängig vom Bezugstarif gegeben ist (siehe Abschnitt 3.2.2.2). Wie in Kapitel 3.2.2.2 dargestellt, ist die Heimspeicher Wirtschaftlichkeit hochindividuell. Unter den getroffenen Annahmen und bei einem durchschnittlichen Einspeisepreis (z.B. OeMAG) ist bei einem Einspeisetarifwechsel von fix zu dynamisch keine signifikante Änderung der Wirtschaftlichkeit für die Kund:innen zu erwarten. Wie in Abbildung 51 dargestellt hängt dieses Ergebnis aber besonders von der exakten Höhe des fixen Einspeisetarifs ab.

Der Nachweis erfolgt durch die Vorlage des dynamischen Einspeisevertrages, weiters ist eine Eigenverpflichtung nicht zu einem Produkt ohne dynamischen Preis zu wechseln sinnvoll. Dieser Vertrag muss für einen vorgegebenen praktikablen Zeitraum, sinnvoll erscheinen mindestens 2 Jahre, beibehalten werden, außer es werden nicht mehr ausreichend Wahlmöglichkeiten für solche Verträge angeboten. Zukünftig könnte ein automatischer Nachweis mit Daten aus der Wechselplattform umgesetzt werden.

Weiters muss nachvollziehbar bestätigt werden, dass die Steuerung wie für die Förderung nachgewiesen parametrisiert wurde und auch mindestens 2 Jahre tatsächlich so betrieben werden wird, z.B. durch eine höhere Priorität der

mehr als 25 000 Zählpunkte beliefern, haben Lieferverträge mit dynamischen Energiepreisen anzubieten.

gewählten Option als für die Eigenverbrauchsoptimierung. Der Nachweis kann über eine Eigenverpflichtung erfolgen, sollte aber stichprobenartig überprüft werden.

Weitere Optionen (zukünftig zu prüfen)

Je nach Umsetzung und Bedarf an Systemnützlichkeit sind aus aktueller Sicht folgende weiteren Optionen für die Optimierung der Systemnützlichkeit denkbar (d.h. zusätzliche Auswahlmöglichkeit für Förderwerber):

- Regelbarer Tarif: Höhe der Reduktion wie bei Verminderung netzwirksamer Leistung (wenn dieser auf NE7 kommt)
- Teilnahme Regelreserve (Präqualifikation, Vertrag Regelreserveanbieter): Nachweis mit Daten aus Wechselplattform Aggregator (in Zukunft), dies ist nur sinnvoll wenn weiterhin Bedarf an weiteren Regelreserveanbietern besteht
- Flexibilitätsvermarktung über Aggregator, und/oder Flexibilitätsplattform
- Falls erforderlich, ggf. um Hürden für Förderwerber zu senken, falls Förderung wenig in Anspruch genommen werden sollte: Eigene Vorgabe durch Förderwerber (mit Beschreibung des Systemnutzens und Sicherstellung dessen)

Eine Bewertung, ob eine Umsetzung sinnvoll ist, sollte jährlich erfolgen oder nach Einführung einer der aufgelisteten Optionen auf Netzebene 7.

Eckdaten und Abwicklung der Förderung

Förderfähige Kosten

- Energiemanagementsystem (Erstbeschaffung, ggf. laufende Kosten für die Nutzung der Software für bis zu 2 Jahren – SaaS/Software as a Service), oder Mehrkosten für die geforderte Funktionalität in anderem Gerät (z.B. Wechselrichter)
- Installations- und Konfigurationsarbeiten, bei Funktionalität in anderem Gerät nur der Mehraufwand (z.B. zusätzliche Messungen oder Aufwände, z.B. für Inbetriebnahme, Parametrierung)
- Mess- und Kommunikationseinrichtungen, sofern für den Betrieb bzw. die geforderten Funktionalitäten erforderlich
- Inbetriebnahme und Funktionsprüfung, bei Funktionalität in einem anderem Gerät der Mehraufwand für die Zusatzanforderungen

Vorgaben für die Förderung

- Der Speicher ist mind. 2 Jahre zu betreiben, während der ganzen Zeit mit der Parametrierung zur Erfüllung der Funktionalitäten wie vereinbart, bzw. Betrieb wie vorgegeben, um die Systemnützlichkeit sicherzustellen
- Nur fest installierte, fachgerecht in die Elektroinstallation integrierte Speicher
- Stichprobenartige Kontrollen (weitere Dokumente, Überprüfung Vorort)

Option Pauschalbetrag: Alternativ zur Förderung des Rechnungsbetrages ist die Förderung in pauschaler Höhe möglich. Die Höhe sollte einen guten Anreiz geben dies in Anspruch zu nehmen, aber kosteneffizient sein, dazu erscheint ein Bereich von 1000 EUR ein guter Startpunkt, der gedeckelt sein sollte und bei Bedarf an die Inanspruchnahme angepasst werden kann. Die Entscheidung hängt von den Rahmenbedingungen ab, in Abbildung 54 sind die Varianten gegenübergestellt.

	Rechnung	Alternative: Pauschalbetrag
Be-schrei-bung	• Förderung von Beschaffung und Installation EMS • Rechnungen sind einzureichen und bestimmen Förderhöhe (Maximalbetrag / Deckel möglich)	• Förderung durch Pauschalbetrag • Beschaffung ist durch Rechnung nachzuweisen (ist nicht Bemessungsgrundlage für Förderhöhe)
Vorteile	• Keine Überförderung, kein Risiko	• Abwicklung administrativ weniger aufwendig
Nach-teile/ Klärungs- bedarf	• Eigeninitiativen mit potentiell hohem Nutzen können nicht oder nur wenig gefördert werden • Festlegung Maximalbetrag / Deckel	• Festlegung Höhe Pauschalbetrag (zu niedrig bedeutet wenig attraktiv, zu hoch könnte Preise beeinflussen) • Kosten können sich von Pauschalbetrag unterscheiden (rechtlich bei Haushalten kein Ausschlussgrund)

Abbildung 54 Tabellarischer Vergleich der Optionen Förderung nach Rechnungsbetrag vs. Pauschalförderung bei Heimspeichern

Die Ziele können mit beiden Varianten erreicht werden, die Beurteilung hängt von der konkreten Umsetzung der Förderung ab. Wichtig ist der ausreichende Anreiz die Förderung in Anspruch zu nehmen - falls dieser nicht gegeben ist, können nach einer Evaluierung der Gründe die Verfahren angepasst werden, ggf. auch gemischt mit Elementen der anderen Methode.

4 Effizientes Marktdesign

Der wirtschaftliche und systemnützliche Einsatz von Stromspeichern wird nicht allein durch technologische Entwicklungen oder Förderinstrumente bestimmt, sondern maßgeblich durch die Ausgestaltung des Strommarktdesigns. Insbesondere Preis- und Entgeltstrukturen setzen zentrale Anreize für Investitionsentscheidungen, Standortwahl und Betriebsweise von Speicheranlagen. Vor dem Hintergrund eines Stromsystems mit hohem Anteil erneuerbarer Energien stellt sich daher zunehmend die Frage, inwieweit bestehende Markt- und Netzentgeltstrukturen geeignete Signale für eine systemnützliche Integration von Flexibilitätsoptionen senden.

Dieses Kapitel untersucht ausgewählte Aspekte eines effizienten Marktdesigns für Batteriespeicher im österreichischen Stromsystem. Im Fokus steht zunächst die Rolle dynamischer Netzentgelte als Instrument zur Förderung netzdienlicher Betriebsweisen. Anschließend werden weitere Marktdesignoptionen analysiert, die dazu beitragen können, Abregelmengen erneuerbarer Energien zu reduzieren und gleichzeitig Anreize für eine systemisch vorteilhafte Standortwahl von Speicheranlagen zu setzen. Ziel ist es, aufzuzeigen, in welchem Umfang Anpassungen der Markt- und Netzentgeltstrukturen dazu beitragen können, das im vorherigen Kapitel dargestellte Speicherzielbild effizient zu realisieren.

4.1 Ausgestaltung dynamischer Netzentgelte zur Beanreizung von Netzdienlichkeit

Im rechtlichen Kapitel 6.3 zu wirtschaftlichen Parametern wurde eine detaillierte Analyse der bestehenden Systemnutzungsentgelte in Österreich vorgenommen. Für die Beurteilung von Netzentgelten im Kontext von Batteriespeichern ist dabei im Status Quo insbesondere die Frage der Systemdienlichkeit maßgeblich. Die Konkretisierung der Kriterien, anhand derer Systemdienlichkeit definiert und eine allfällige Netzentgeltbefreiung beurteilt wird, obliegt, wie dargestellt, zunächst der Regulierungsbehörde E-Control. Die tatsächlichen Auswirkungen des neuen gesetzlichen Rahmens auf Investitionsentscheidungen, Betriebsstrategien

und die Netzintegration von Speichern werden sich daher erst im Zuge dieser regulatorischen Ausgestaltung zeigen. Vor diesem Hintergrund steht in diesem Kapitel nicht die Frage im Mittelpunkt, ob und unter welchen Voraussetzungen Netzentgeltbefreiungen für Speicher gewährt werden sollen. Stattdessen werden tarifliche Ausgestaltungsoptionen analysiert und dabei in den Vordergrund gestellt, welche davon geeignet sind um netzorientierte Verhaltensanreize zu setzen.

Da in Österreich rund 80 % der von Entnehmer:innen getragenen Netzkosten über die Netznutzungsentgelte finanziert werden³⁵ und auch die im ElWG verankerte stärkere Leistungsorientierung (z. B. § 128 Abs. 3 ElWG) primär in diesen Entgeltbestandteilen wirksam wird, liegt der Schwerpunkt dieses Kapitels auf der Ausgestaltung der Netznutzungsentgelte. Im weiteren Verlauf werden zunächst die ökonomischen und systemischen Motive für eine Dynamisierung von Netzentgelten herausgearbeitet, mit besonderem Blick auf nicht internalisierte netzseitige Effekte. Darauf aufbauend werden empirische Hinweise zur Wirksamkeit von Preissignalen eingeordnet und zentrale Designoptionen dynamischer Arbeits- und Leistungskomponenten, sowie die Limitationen von dynamischen Netzentgelten strukturiert dargestellt. Abschließend wird der deutsche AgNes-Prozess als praxisnahes Referenzmodell verdichtet und auf Implikationen sowie einen möglichen Umsetzungspfad für Österreich gespiegelt.

Es sei angemerkt, dass grundsätzlich zur Adressierung netzseitiger Knappheiten ein breiteres regulatorisches Instrumentenspektrum zur Verfügung steht. Neben der Dynamisierung von Netzentgelten kommen eine verstärkte operative Steuerbarkeit durch Netzbetreiber:innen, flexible Netzanschlussvereinbarungen, sowie lokale Flexibilitätsmärkte in Betracht. Der Schwerpunkt dieses Kapitels liegt jedoch nicht auf einem abwägenden Vergleich der Instrumente, sondern fokussiert bewusst auf die tarifliche Ausgestaltung dynamischer Netzentgelte. Ziel ist es, die Wirkungsmechanismen, Ausgestaltungsoptionen und regulatorischen Implikationen dieses Instruments vertieft zu analysieren. Die folgenden Ausführungen verstehen sich damit als fokussierte Betrachtung innerhalb eines breiteren regulatorischen Lösungsraums zur Erhöhung der Netzdienlichkeit von Batteriespeichern.

³⁵ <https://www.e-control.at/taetigkeitsbericht-2025-online/entwicklung-der-netzentgelte>

4.1.1 Beweggründe für die Dynamisierung von Netzentgelten

Dynamische Netzentgelte können sowohl den effizienten Betrieb von flexiblen Komponenten unterstützen als auch positive Investitionsanreize beanreizen. Daher sind dynamische Netzentgelte ein wichtiges Design-Element des effizienten Marktdesigns.

Eine interessante Kurzstudie zu dem Thema wurde Anfang 2026 von Neon Neue Energieökonomik und Consentec zur „Systemdienlichkeit von Großbatterien“ (Neon Energy & Consentec, 2026) veröffentlicht. Zentrales Ergebnis ist, dass Großbatteriespeicher als hochgradig preiselastische Anlagen heute überwiegend marktbasiert betrieben werden. Ihr Einsatz orientiert sich an zeitvariablen Großhandelspreisen: Sie laden in Niedrigpreisphasen und speisen in Hochpreisphasen ein. Diese Preisdifferenzen spiegeln kurzfristige Grenzkosten der Stromerzeugung, sowie Knappheiten im Zusammenspiel von Angebot und Nachfrage wider. Der Energiepreis fungiert damit als zentrales Koordinationssignal für Dispatchentscheidungen. Die hierdurch induzierten Effekte, etwa die Verdrängung teurer Spitzenlastkraftwerke, die Glättung von Preisspitzen, die Integration erneuerbarer Energien und Beiträge zur Regelleistung, sind weitgehend marktmäßig vergütet und damit ökonomisch internalisiert. Der marktgetriebene Batterieeinsatz generiert somit einen klaren systemischen Mehrwert.

Demgegenüber werden netzseitige Wirkungen nur unvollständig über bestehende Preissignale abgebildet. In einer einheitlichen Preiszone reflektiert der Großhandelspreis zwar Erzeugungs- und Nachfragesituationen, jedoch keine physikalischen Transportrestriktionen. Netzengpässe und daraus resultierende Redispatchkosten schlagen sich lediglich statisch in den Erlösen oder Kosten einzelner Anlagen nieder und setzen dadurch keinen Anreiz zu deren Vermeidung. Batterien können daher, abhängig von Standort- und Einsatzzeitpunkt, netzentlastend oder netzbelastend wirken, ohne dass sich diese Effekte konsistent in ihrer Wirtschaftlichkeit widerspiegeln. Wohlfahrtsökonomisch handelt es sich um externe Effekte: Netzbezogene Kosten oder Nutzen werden nicht verursachungsgerecht den Betreibern zugeordnet, sondern kollektiv über Netzentgelte verteilt. Folgende Tabelle 18 gibt eine Übersicht über internalisierte und externe Effekte von Großbatterien im österreichischen Stromsystem, wobei eine Teilnahme der Speicher an entsprechenden Märkten angenommen wird.

Tabelle 18 Internalisierte und externe Effekte von Großbatterien im Stromsystem (adaptiert auf Grundlage von Neon Energy & Consentec (2026))

Bereich	Internalisiert („sieht die Batterie“)	Externer Effekt („sieht die Batterie nicht“)
Markt	• Day-Ahead Auktion • Intraday (Auktionen und kontinuierlicher Handel)	-
Übertragungsnetz	• Regelenergie / Ausgleichsenergie • Schwarzstartfähigkeit und Blindleistung (über bilaterale Verträge (E-Bridge Consulting, 2025)) • Trägheit (über technische Verpflichtung auch mit regulierter Vergütung (E-Bridge Consulting, 2025))	• Netzenspässe und Redispatch • Schwankungen innerhalb der Abrechnungsperiode • Leistungssprünge zwischen Abrechnungsperioden
Verteilernetz	-	• Netzenspässe (zukünftig ggf. sichtbar über Netzanschlussverträge (z.B. flexible Netzanschlussverträge oder P(U) oder Q(U) Regelung) • Schwankungen innerhalb der Abrechnungsperiode • Leistungssprünge zwischen Abrechnungsperioden

Hieraus kann eine Divergenz zwischen privatwirtschaftlicher Optimierung und gesamtwirtschaftlicher Effizienz resultieren. Während sich der batteriegestützte Dispatch an energiepreislichen Knappheitssignalen ausrichtet, bleiben netzseitige Knappheiten unterrepräsentiert. Regulatorischer Handlungsbedarf entsteht folglich nicht aus einer Kritik am marktbasierten Einsatz von Speichern, sondern dort, wo relevante Systemwirkungen im bestehenden Preissystem „unsichtbar“ bleiben. Die Analyse von Neon und Consentec identifiziert insbesondere Netzenspässe als einen solchen Bereich mit potenziell signifikanten externen Effekten.

Vor diesem Hintergrund könnte eine kostenreflektive Dynamisierung von Netzentgelten als Instrument zur partiellen Internalisierung netzseitiger Knappheiten verstanden werden. Während der Energiepreis zeitliche Knappheiten der Stromerzeugung signalisiert, könnten zeitlich und, sofern sachgerecht, regional diffe-

renzierte, sowie leistungsorientierte Netzentgelte Informationen über die Auslastung und Knappheit der Netzinfrasturktur vermitteln. Eine sorgfältig ausgestaltete Dynamisierung kann so dazu beitragen, marktliche und netzseitige Effizienzüberlegungen stärker in Einklang zu bringen und die systemische Wirkung von Batteriespeichern sowohl im Markt als auch im Netz konsistenter abzubilden.

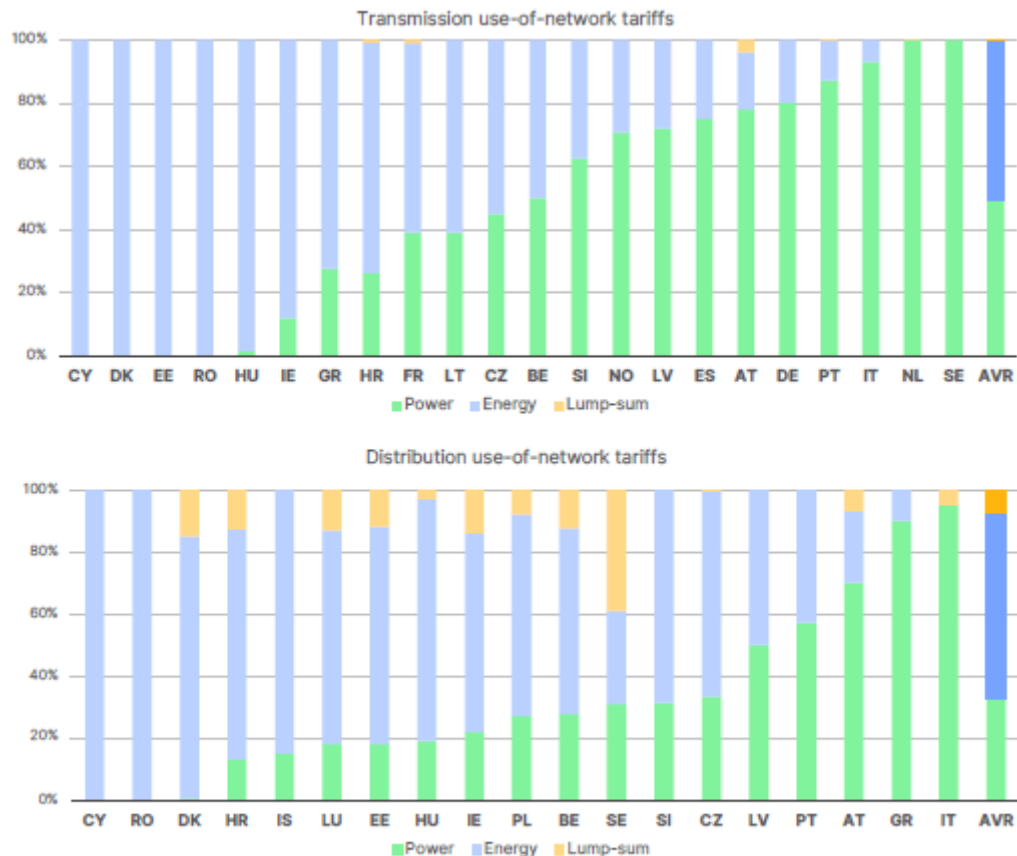
4.1.2 Allgemeine Ausgestaltungsmöglichkeiten von Netzentgelten

Netzentgelte setzen sich aus unterschiedlichen preislichen Komponenten zusammen, die je nach Ausgestaltung des nationalen Entgeltsystems kombiniert werden. Dabei kommen nicht zwingend alle dargestellten Preisarten gleichzeitig zur Anwendung, sondern ihre Gewichtung und Einbeziehung variiert. Tabelle 19 zeigt eine Übersicht typischer Bestandteile regelmäßig erhobener Netzentgelte, insbesondere der Netznutzungsentgelte.

Tabelle 19 Übersicht möglicher Bestandteile von Netznutzungsentgelten (nach BET Consulting & Aecoute, 2026)

Preisart	Bemessungsgrundlage	Einheit	Abrechnungslogik
Arbeitspreis	Entnommene / eingespeiste Energiemenge	ct/kWh	Abrechnung auf Basis der tatsächlich verbrauchten oder eingespeisten Energiemenge (mengenbasiert)
Leistungspreis	Tatsächlich gemessene Leistung (z. B. Spitzenleistung)	€/kW oder €/MW	Abrechnung anhand definierter Leistungswerte (z. B. Tages-, Monats-/Jahreshöchstleistung, durchschnittliche Spitzenwerte oder Spitzenlasten in leistungsstarken Zeiträumen)
Kapazitätspreis	Vorab vertraglich vereinbarte, nicht zu überschreitende Leistung	€/kW	Leistungsorientierte Abrechnung im Buchungszeitraum; Überschreitungen führen zu Pönalen oder Anpassung; ggf. stufenbasierte oder anschlussbezogene Kapazität
Grundpreis	Pauschaler Fixbetrag (nutzungsunabhängig)	€/a (bei Jahresabrechnung)	Täglich, monatlich oder jährlich erhoben; unabhängig von Netzinanspruchnahme

ACER (2025) analysiert vergleichend bestehende Entgeltsystematiken in Europa. Dabei zeigt sich eine unterschiedliche Gewichtung der tariflichen Komponenten zwischen Übertragungs- und Verteilernetzebene. Auf Übertragungsnetzebene sind arbeits- und leistungsbezogene Entgeltbestandteile im Durchschnitt annähernd gleich stark ausgeprägt: Energiebezogene Komponenten machen rund 54 % der Tarifbasis aus, leistungsbezogene etwa 46 %, während pauschale (lumpsum) Elemente nur eine marginale Rolle spielen. Demgegenüber dominieren auf Verteilernetzebene deutlich die arbeitsbezogenen Entgeltanteile. Im Durchschnitt entfallen hier rund 60 % der Netzentgelte auf mengenabhängige Komponenten, während leistungsbezogene Bestandteile etwa 33 % ausmachen. Pauschale Entgeltbestandteile tragen im Mittel rund 7 % zur Tarifbasis bei und bleiben damit überwiegend nachrangig, mit einzelnen Ausnahmen, etwa Schweden, wo der Anteil pauschaler Komponenten vergleichsweise hoch ist. Insgesamt verdeutlicht der Vergleich, dass insbesondere im Verteilernetz energieabhängige Tarifkomponenten prägend sind, während leistungsbezogene Signale im Übertragungsnetz eine stärkere relative Bedeutung aufweisen. Die Zahlen sind in folgender Abbildung 55 grafisch dargestellt.



Note: The share of energy-based charges is calculated as the sum of transmission (or distribution) use-of-network charges via energy-based charges (e.g. EUR/MWh) divided by the sum of the transmission (or distribution) use-of-network charges (see the list of charges in [Figure 1](#)). The calculation took both injection and withdrawal charges into account.

Abbildung 55 Anteil der Konzepte an Netznutzungsentgelten in Europa (ACER, 2025)

Es bleibt zu erwähnen, dass die Zusammensetzung der Netzentgelte sich nicht nur zwischen den europäischen Ländern unterscheidet, sondern innerhalb eines Landes auch deutlich zwischen verschiedenen Kund:innengruppen variieren kann. Das Gutachten „Vergleich der Netzentgelte und Netzentgeltsystematiken in Europa für Strom“ (BET Consulting & Aecoute, 2026) zeigt anhand von definierten Musterkund:innen (u. a. Hochspannungs-Industriekund:innen, Mittelspannungs-Industriekund:innen, Gewerbe-, Haushaltskund:innen, Prosumer sowie Einspeiser:innen), dass sich die Anteile von Arbeits-, Leistungs- und sonstigen Entgeltbestandteilen je nach Verbrauchsstruktur, Spannungsebene und Netznutzungsprofil signifikant unterscheiden. Die anteilige Darstellung der Preiskomponenten am jeweiligen Mischpreis verdeutlicht, dass die Entgeltsystematik nicht nur national unterschiedlich ausgestaltet ist, sondern auch innerhalb eines

regulatorischen Rahmens je nach Kund:innentyp unterschiedliche Anreizwirkungen entfaltet. Damit ist die Frage der Gewichtung von Arbeits- und Leistungskomponenten stets im Kontext der jeweiligen Nutzergruppe zu betrachten.

4.1.2.1 Leistungsbezogene Komponenten

In ACER (2025) wird zudem die Ausgestaltung leistungsbasierter Netzentgelte in Europa vergleichend dargestellt. Die Abbildung 56 zeigt, dass leistungsbezogene Entgeltkomponenten (€/kW bzw. €/kVA) in 27 von 29 Ländern zumindest für bestimmte Netznutzergruppen angewendet werden. Dabei werden unterschiedliche Bemessungsgrundlagen herangezogen: Entgelte können (1) auf einer fix definierten Kapazität (z.B. installierten bzw. angeschlossenen Kapazität oder auf einer vertraglich vereinbarten (kontrahierten) Leistung) oder (2) auf tatsächlich gemessenen Leistungswerten (z. B. Höchst- oder Durchschnittsleistung) basieren. Insgesamt sind beide Ansätze sowohl auf Übertragungs- als auch auf Verteilnetzebene relativ ausgewogen verbreitet, mehrere Länder kombinieren beide Bemessungsgrundlagen oder differenzieren nach Netzebene bzw. Nutzergruppe. Die Grafik verdeutlicht damit, dass leistungsbezogene Netzentgeltkomponenten europaweit strukturell etabliert sind, ihre konkrete Ausgestaltung jedoch heterogen erfolgt.

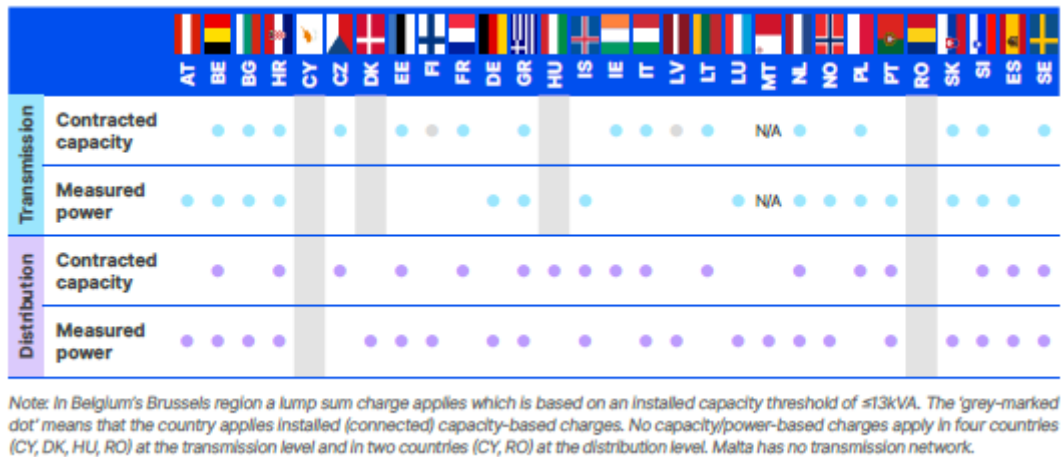


Abbildung 56 Übersicht leistungsabhängige Entgelte in Europa (ACER, 2025)

4.1.2.2 Zeitvariable Arbeitspreise

Im Kontext dynamischer Netzentgelte sind insbesondere zeitvariable Tarife relevant. Diese lassen sich entlang zweier Dimensionen unterscheiden, dem Preisniveau und der zeitliche Geltungszeiträume. Sie sind in beiden Dimensionen dynamisch, es bestehen aber unterschiedliche Grade der Dynamisierung, bei denen ausschlaggebend ist, inwieweit diese Parameter für welchen Zeitraum jeweils fix oder dynamisch ausgestaltet sind (Hofmann et al., 2025).

- Time-of-Use (ToU): Sowohl Preisniveau als auch Zeitfenster sind im Voraus fest definiert. Es handelt sich um eine Tarifstruktur mit planbaren Hoch- und Niedrigtarifzeiten. (z.B. RSAP in Österreich)
- Critical Peak Pricing (CPP): Das Preisniveau für kritische Zeiträume ist vorab festgelegt (in der Regel sehr hoch), die konkreten Zeitfenster werden jedoch bei Bedarf kurzfristig ausgerufen. Der Preis ist somit fix, der Zeitraum sehr dynamisch.
- Variable Peak Pricing (VPP): Die Zeitfenster für Spitzenlast sind vordefiniert, während die Preise innerhalb dieser Zeitfenster variabel und näher am Echtzeitgeschehen angepasst werden. Hier ist der Zeitraum fix, der Preis dynamisch.

- Real-Time Pricing (RTP): Sowohl Preisniveau als auch zeitliche Zuordnung sind dynamisch und orientieren sich kontinuierlich an den aktuellen Markt- oder Systembedingungen.

Die Modelle zeigen eine zunehmende Dynamik: Bei ToU sind Rate und Zeitraum fix, bei RTP sind beide variabel, und die mittleren Modelle verändern jeweils eine der beiden Dimensionen. Im weiteren Verlauf der Studie wird diese Differenzierung nicht weiter vertieft. Stattdessen werden alle genannten Ausprägungen unter dem Begriff zeitvariable Tarife zusammengefasst, da sie sämtlich zeitabhängige Preissignale zur Steuerung der Nachfrage setzen. Ihre grundsätzliche ökonomische Wirkung ist identisch. Sie unterscheiden sich primär im Zeitpunkt, wann gewisse Faktoren bestimmt werden, in der zeitlichen Granularität und damit in der Intensität, sowie Präzision der Preissignale.

Laut (ACER, 2025) sind zeitvariable Netzentgelte in Europa vor allem als statische Time-of-Use (ToU) verbreitet: Auf Verteilnetzebene wenden 21 von 28 Ländern (78 %) ToU an, auf Übertragungsnetzebene 11 von 27 (40 %). Die Verteilung über Europa ist in Abbildung 57 dargestellt. Ein höherer Dynamisierungsgrad (z. B. mobile Peak-Zeiten nahe Echtzeit, marktpreisgekoppelte Komponenten oder dynamische Tarife in Engpassgebieten) wurde bislang nur in vier Ländern berichtet. ToU-Differenzierung erfolgt überwiegend arbeitsbasiert, seltener leistungsbasiert, typischerweise mit zwei oder mehr Tagesperioden sowie zusätzlichen Wochenend- und saisonalen Komponenten (meist Winterspitzen). Beispiele sind der „TURPE 7“ (Tarif d’Utilisation des Réseaux Publics d’Électricité)³⁶, welcher der zwischen Winter- (Nov - Mär) und Sommerperioden (Apr - Okt) unterscheidet und innerhalb dieser saisonalen Struktur Hoch- und Niedertarifzeiten für die Netznutzungsentgelte definiert, oder ein für Haushalte verpflichtender Tarif in Spanien³⁷, der drei tägliche Preisperioden (punta, llano, valle) mit festen Zeitfenstern vorsieht sowie zwei Zeitfenster für die Leistungsbemessung (0–8 Uhr und 8–24 Uhr).

³⁶ <https://opera-energie.com/hph-hch-hpe-hce/>

³⁷ <https://www.why-h2020.eu/newsletters/first-newsletter/partner-news>

Deutschland ist der Baukostenzuschuss³⁸ als regional differenziertes Netzan-schlussentgelt.

ACER zeigt, dass lokationale Preissignale in Europa primär über Netzanschluss-entgelte implementiert werden. In den meisten Ländern werden dabei kosten-basierte teife („deep“) Anschlussentgelte angewandt, die regionale Unterschiede bei Netzausbau- und Verstärkungskosten reflektieren. Ergänzend existieren in einzelnen Staaten standortabhängige Differenzierungen oder Rabatte. Demge-genüber sind lokationale Signale in laufenden Netznutzungsentgelten deutlich seltener und beschränken sich auf wenige Länder, etwa über geografisch diffe-renzierte ToU-Profile (Frankreich, Portugal, Spanien), oder standortbezogene Faktoren bei der Berechnung der Netznutzungsentgelte (Dänemark und Irland). Insgesamt dominieren somit standortbezogene Einmalentgelte gegenüber lau-fenden, netzbezogenen Lokationssignalen.

4.1.2.4 Spezifische Netzentgelte für Speicher

ACER (2025) weist darauf hin, dass die regulatorische Behandlung von Netznut-zer:innen mit potenziell bidirektionalem Energieaustausch, insbesondere Spei-chern, Elektrofahrzeugen und Energiegemeinschaften, vor besonderen Heraus-forderungen steht. Zwar können diese Akteur:innen zur Systemeffizienz beitra-gen, etwa durch lastverschiebendes Laden oder Rückspeisung, gleichzeitig ist je-doch die Quantifizierung ihres tatsächlichen Netznutzungsbeitrags komplex. Ins-besondere ist zu klären, in welchem Umfang Netzkosten vermieden oder verur-sacht werden und wie eine sachgerechte Abgrenzung zwischen legitim bepreister Netznutzung und potenzieller Doppelbelastung erfolgen kann.

Demgegenüber verweisen aktuelle Analysen auf erhebliche Chancen dynami-scher Netzentgelte besonders für Speicher. Die Studie von Neon & Consentec (2026) stellt fest, dass Großbatterien ein bislang weitgehend ungenutztes Poten-zial zur Reduktion von Netzengpässen, Redispatchkosten und Netzausbaubedarf besitzen, dessen Realisierung derzeit vor allem am Fehlen geeigneter netzseitiger

38

<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Netzanschluss/Baukostenzuschuesse/start.html>

Preissignale scheitert. Vor diesem Hintergrund sieht auch die Bundesnetzagentur (2026) Speicher aufgrund ihrer hohen Flexibilität, ausgeprägten Preissensitivität und vorhandenen Messinfrastruktur als besonders geeignet für dynamische Netzentgelte und weist ihnen eine Vorreiterrolle zu: Sie schlagen vor, engpassorientierte Arbeitspreise zunächst gezielt für Speicher einzuführen, um deren schnelle Reaktionsfähigkeit systematisch für einen netzdienlichen Betrieb nutzbar zu machen (mehr dazu in 4.1.6 zum AgNes Prozess in DE). Diese Einschätzung wird auch durch die im AgNes-Prozess eingebrachten Stellungnahmen zahlreicher Marktakteur:innen gestützt. Eine Mehrheit der Stellungnehmenden bewertet eine gesonderte Behandlung von Stromspeichern als sachgerecht, da diese durch ihre Flexibilität zur Integration erneuerbarer Energien sowie zur Reduktion netzbedingter Systemkosten beitragen können. Insbesondere wird auf ein erhebliches Potenzial zur Senkung von Redispatchkosten verwiesen, sofern Speicher in netzkritischen Stunden netzorientiert eingesetzt werden. Als geeignete Ausgestaltung werden überwiegend dynamische, engpassabhängige Arbeitspreiskomponenten genannt, deren Höhe sich an der jeweiligen Netzsituation beziehungsweise an vermiedenen Redispatchkosten orientiert. (Bundesnetzagentur, 2025)

Ein konkretes Beispiel für die gezielte Integration von Speichern in Netzentgeltsysteme bietet Frankreich mit der Reform des Netzentgeltregimes „TURPE 7“³⁹, die ab August 2026 in Kraft tritt (Lauvergne, 2025). Das System führt eine optionale, standortabhängige und zeitvariable Tarifkomponente ein, die Batteriespeicher für netzdienliches Verhalten belohnt. Die regulatorische Logik basiert auf der Identifikation von Netzgebieten mit strukturellen Einspeise- oder Verbrauchsspitzen. In Regionen mit hoher Solarproduktion werden Speicher beispielsweise dazu angereizt, zur Mittagszeit Strom aufzunehmen, während sie in nachfragestarken Regionen während winterlicher Lastspitzen zur Einspeisung motiviert werden. Das bedeutet, dass die Speicher sowohl bei Einspeisung als auch Verbrauch Netzentgelte anfallen und somit ein entsprechender Anreiz vermittelt wird. Durch diese zeit- und ortsabhängigen Netzentgeltsignale sollen Batteriespeicher gezielt zur Entlastung lokaler Netzengpässe beitragen und die Integration erneuerbarer Energien unterstützen (Lauvergne, 2025). Die Netzentgelte treffen zunächst Speicher auf den Netzebenen HTA, HTB1 und HTB2. HTA

³⁹ https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Deliberations/2025/250313_2025-78_Post-CSE_TURPE_7_HTA-BT.pdf

ist die Mittelspannungs-Verteilnetzebene mit etwa 20 kV, HTB 1 ist die Hochspannungs-Subtransmissionsebene mit 63/90 kV, und HTB 2 ist die regionale Hochspannungs-Übertragungsebene mit 150/22 kV.⁴⁰

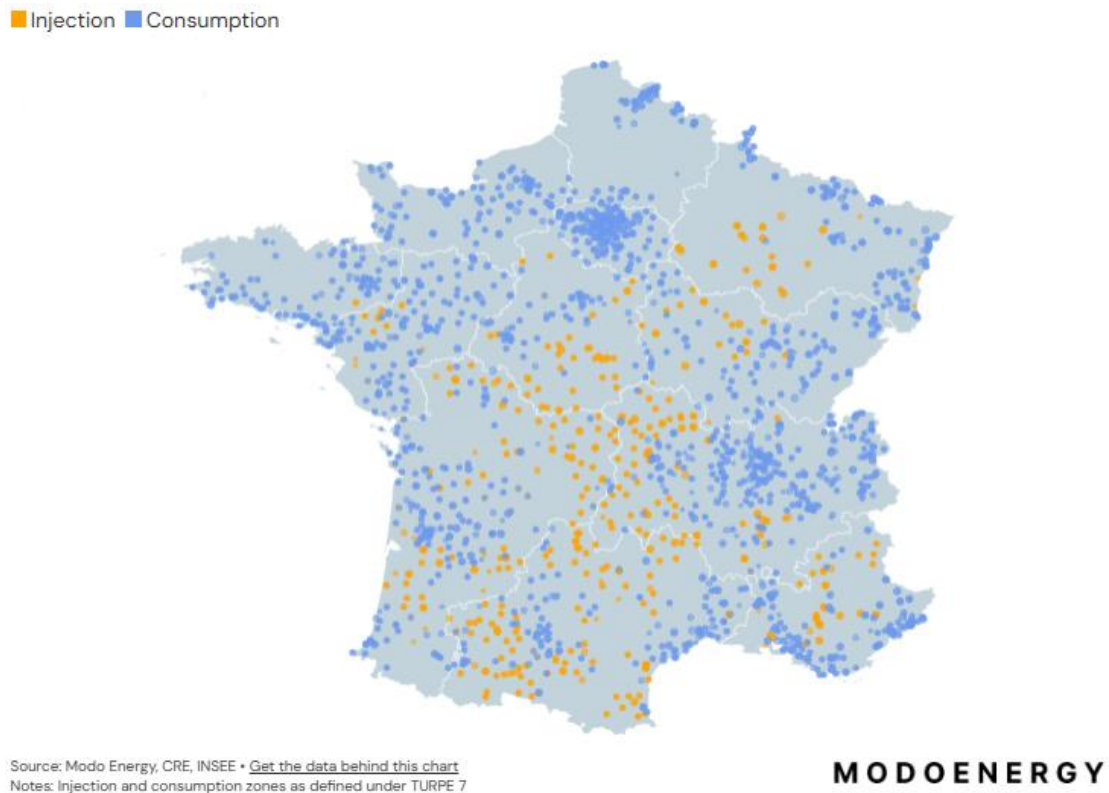


Abbildung 58 Einspeise- und Verbrauchsknoten für Netzentgelte für Speicher wie definiert durch die französische Regulierungsbehörde

Der europäische Vergleich im Status Quo zeigt hingegen eine heterogene Praxis: In mehreren Mitgliedstaaten bestehen für Speicher Befreiungen oder tarifliche Reduktionen bei Netznutzungsentgelten, die häufig an spezifische Anlageneigenschaften wie Technologie, Größe, Effizienz oder Zweckbestimmung anknüpfen (ACER, 2025). Ergänzend kommt das „Gutachten zum Vergleich der Netzentgeltsystematiken in Europa“ (BET Consulting & Aecoute, 2026) zu dem Befund, dass derzeit kein Land ein eigenständiges, dezidiert auf Speicher zugeschnittenes Netzentgeltsystem implementiert hat. Zwar stehen in einzelnen Staaten spezifische Speicherentgelte zur Diskussion, diese sind jedoch bislang nicht in Kraft (in

40

<https://www.energy-storage.news/france-introduces-grid-tariff-reforms-for-energy-storage/>

Frankreich erst ab August 2026 und optional). In der Praxis werden Speicher überwiegend wie reguläre Entnahme- bzw. Einspeisekund:innen behandelt, sofern ein Einspeiseentgelt vorgesehen ist, wobei jedoch in vielen Ländern Ausnahmen oder Befreiungen von Netzentgelten und weiteren Entgelten zur Anwendung kommen. Insgesamt zeigt sich somit auch aus dieser Quelle, dass Speicher regulatorisch meist in bestehende Entgeltsystematiken integriert werden, jedoch häufig unter Berücksichtigung besonderer Privilegierungen.

4.1.3 Wirkung dynamischer Netzentgelte

Wie zuvor dargestellt, zählen Batteriespeicher aufgrund ihrer meist automatisierten und wirtschaftlich optimierten Betriebsweise zu den besonders preissensiblen Netznutzern. Ihre Reaktion auf dynamische Preissignale, sowohl aus dem Energiemarkt ist weitestgehend unstrittig. Die spezifische empirische Evidenz zum Verhalten von Speichern unter dynamischen Netzentgelten ist jedoch bislang noch begrenzt. Im Folgenden werden daher ergänzend auch Ergebnisse aus Studien und Demonstrationsprojekten mit Endkund:innen und anderen flexiblen Verbraucher:innen dargestellt. Diese verdeutlichen die grundsätzliche Wirksamkeit dynamischer Tarife und erlauben eine Einordnung des allgemeinen Flexibilitätspotenzials preisbasierter Anreizmechanismen. Vor dem Hintergrund der höheren technischen Flexibilität und Optimierungsfähigkeit von Speichern ist davon auszugehen, dass die dort beobachteten Effekte für Batteriespeicher mindestens in vergleichbarer, tendenziell jedoch stärkerer Ausprägung zu erwarten sind.

4.1.3.1 Reaktion auf zeitvariable Arbeitspreise

Die Wirkung dynamischer Preissignale auf das tatsächliche Betriebsverhalten dezentraler Flexibilitäten lässt sich empirisch anhand einer Auswertung realer Kund:innendaten von 1KOMMA5° (2025) illustrieren. Die Analyse basiert auf einer fünfstelligen Anzahl prosumierender Haushalte mit Photovoltaikanlagen und Batteriespeichern und vergleicht Systeme mit dynamischer, preisoptimierter Steuerung (Time-of-Use, ToU) mit Haushalten, deren Betriebsstrategie primär auf Eigenverbrauchsmaximierung (Self-Sufficiency Optimization, SSO) ausgerichtet ist. Obwohl es sich hierbei um dynamische Energietarife und nicht um Netz-

entgelte handelt, erlaubt der beobachtete Verhaltenseffekt belastbare Rückschlüsse auf die grundsätzliche Reaktionsfähigkeit flexibler Anlagen gegenüber monetären Preissignalen.

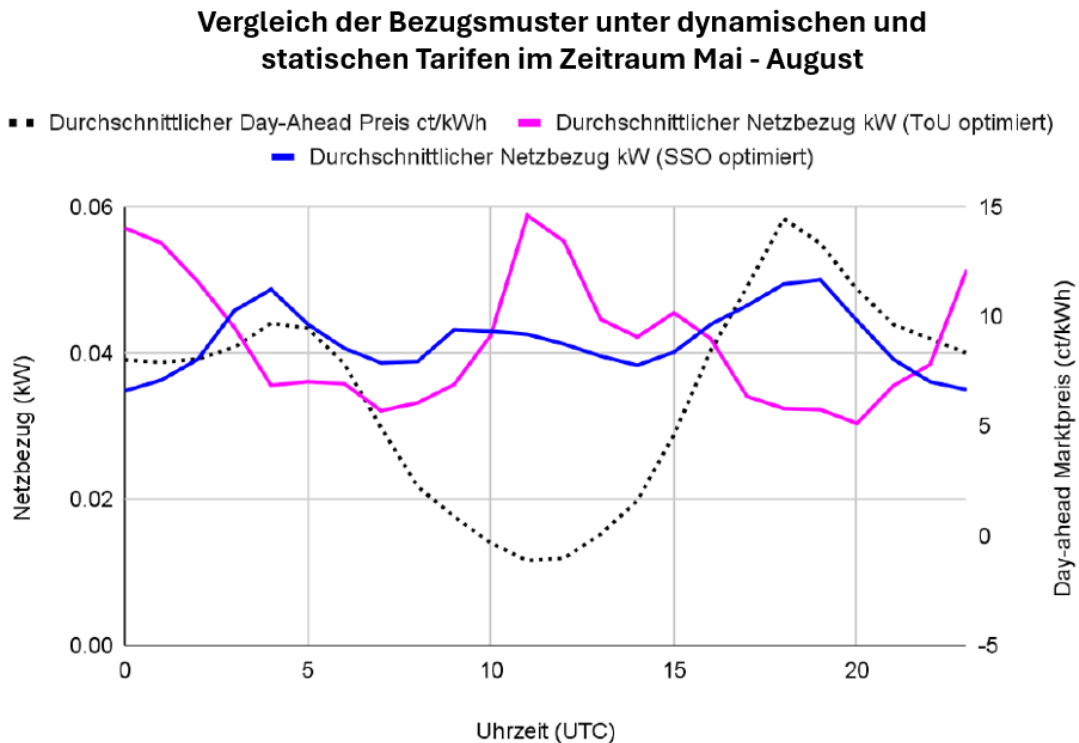


Abbildung 59 Analyse der Reaktion von Endkund:innen auf dynamische und statische Bezugstarife (1KOMMA5°, 2025)

Die Ergebnisse zeigen konsistent über alle Jahreszeiten hinweg eine ausgeprägte Preiselastizität des Netzbezugs bei ToU-optimierten Haushalten. Der stündliche Strombezug verläuft dabei nahezu invertiert zum Day-Ahead-Preisprofil: In Niedrigpreisphasen steigt der Netzbezug signifikant an, während er in Hochpreisstunden deutlich reduziert wird. Batteriespeicher ermöglichen hierbei eine aktive zeitliche Verschiebung des Bezugs, indem sie bei niedrigen Preisen geladen und in Hochpreisphasen zur Versorgung genutzt werden. Haushalte ohne dynamisches Preissignal zeigen hingegen ein weitgehend preisunabhängiges beziehungsweise sogar synchrones Bezugsverhalten zum Preisverlauf, was auf fehlende ökonomische Steuerungsanreize hinweist.

Ein vergleichbarer Effekt zeigt sich auch auf der Einspeiseseite. Daten aus den Niederlanden, wo dynamische Einspeisetarife bereits angewendet werden, belegen, dass ToU-optimierte Prosumer ihre Einspeisung gezielt aus Zeiten hoher photovoltaischer Gleichzeitigkeit in spätere Hochpreisstunden verschieben. Dadurch wird insbesondere die mittägliche Einspeisespitze reduziert und die Einspeisung stärker an systemisch vorteilhaften Zeitpunkten ausgerichtet. Haushalte ohne dynamische Vergütung speisen hingegen weiterhin unmittelbar bei PV-Erzeugungsspitzen ein.

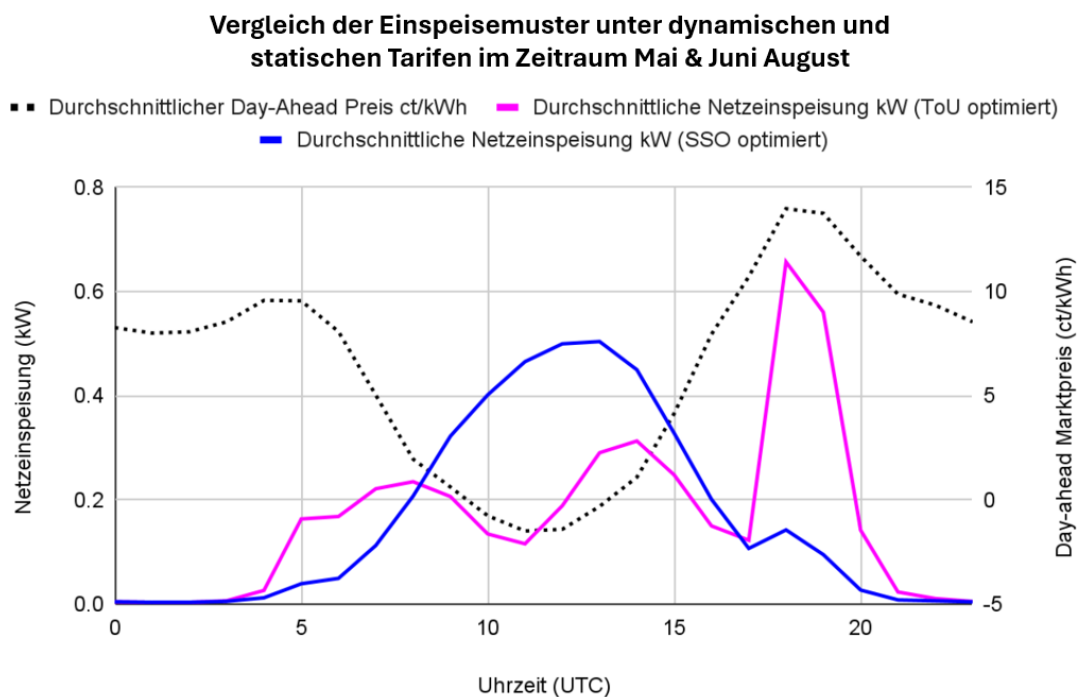


Abbildung 60 Analyse von Einspeiseprofilen bei dynamischen und statischen Einspeisetarifen anhand von Kund:innendaten aus den Niederlanden (1KOMMA5°, 2025)

Ergänzende empirische Evidenz liefert ein Pilotprojekt mehrerer deutscher Netzbetreiber und Marktakteur:innen zur praktischen Anwendung dynamischer Netzentgelte im Elektromobilitätssektor namens Grids & Benefits⁴¹. Dabei wurden netzgebietsspezifische, viertelstundenscharfe Netzentgelte berechnet und durch Aggregatoren direkt in intelligente Ladeoptimierungen integriert, wodurch die

⁴¹ <https://www.unternehmertum.de/presse/pilotprojekt-zeigt-dynamische-netzentgelte-entlasten-stromnetze-und-senken-kosten-fuer-endkunden>

aktuelle Netzauslastung erstmals als operatives Preissignal wirksam wurde. Die Ergebnisse zeigen eine deutliche Verhaltensreaktion: Im Aggregatoren-Anwendungsfall konnten über 70 % der Ladevorgänge beziehungsweise rund 20 % der geladenen Energiemenge in netzdienliche Zeitfenster verschoben werden. Gleichzeitig reduzierten sich die Netzentgelte für Teilnehmende durchschnittlich um rund 2 ct/kWh. Auch beim öffentlichen Laden zeigte sich ab ausreichend hohen Preisunterschieden eine messbare, wenn auch geringere Flexibilitätsreaktion der Nutzerinnen und Nutzer.

4.1.3.2 Reaktion auf Leistungspreise

Erste Hinweise auf die spezifische Wirkung leistungsbezogener Netzentgeltkomponenten liefert eine im Rahmen des Projekts friendlyCharge⁴² am AIT verfasste Masterarbeit zur Wirkung dynamischer Netzentgelte auf das Ladeverhalten privater Elektrofahrzeuge (Stefan Scheibl, 2025). In einer modellbasierten Optimierung wurden unterschiedliche Tarifkonzepte miteinander verglichen, wobei insbesondere leistungsbasierte beziehungsweise peak-bezogene Tarifstrukturen die stärkste Reduktion von Spitzenlasten als KPI für Netzentlastung zeigten. Tarife mit bepreister Spitzenleistung reduzierten sowohl individuelle als auch aggregierte Netzlastspitzen signifikant, während rein zeitvariable arbeitspreisbasierte Tarife zwar eine Lastverschiebung bewirkten, gleichzeitig jedoch neue Gleichzeitigkeitseffekte (aufgrund fehlender Gruppenbildung) erzeugten und dadurch teilweise erhöhte Lastspitzen verursachten.

⁴² <https://www.klimafonds.gv.at/projekt/friendly-charge/>

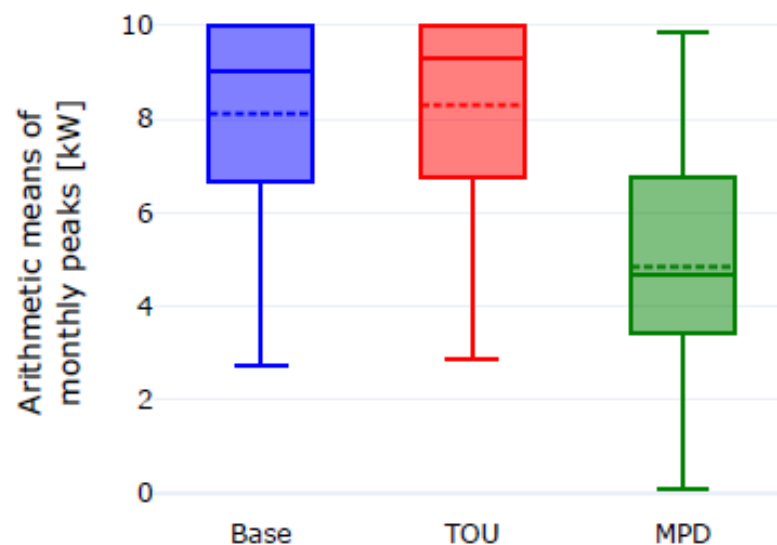


Abbildung 61 Boxplots des arithmetischen Mittelwerts monatlicher Spitzenlasten unter verschiedenen Tarifdesigns (Stefan Scheibl, 2025). TOU (Time of Use) = zeitvariabel; MPD (Measured Peak Demand) Leistungsbasiert auf Monatspeak

Die Ergebnisse sind vor dem Hintergrund einer idealisierten Optimierungsumgebung zu interpretieren, in der flexible Verbraucher:innen innerhalb ihres technischen Flexibilitätsrahmens vollständig auf Preisunterschiede reagieren, liefern aber durchaus eine relevante Indikation. Gerade die maximalen Preisreaktion verdeutlichen ein strukturelles Designproblem rein zeitvariabler Tarife: Werden identische Preissignale an viele Akteur:innen gleichzeitig ausgesendet, optimieren diese simultan auf dieselben günstigen Zeitfenster. Eine Leistungskomponente, oder auch gestaffelte Tarifzeitfenster, können hier Abhilfe schaffen. Eine solche Gleichzeitigkeit ist grundsätzlich nicht auf Netzentgelte beschränkt, sondern ebenso bei dynamischen Energiepreisen zu erwarten. Dadurch wird die Bedeutung einer komplementären, netzkostenreflektierenden Entgeltkomponente zusätzlich verstärkt. Leistungs- bzw. kapazitätsbasierte Tarifbestandteile können diese Gleichzeitigkeit begrenzen und stellen somit eine zentrale Ergänzung zu dynamischen Energie- und Arbeitspreissignalen dar, um eine systemnützliche Gesamtwirkungen sicherzustellen.

Weitere Evidenz liefert das aktuell laufende, am AIT geleitete Projekt INNOnet⁴³, in dem unterschiedliche Netztarifkonzepte im Rahmen einer Regulatory Sandbox unter realen Bedingungen mit über 800 Endkund:innen erprobt werden. Die folgende Abbildung 62 zeigt dem Mittelwert der gemessenen Verbrauchsleistungen [kW] von rund 250 Endkund:innen mit dynamischen Netztarif („Testgruppe“) und der 62 Teilnehmer:innen zählenden Kontrollgruppe ohne dynamischen Netztarif im Zeitraum von Anfang November 2025 bis Ende Januar 2026. Dargestellt sind die Durchschnitte der Haushalte für die einzelnen Tage entlang der y-Achse, sowie der jeweilige Tagesverlauf entlang der x-Achse. In der Testgruppe wurde ein rein leistungsbasierter Netztarif eingeführt, der auf der gemessenen täglichen 15-Minuten-Spitzenleistung basiert. Der Tarif beinhaltet zudem ein mittägliches „Sonnenfenster“, innerhalb dessen Strombezug nicht in die Berechnung der maßgeblichen Spitzenleistung einfließt.

⁴³ <https://www.ait.ac.at/themen/flexibilitaet-geschaeftsmodelle/projekte/projekt-innonet>

4.1.3.3 Weitere Tarifdesigns aus dem Projekt FriendlyCharge

Die zuvor bereits erwähnten Masterarbeit (Stefan Scheibl, 2025) im Rahmen des Projekts FriendlyCharge untersucht verschiedene Netztarifdesigns im Kontext von EV-Ladeverhalten in Haushalten und bewertet deren Wirkung auf Spitzenlastreduktion und Kosten im Niederspannungsnetz. Die Simulation umfasst 200 Haushalte mit unterschiedlichen Flexibilitäten (EV, PV, BESS, Wärmepumpen) und vergleicht mehrere Tarifdesigns. Eine Übersicht der untersuchten Tarifstrukturen ist in Tabelle 20 dargestellt.

Tabelle 20 Übersicht der untersuchten dynamischen Tarifkonzepte aus FriendlyCharge (Stefan Scheibl, 2025)

Name	Beschreibung
Basis (BS)	• Status-quo Tarif ohne dynamische Komponenten • Fixe jährliche Netzentgeltkomponente + verbrauchsabhängiger Tarif • Referenzszenario für Vergleich
Time-of-Use (TOU)	• Zeitlich differenzierte Netzentgelte mit 3 Tariffenstern • Bestimmung der Tariffenster anhand historischer Werte: 25% der Lastpunkte Hochtarif, 50% Mittlerer Tarif und 25% Niedriger Tarif
Measured Peak Demand (MPD)	• Kapazitätsbasierter Tarif auf Basis gemessener monatlicher Spitzenleistung
MPD-50%	• Mischtarif mit 50% Kapazitätskomponente und 50% statischem energiebasiertem Preis
MPD-50%-inc	• Mischtarif mit 50% Kapazitätskomponente und 50% statischem energiebasiertem Preis • Höherer Preis oberhalb der Kapazitätsgrenze 7.5 KW
MPD-50%-inc-4kW	• Mischtarif mit 50% Kapazitätskomponente und 50% statischem energiebasiertem Preis • Höherer Preis oberhalb der Kapazitätsgrenze 7.5 KW

Für alle diese Tarife wurde im beschriebenen Umfeld ein Optimierungsmodell erstellt, welches die Gesamtkosten auf Haushaltsebene minimiert. Für die Bewertung wurden die in Tabelle 21 dargestellten KPIs herangezogen.

Tabelle 21 Übersicht ausgewerteter KPIs im Projekt FriendlyCharge

KPI	Definition
Grid Cost [€]	Gesamte jährliche Netzkosten aller Haushalte im Modell. Diese ergeben sich aus der Summe der verbrauchsabhängigen Netzentgelte (kWh-Komponente) und der kapazitätsbasierten Komponenten des jeweiligen Tarifs. Sie entsprechen der Zielfunktion der Optimierung, welche die Netzkosten minimiert.
Max Load [kW]	Maximale gleichzeitig auftretende Netzlast im betrachteten Niederspannungsnetz über den gesamten Simulationszeitraum (Jahr mit 15-Minuten-Zeitschritten). Diese Kennzahl beschreibt die höchste Netzbelastung und ist entscheidend für die Dimensionierung des Netzes.
Min Load [kW]	Niedrigste auftretende Netzlast im betrachteten Zeitraum. Sie beschreibt die geringste Leistungsaufnahme des Netzes und dient zur Charakterisierung der Lastspreizung bzw. der Variabilität der Netzlast.
Base Load [%]	Anteil der gesamten Jahresenergie, der während der niedrigsten Lastperioden im Niederspannungsnetz verbraucht wird. Die Abgrenzung erfolgt anhand der Load Duration Curve (LDC), bei der die Netzlastwerte eines Jahres als Leistung (kW) erfasst und absteigend sortiert werden. Als Basislast gelten jene Zeitintervalle, in denen die Netzlast zu den niedrigsten 20 % der Leistungswerte zählt.
Peak Load [%]	Anteil der gesamten Jahresenergie, der während der höchsten Lastperioden im Niederspannungsnetz verbraucht wird. Die Identifikation erfolgt ebenfalls über die Load Duration Curve, welche die Netzlast als Leistung (kW) über alle Zeitintervalle eines Jahres darstellt. Als Spitzenlast gelten jene Zeitintervalle, in denen die Netzlast zu den höchsten 5 % der Leistungswerte gehört und es wird der Anteil der in diesen Zeitfenster verbrauchten Energie dargestellt.

Die Ergebnisse der KPIs aus dem Optimierungsmodell für die verschiedenen Tarife sind in Abbildung 63 dargestellt.

	BS	TOU	MPD	MPD-50%	MPD-50%-inc	MPD-50%-inc-4kW
Grid Cost [€]	115,650.45 €	92,284.57 € -20%	68,696.32 € -41%	91,451.28 € -21%	77,306.17 € -33%	79,793.97 € -31%
Max Load [kW]	386	720 +86%	299 -23%	298 -23%	297 -23%	293 -24%
Min Load [kW]	-142	-122 -14%	-154 +8%	-154 +8%	-155 +9%	-150 +5%
Base load	5%	3% -47%	6% +17%	6% +17%	6% +17%	6% +17%
Peak load	12%	20% +62%	11% -11%	11% -11%	11% -10%	11% -10%

Abbildung 63 Ergebnisse für dynamische Tarife aus dem Projekt FriendlyCharge

Die Ergebnisse zeigen deutliche Unterschiede zwischen den betrachteten Tarifmodellen hinsichtlich Netzkosten und Lastprofilen. Im Vergleich zum Basisszenario führt insbesondere der MPD-Tarif zu einer signifikanten Reduktion der Gesamtnetzkosten um rund 41 %. Auch der TOU-Tarif reduziert die Kosten, allerdings in geringerem Ausmaß (-20 %). Die stärksten Effekte auf das Lastprofil werden durch die MPD-basierten Tarife erzielt. Während im TOU-Szenario die maximale Netzlast sogar um 86 % steigt, reduzieren MPD-Tarife die maximale Last um etwa 23–24 %. Gleichzeitig sinkt auch die minimale Netzlast deutlich, was auf eine stärkere Nutzung von Flexibilität und Lastverschiebung hinweist. Besonders relevant ist zudem die Entwicklung der Basislast und der Spitzenlastdauer. Unter MPD-Tarifen steigt die Basislast um etwa 17 %, während die Spitzenlast um rund 10–15 % reduziert wird. Dies deutet auf eine insgesamt gleichmäßigere Netzauslastung hin. Insgesamt zeigen die Ergebnisse, dass kapazitätsbasierte Tarife, insbesondere MPD-Varianten, im Rahmen der durchgeführten Perfect Foresight Optimierung mit entsprechend hoher Flexibilität effektiver zur Netzstabilisierung beitragen als rein zeitbasierte Tarifmodelle. Die Ergebnisse sind wie erwähnt vor dem Hintergrund einer idealisierten Optimierungsumgebung zu interpretieren, in der flexible Verbraucher:innen innerhalb ihres technischen Flexibilitätsrahmens vollständig auf Preisunterschiede reagieren.

4.1.4 Herausforderungen und Limitationen dynamischer Netzentgelte

Dynamische Netzentgelte versprechen eine präzisere Internalisierung netzseitiger Knappheiten als heutige, überwiegend statische Tarifstrukturen. In der praktischen Umsetzung treten jedoch signifikante Herausforderungen auf. Dabei sind insbesondere Spannungsfelder zwischen Zielgenauigkeit, Prognosesicherheit,

Marktkompatibilität und administrativer Umsetzbarkeit zu nennen. Je feiner die zeitliche und räumliche Differenzierung, desto höher werden Anforderungen an Methodik, Datenqualität und Kommunikation. Die folgende Tabelle 22 stellt wesentliche Limitationen und Herausforderungen von dynamischen Tarifen strukturiert dar.

Tabelle 22 Herausforderungen und Limitationen von dynamischen Netztarifen basierend auf Bundesnetzagentur (2025)

Limitation	Beschreibung
Methodische Komplexität der Entgeltbemessung	Die präzise Bestimmung der Höhe dynamischer Netzentgelte ist insbesondere netzebenenübergreifend hochkomplex, da viele teils unsichere Einflussfaktoren gleichzeitig berücksichtigt werden müssen. Mit zunehmender zeitlicher und räumlicher Differenzierung steigt zudem die Herausforderung, konsistente und zielgenaue Preissignale abzuleiten.
Risiko von Fehlanreizen und Überreaktionen aufgrund von Gleichzeitigkeit	Unzureichend kalibrierte oder zu stark ausgeprägte Preissignale können zu Fehlanreizen führen und Flexibilitäten übermäßig auf netzorientierte Einsatzweisen ausrichten. Die hohe methodische und operative Komplexität der Ausgestaltung erhöht dabei das Risiko. Kritisch ist zudem eine gleichgerichtete Reaktion vieler Akteur:innen auf identische Preissignale, die aggregiert zu unerwünschten Überreaktionen im System führen kann.
Prognoseunsicherheiten und Wechselwirkungen (inkl. Veröffentlichung/Fristen)	Eine zu frühe Festlegung dynamischer Preise erhöht die Prognoseunsicherheit hinsichtlich des Netzzustands. Gleichzeitig ist eine tägliche Veröffentlichung vor der Day-ahead-Auktion erforderlich, damit Marktakteur:innen Netzentgelte in ihre Gebote integrieren können. Die Ergebnisse der Marktauktionen wirken sich jedoch wiederum direkt auf die Netzbelastung aus. Daraus entsteht eine komplexe, zeitlich schwer auflösbare Wechselwirkung zwischen Energiehandel und Netzbelastung.
Verteilungswirkungen zwischen Regionen und Netznutzer:innen und potenziell verbundene Akzeptanzprobleme	Dynamische Netzentgelte können systematische Mehr- oder Minderbelastungen einzelner Regionen und Nutzergruppen verursachen. Nutzende ohne Flexibilität können zusätzliche Belastungen nicht durch Anpassung ihres Verhaltens kompensieren. Dies kann zu signifikanten Akzeptanzproblemen führen.
Aktuell fehlende Engpass-Beobachtbarkeit in unteren Netzebenen	Für viele Verteilnetze fehlen derzeit ausreichende Monitoring- und Engpassmanagementprozesse. Diese spielen aktuell zwar eine untergeordnete Rolle im Engpassmanagement, dies kann sich aber durch die Skalierung von größeren Verbrauchenden

	wie Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen, sowie durch dezentrale Einspeisung (insb. PV) in Zukunft ändern.
Steigende Komplexität mit hohem Umsetzungs- und Einführungsaufwand bei allen Beteiligten	Der Mehrwert dynamischer Netzentgelte hängt maßgeblich vom erforderlichen Umsetzungs- und Einführungsaufwand im Verhältnis zum erwarteten Nutzen ab. Neben der Festlegung der Entgelthöhe sowie dem Aufbau der notwendigen technischen und administrativen Infrastruktur sind insbesondere die steigende Komplexität und die zusätzlichen Kosten für die beteiligten Akteur:innen zu berücksichtigen.

In der praktischen Ausgestaltung dynamischer Netzentgelte zeigt sich, dass der Zugewinn an Lenkungswirkung untrennbar mit steigender Komplexität verbunden ist. Der zentrale Zielkonflikt liegt darin, ein Preissignal zu setzen, das hinreichend engpass- und kostenreflektiv ist, gleichzeitig aber prognosefest, marktkonsistent, abrechnungstechnisch beherrschbar und für Netznutzende nachvollziehbar bleibt. Je stärker zeitliche und räumliche Granularität erhöht wird, desto größer ist dabei sowohl die Wirkung als auch die Herausforderung. Die zentrale Hürde ist dabei die methodische Ableitung der konkreten Preisgestaltung: Dynamische Entgelte sollen Knappheitssituationen abbilden, die in der Realität aus einer Vielzahl überlagerter (und potenziell auch widersprüchlicher) Faktoren entstehen (insb. Last- und Einspeiseprognosen und Netztopologie auf verschiedenen Netzebenen). Zudem können sich (sinnvollerweise) Preisanreize aus Energie- & Netzkomponente widersprechen, was die Komplexität erhöht und die Nutzerreaktion verringern könnte. Daraus folgt, dass die Entgeltbemessung zwangsläufig mit Unsicherheiten behaftet ist und dass eine feinere Differenzierung zwar grundsätzlich zielgenauer sein kann, aber die Präzision und Konsistenz der Signale über Netzebenen und Netzgebiete hinweg erschwert. Hinzu kommt ein systemisches Gleichzeitigkeitsthema: Einheitliche Preissignale werden von vielen Akteur:innen synchron verarbeitet. Was individuell rational ist, kann aggregiert neue Spitzen oder lokale Überlastungen erzeugen. Dynamische Netzentgelte benötigen daher eine Kalibrierung, die Lenkungswirkung erzeugt, ohne eine kollektive Überreaktion auszulösen. Eine weitere Herausforderung ergibt sich aus der zeitlichen Logik zwischen Netz und Markt. Damit Netzentgelte in Fahrpläne und Gebote einfließen können, müssen sie rechtzeitig kommuniziert werden. Gleichzeitig beeinflussen Netzentgelte wiederum das tatsächliche Verbrauchsverhalten und damit letztendlich die Netzauslastung, welche als Grundlage für die Netzentgelte dienen sollte. Somit ergeben sich komplexe Wechselwirkungen deren präzise ex-ante Einbeziehung in der Praxis schwer zu kalkulieren ist.

4.1.5 Diskussion Vor- & Nachteile dynamischer Netzentgelte

Die vorangegangenen Kapitel verdeutlichen eine zentrale systemische Asymmetrie: Während Batteriespeicher über Energiepreise bereits auf ein weitgehend funktionierendes marktbasiertes Koordinationssignal reagieren, bleiben netzseitige Knappheiten im bestehenden Entgeltsystem nur begrenzt abgebildet. Netzenspässe und Redispatchkosten wirken damit überwiegend als externe Effekte, die sich nicht konsistent in betrieblichen Entscheidungen widerspiegeln. Dynamische Netzentgelte setzen genau an dieser Stelle an und können als komplementäre Erweiterung der Energiekomponente verstanden werden, indem sie netzbezogene Knappheiten in ökonomische Anreize übersetzen. Aus theoretischer Perspektive ergibt sich daraus ein erhebliches Effizienzpotenzial, insbesondere für hochflexible Akteur:innen wie Batteriespeicher.

Gleichzeitig zeigt sich, dass der erwartete Nutzen stark von der konkreten Ausgestaltung abhängt. Die Herausforderung liegt weniger im grundsätzlichen Wirkmechanismus als in der operationalen Übersetzung netzphysikalischer Zustände in robuste, nachvollziehbare Preissignale. Dynamische Entgelte müssen ausreichend kostenreflektiv sein, ohne Prognoseunsicherheiten, Marktinteraktionen oder administrative Komplexität unverhältnismäßig zu erhöhen. Damit entsteht ein inhärenter Trade-off zwischen Anreizschärfe und praktischer Umsetzbarkeit: Sehr präzise Signale versprechen hohe Lenkungswirkung, erhöhen jedoch Anforderungen an Datenbasis, Methodik, Umsetzung und Konsistenz über Netzebenen hinweg. Hinzu kommt, dass preisbasierte Steuerungsmechanismen stets aggregierte Reaktionen hervorrufen können. Individuell rationale Optimierungen können systemisch neue Belastungssituationen erzeugen, weshalb dynamische Arbeitspreise typischerweise durch leistungs- oder kapazitätsbezogene Elemente ergänzt werden sollten. Ebenso existiert die Möglichkeit durch „Gruppenbildung“ nicht jeder Verbraucher:in denselben Anreiz zeitlich etwas versetzt zu senden. Ebenso begrenzen derzeitige Monitoringmöglichkeiten in Teilen der Verteilernetze sowie potenzielle Verteilungswirkungen gegenüber weniger flexiblen Netznutzergruppen die unmittelbare Übertragbarkeit hochdynamischer Modelle in die Breite. Diese Aspekte sprechen in jedem Fall für eine abgestufte und lernorientierte Einführung, nicht fundamental gegen das Instrument selbst. Im Sinne der Risikominimierung könnte eine initiale Anwendung bei technisch gut steuerbaren und preissensitiven Akteur:innen hierbei als Einstiegspfad dienen.

In der Gesamtbewertung ergibt sich damit ein komplexes Bild: Dynamische Netzentgelte stellen ein herausforderndes Regulierungsinstrument dar und ihre Wirkung ist stark designabhängig. Während im Status-Quo kaum netzdienliche Anreize gesetzt und netzseitige Effekte weitgehend pauschalisiert werden, ist eine dynamisierende Ausgestaltung praktisch sehr herausfordernd, mit hohen Risiken verbunden und Bedarf intensiver Vorbereitung und Abstimmung mit allen Stakeholdern. Dieser Ansatz spiegelt sich auch in Reformprozessen wie AgNes in Deutschland wider, der im folgenden Kapitel dargestellt wird.

4.1.6 AgNes-Prozess in Deutschland

Mit dem sogenannten AgNes-Prozess („Allgemeine Netzentgeltsystematik Strom“) hat die Bundesnetzagentur (BNetzA) einen grundlegenden Reformprozess zur zukünftigen Ausgestaltung der Stromnetzentgelte in Deutschland gestartet. Hintergrund ist das Auslaufen der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) Ende 2028. Ziel des Prozesses ist die Entwicklung einer zukunftsfähigen Netzentgeltsystematik, die veränderten Rahmenbedingungen der Energiewende Rechnung trägt, neue Akteursgruppen integriert und marktliches Verhalten ermöglicht, ohne die Finanzierung und den sicheren Betrieb der Netzinfrastruktur zu gefährden.

Der AgNes-Prozess befindet sich derzeit in einer laufenden konzeptionellen Ausarbeitungs- und Konsultationsphase. Nach der Verfahrenseröffnung im Mai 2025 wurden zunächst Diskussionspapiere veröffentlicht und umfassende Stakeholder-Konsultationen durchgeführt. Aufbauend darauf konkretisiert die Bundesnetzagentur seit Ende 2025 schrittweise ihre Vorschläge, insbesondere zur Einführung dynamischer Netzentgeltkomponenten und zur künftigen Behandlung von Speichern. Erste Ergebnisse werden noch im Laufe des Jahres 2026 erwartet. Die aktuell vorliegenden Orientierungspapiere zu allgemeinen Systematik (Bundesnetzagentur, 2025) und zu Speicherentgelten (Bundesnetzagentur, 2026) dienen der fachlichen Vertiefung in Expertenworkshops und der Prüfung praktischer Umsetzbarkeit. Ziel ist es, die notwendigen regulatorischen und technischen Voraussetzungen so zu schaffen, dass eine neue Netzentgeltsystematik rechtzeitig mit dem Außerkrafttreten der StromNEV spätestens ab 2029 wirksam eingeführt werden kann.

4.1.6.1 Ziele AgNes

Zunächst stellt die BNetzA ihre Ziele für die neue Netzentgeltsystematik im AgNes-Prozess vor. Diese ergeben sich aus bestehenden gesetzlichen, regulatorischen und praktischen Rahmenbedingungen. Netzentgelte erfüllen primär eine kostenorientierte Finanzierungsfunktion, müssen zugleich jedoch Anreize für effizientes Verhalten setzen, eine angemessene Beteiligung unterschiedlicher Netznutzer:innen sicherstellen und praktisch umsetzbar bleiben. Die Bundesnetzagentur verfügt dabei über einen erheblichen Abwägungsspielraum, um konkurrierende Zielsetzungen, insbesondere im Kontext der Energiewende, langfristig in einer konsistenten Systematik auszubalancieren. (Bundesnetzagentur, 2025)

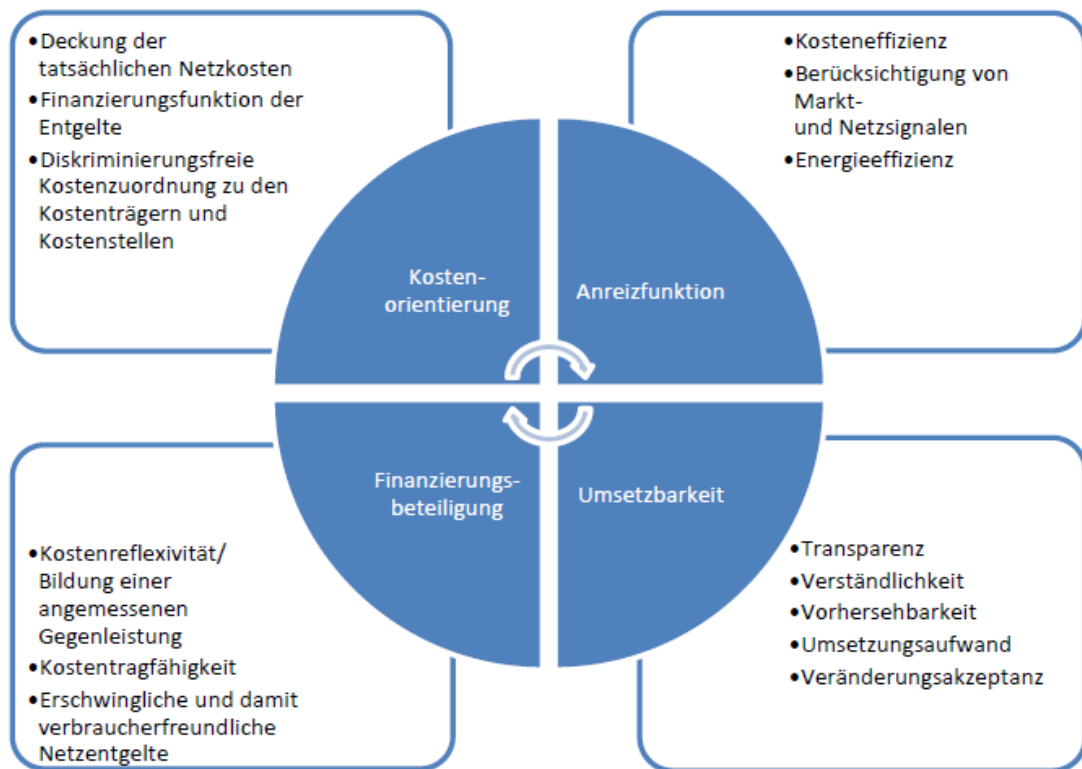


Abbildung 2: Zielbild der Netzentgeltsystematik Strom; Quelle: Eigene Darstellung Bundesnetzagentur

Abbildung 64 Ziele für neue Netzentgeltsystematik im AgNes Prozess

Die aktuellen Orientierungspunkte enthalten viele Vorschläge in unterschiedlichen Bereichen. Im Sinne der vorliegenden Studie zur Weiterentwicklung der

Stromspeicherlandschaft und des Kapitels zur Incentivierung netzdienlichen Verhaltens wird sich daher im Folgenden auf die Dynamisierung von Netzentgelten für Speicher fokussiert.

4.1.6.2 BNetzA Vorschlag zur Dynamisierung von Netzentgelten für Speicher

Im Rahmen des AgNes-Prozesses verfolgt die Bundesnetzagentur einen grundlegenden Ansatz zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik, der insbesondere für Stromspeicher von zentraler Bedeutung ist. Ziel ist es, Speicher künftig systematisch in die allgemeine Netzentgeltlogik zu integrieren und gleichzeitig deren Flexibilität gezielt für einen stärker netzdienlichen Betrieb nutzbar zu machen. Die Bundesnetzagentur (2025) vertritt ausdrücklich die Auffassung, dass eine vollständige Befreiung von Netzentgelten weder europarechtlich dauerhaft tragfähig noch energiewirtschaftlich zweckmäßig ist. Eine Vollbefreiung würde Speicher zwar kurzfristig entlasten, gleichzeitig jedoch jene Preissignale eliminieren, die für ein netzdienliches Verhalten erforderlich sind. Erst die grundsätzliche Beteiligung von Speichern an Netzentgelten ermöglicht es, über differenzierte Preisstrukturen gezielte Anreize für netzverträgliche Betriebsweisen zu setzen. Nach Auffassung der Beschlusskammer sollte angestrebt werden, dynamische arbeitsbezogene Netzentgeltkomponenten für Speicher möglichst frühzeitig umzusetzen und deren Einführung zumindest auf Übertragungsnetzebene sowie in der Hochspannung bereits ab dem Jahr 2029 vorzusehen. Die Netzentgelte sollen täglich vor der Day-Ahead Auktion veröffentlicht werden. Kern des Vorschlags ist eine funktionale Trennung der Netzentgelte im Grundmodell für Kund:innen ab der Mittelspannungsebene aufwärts und für Niederspannungskund:innen über 100.000 kWh Jahresverbrauch in folgende Bestandteile:

1. Netzentgelt mit Finanzierungsfunktion: Sicherstellung einer verursachungsgerechten Beteiligung aller Netznutzenden an der Finanzierung der Netzinfrastruktur.
1. Netzentgelt mit Anreizfunktion: Dynamische Preissignale zur Förderung eines kurzfristig netzdienlichen Betriebsverhaltens.
2. Kapazitätskomponente: Abbildung der strukturellen Netzbeanspruchung und Setzung von Anreizen für eine effiziente Dimensionierung der Netzanschlussleistung.

Im Zusammenspiel sollen diese Elemente sowohl die langfristige Finanzierung der Netze gewährleisten als auch operative Flexibilität gezielt zur Entlastung der Netzinfrastruktur aktivieren. Die Ziele und Charakteristika der vorgeschlagenen Netzentgeltbestandteile sind in Tabelle 23 dargestellt:

Tabelle 23 Übersicht Tarifbestandteile im Orientierungspapier der BNetzA
(Bundesnetzagentur, 2026)

Preisart	Ziel	Systematik & Dynamische Komponente
Kapazitätskomponente	Effiziente Dimensionierung der Netzanschlussleistung	• Zahlung für Kapazitätskomponente statt klassischem Leistungsentgelt • Von Netznutzer:in selbst gewählte Kapazität
Netzentgelt mit Finanzierungsfunktion	Refinanzierung der Netzkosten	• Niedriger Arbeitspreis („AP1“) bei Leistung innerhalb Kapazitätskomponente • Hoher Arbeitspreis („AP2“) bei Überschreitung der Leistung der Kapazitätskomponente • Für Speicher: Saldierung, AP nur für nicht ins Netz zurückgespeiste Mengen
Netzentgelt mit Anreizfunktion	Anreiz für netzdienliches Verhalten	• Verpflichtend, wo Netzengpässe vorhanden oder erwartbar • Ortsbezogen abhängig von der jeweils prognostizierten Netzauslastungssituation • Zeitvariabel • Symmetrisch vorzeichengerecht (Für Einspeisung / Bezug selbe Höhe nur +/-) • Zunächst NE 1-3, evtl. 4. Prinzipiell aber für alle sinnvoll, Einführung ggf. zeitlich versetzt • Dynamische Arbeitspreiskomponente soll „top-down“ kaskadiert, also je Netzebene vorzeichengerecht addiert werden.

Aufbauend auf dieser funktionalen Trennung konkretisiert der Vorschlag der Bundesnetzagentur ein Netzentgeltsystem, das Finanzierungserfordernisse, Kapazitätsinanspruchnahme und netzdienliche Betriebsanreize konsistent miteinander verknüpft. Ein Element ist dabei die Weiterentwicklung der bisherigen leistungsbezogenen Entgeltstruktur hin zu einer Kapazitätskomponente, bei der Netznutzer eine frei wählbare Nutzungskapazität kaufen. Überschreitungen dieser gewählten Kapazität werden bewusst preislich sanktioniert.

Die Netzentgelte mit Finanzierungsfunktion sichern weiterhin die Deckung der Netzkosten. Innerhalb der gewählten Kapazität gilt ein niedriger Arbeitspreis (AP1), während für darüber hinausgehende Leistungsinanspruchnahmen ein höherer Arbeitspreis (AP2) anfällt. Für Speicher wird zusätzlich eine Saldierungslogik vorgesehen, wonach Arbeitspreise grundsätzlich nur auf jene Energiemengen angewendet werden, die nach Speicherung nicht wieder in das Netz zurückgespeist werden (also insbesondere die Verluste oder gekoppelter Verbrauch). Dadurch soll sichergestellt werden, dass marktgetriebene Arbitrage sowie die Erbringung von Systemdienstleistungen nicht durch arbeitsbezogene Netzentgelte verzerrt werden. (Bundesnetzagentur, 2026)

Ergänzend hierzu wird ein eigenständiges Netzentgelt mit Anreizfunktion eingeführt, dessen Zweck ausdrücklich nicht in der Kostendeckung, sondern in der Steuerung des kurzfristigen Betriebsverhaltens liegt. Dieses wird als dynamischer, zeitlich und räumlich differenzierter, sowie vorzeichengerechter Arbeitspreis ausgestaltet und orientiert sich an der jeweiligen Netzsituation, insbesondere an Engpasslagen. Speicher können dadurch sowohl beim Laden als auch beim Entladen positive oder negative Preissignale erhalten. Aufgrund ihrer hohen Reaktionsgeschwindigkeit, ausgeprägten Preissensitivität und vorhandenen Messinfrastruktur gelten Batteriespeicher als besonders geeignete erste Anwendergruppe für eine solche Dynamisierung. Netzdienliches Verhalten kann damit unmittelbar zu ökonomischen Vorteilen führen, sofern hierdurch nachweislich netzkostensenkende Effekte erzielt werden.

4.1.6.3 Baukostenzuschuss (BKZ) als ergänzender Standortanreiz

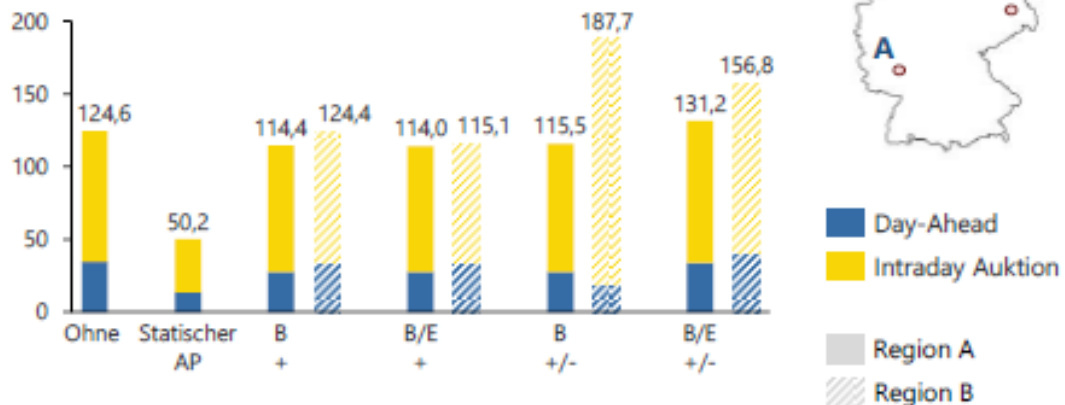
Baukostenzuschüsse sind einmalige Anschlussentgelte, die beim Netzanschluss erhoben werden und der anteiligen Finanzierung jener Netzinfrastuktur dienen,

die zur Bereitstellung der erforderlichen Anschlusskapazität notwendig ist. Ergänzend zu den laufenden Netzentgeltkomponenten kommt ihnen eine eigenständige Rolle bei der Steuerung netzseitiger Investitionsentscheidungen zu. Während dynamische Entgelte mit Anreizfunktion kurzfristige Netzenspässe adressieren, dienen BKZ der Internalisierung jener Netzausbaukosten, die unmittelbar durch Netzanschlusspunkt und Anschlusskapazität verursacht werden. Als kapazitätsbezogene Einmalzahlung setzen sie damit insbesondere Standort- und Dimensionierungsanreize bereits in der Planungsphase neuer Speicherprojekte und können dazu beitragen, stark ausgelastete Netzbereiche zu vermeiden sowie Anschlusskapazitäten effizient zu nutzen. Der Bundesgerichtshof hat zudem bestätigt, dass BKZ grundsätzlich auch auf Batteriespeicher anwendbar sind, da sie nicht das Betriebsverhalten steuern, sondern die Bereitstellung von Netzanschlusskapazität kostenreflektiv abbilden.

4.1.6.4 Erste Quantitative Einordnung des vorgeschlagenen Konzepts

Im Rahmen des Kooperationsforums Großbatteriespeicher hat die Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE, 2026) die Wirkung unterschiedlicher Ausgestaltungsvarianten dynamischer Netzentgelte in Form arbeitspreisbasierter Komponenten auf die Betriebsweise eines Batteriespeichersystems untersucht. Ziel der Kurzanalyse war es, die netzseitige Lenkungswirkung verschiedener Tarifdesigns systematisch zu vergleichen und deren Einfluss auf den Redispatchbedarf zu quantifizieren. Hierzu wurden exemplarisch zwei Netzregionen mit gegenläufigen Redispatchanforderungen betrachtet: Während Region A durch überwiegend positiven Redispatchbedarf geprägt ist, weist Region B strukturell einen hohen negativen Redispatchbedarf auf. Verglichen wurden mehrere Netzentgeltvarianten: ein Referenzfall ohne dynamischen Arbeitspreis, ein statischer Arbeitspreis sowie dynamische Arbeitspreise mit unterschiedlicher Ausgestaltung. Dabei wurde insbesondere zwischen einseitigen Modellen (Preissignal ausschließlich für den Strombezug) und symmetrischen Modellen (Preissignale sowohl für Bezug als auch Einspeisung) unterschieden. Ergänzend wurde analysiert, welchen Einfluss die Einführung negativer Netzentgelte, also expliziter Vergütungen für netzdienliches Verhalten, auf Dispatch und Wirtschaftlichkeit des Speichers hat. Die Ergebnisse sind in Abbildung 65 dargestellt.

Jährliche Erlöse aus der Batteriespeichervermarktung für 2024 in EUR/kW – Region A/B



Redispatch-Bilanz für 2024 in MWh – Region A/B

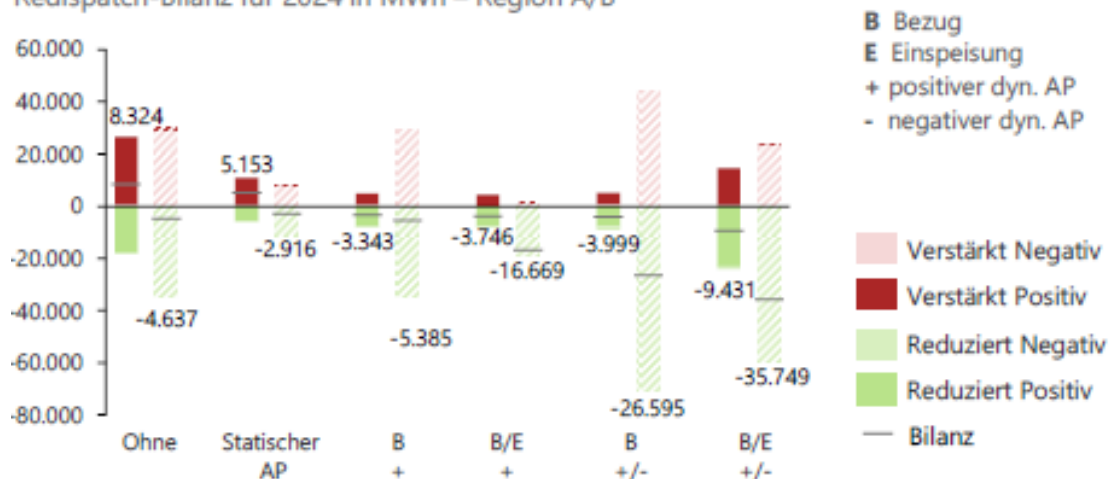


Abbildung 65 Analyse unterschiedlicher Netzentgeltsysteme auf Redispatch und Erlöse von Batteriespeichern (FfE, 2026)

Die Ergebnisse zeigen zunächst, dass in beiden betrachteten Regionen durch die Einführung eines dynamischen Arbeitspreises der Redispatchbedarf insgesamt reduziert werden kann. Damit weist die Analyse darauf hin, dass dynamische Netzentgelte grundsätzlich geeignet sind, den Speicherbetrieb in Richtung einer geringeren netzseitigen Eingriffsnotwendigkeit zu beeinflussen. Im direkten Vergleich der Ausgestaltungsvarianten zeigt sich zudem, dass ein beidseitiger dynamischer Arbeitspreis in beiden Regionen zu einer stärkeren Reduktion des Redispatchbedarfs führt als eine rein bezugsseitige Anwendung. Hinsichtlich der wirtschaftlichen Effekte zeigt die Analyse, dass negative Entgelte die Erlöse des Batteriespeichers in Region B erhöhen. Für Region A tritt ein entsprechender Erlös-

anstieg hingegen nur bei beidseitiger Ausgestaltung des dynamischen Arbeitspreises auf. Im Gesamtvergleich ergibt sich, dass die größte Reduktion des Redispatchbedarfs mit einem beidseitigen dynamischen Arbeitspreis unter Einbeziehung negativer Entgelte erreicht wird. Die Ergebnisse der FfE-Analyse stützen damit grundsätzlich den im AgNes-Prozess vorgeschlagenen Ansatz eines dynamischen Netzentgelts mit Anreizfunktion. Insbesondere die darin vorgesehene zeitvariable, beidseitige und vorzeichengerechte Ausgestaltung entspricht jenen Tarifmerkmalen, die in der Analyse mit einer höheren Redispatchreduktion und wirksameren netzdienlichen Betriebsanreizen verbunden sind.

4.1.6.5 Kritikpunkt Umgang mit Bestandsanlagen

Ein zentraler Kritikpunkt am im AgNes-Prozess diskutierten Konzept betrifft den Umgang mit Bestandsanlagen und den damit verbundenen Vertrauensschutz. Wie in der energate messenger+ Edition Österreich⁴⁴ vom 3. Februar 2026 berichtet wird äußern Vertreter:innen der Batteriespeicherbranche erhebliche Bedenken hinsichtlich möglicher regulatorischer Eingriffe in bestehende Netzentgeltbefreiungen. Aus Sicht von Projektierenden, Investor:innen und finanzierenden Banken führt bereits die öffentliche Diskussion über eine nachträgliche Anpassung oder Aufhebung bestehender Privilegierungen zu signifikanter regulatorischer Unsicherheit. Investitionsentscheidungen für Großbatteriespeicher wurden vielfach auf Grundlage der geltenden Rechtslage getroffen. Maßgeblich ist dabei insbesondere die Einführung von § 118 Abs. 6 Satz 12 EnWG im Dezember 2023, wonach Batteriespeicher eine Netzentgeltbefreiung über einen Zeitraum von 20 Jahren erhalten, sofern die Anlage bis zum 31. Dezember 2028 in Betrieb genommen wird. Zahlreiche Projekte wurden explizit unter dieser Annahme strukturiert und finanziert. Vor diesem Hintergrund wird eine nachträgliche Veränderung der regulatorischen Rahmenbedingungen als potenzieller Eingriff in die Planungssicherheit wahrgenommen, der über einzelne Projekte hinaus die Investitionsbedingungen im gesamten Speichermarkt beeinflussen könnte. Besonders relevant ist dabei die lange Projektentwicklungsdauer: Zwischen Investitionsentscheidung und Inbetriebnahme liegen typischerweise mehrere Jahre, sodass sich viele Anlagen mit Zielhorizont ab 2029 bereits in fortgeschrittenen Genehmigungs- und Finanzierungsphasen befinden. Fehlende Klarheit über die zukünftige

⁴⁴ <https://www.energate-messenger.de/news/oesterreich/>

Behandlung bestehender Privilegierungen erschwert belastbare Wirtschaftlichkeitsrechnungen und kann Investitionsentscheidungen verzögern oder aussetzen. Ergänzend werden rechtliche Zweifel geäußert, ob eine Anwendung eines neuen Netzentgeltregimes auf bereits privilegierte Bestandsanlagen mit dem Grundsatz des Vertrauensschutzes vereinbar wäre. Branchenvertretende und juristische Expert:innen verweisen darauf, dass gewährte Laufzeitgarantien regulatorischer Entlastungsregelungen grundsätzlich nicht ohne Weiteres verkürzt werden können. Eine mögliche gerichtliche Klärung würde sich über mehrere Jahre erstrecken und könnte die Investitionsunsicherheit weiter verlängern, mit dem Risiko eines temporär gebremsten Speicherzubaues.

4.1.7 Fazit Dynamische Netztarife

Die Analyse zeigt zunächst, dass der marktbasiert optimierte Einsatz von Batteriespeichern bereits heute einen erheblichen systemischen Beitrag leisten kann. Durch ihre Orientierung an Großhandelspreisen reagieren Speicher auf zeitliche Knappheitssignale im Energiesystem und tragen damit zur Integration erneuerbarer Energien, zur Glättung von Preisspitzen sowie zur Bereitstellung verschiedener Systemdienstleistungen bei. Diese Effekte werden über bestehende Marktmechanismen weitgehend vergütet und sind damit im aktuellen Marktdesign ökonomisch internalisiert. Demgegenüber werden netzseitige Wirkungen im gegenwärtigen Entgeltsystem nur eingeschränkt abgebildet. Netzenspässe, Redispatchkosten oder lokale Belastungssituationen spiegeln sich im bestehenden Netzentgeltsystem nur begrenzt in den individuellen Kosten- und Erlösstrukturen einzelner Akteur:innen wider. Daraus kann eine Divergenz zwischen betriebswirtschaftlicher Optimierung und netzbezogener Systemeffizienz entstehen, insbesondere in Situationen, in denen marktbasierte Einsatzentscheidungen netzseitig unerwünschte Effekte auslösen oder potenziell netzentlastende Betriebsweisen nicht ausreichend angereizt werden. Gerade darin liegt zugleich ein zentrales Potenzial: Wenn netzseitige Knappheiten stärker in Preissignale übersetzt werden, könnten Speicher ihre hohe betriebliche Flexibilität nicht nur markt-, sondern auch netzorientiert entfalten.

Vor diesem Hintergrund wird in der energiewirtschaftlichen Diskussion zunehmend die Rolle dynamischer Netzentgelte als mögliches Instrument zur stärkeren

Internalisierung netzbezogener Knappheiten thematisiert. Zeitlich und gegebenenfalls räumlich differenzierte Netzentgelte könnten grundsätzlich dazu beitragen, zusätzliche Informations- und Anreizsignale über die aktuelle Netzsituation zu vermitteln und damit betriebliche Entscheidungen stärker an netzseitigen Anforderungen auszurichten. Aufgrund ihrer hohen technischen Flexibilität und ausgeprägten Preissensitivität werden Batteriespeicher, beispielsweise in zuvor dargestellten neuen Tarif in Frankreich und dem AgNes Prozess in Deutschland, in diesem Zusammenhang häufig als besonders geeignete Akteursgruppe betrachtet, um auf solche Signale zu reagieren.

Gleichzeitig verdeutlicht die vorangegangene Analyse, dass die Wirkung dynamischer Netzentgelte in hohem Maße von ihrer konkreten Ausgestaltung abhängt. Empirische Hinweise und Modellanalysen deuten zwar darauf hin, dass preisbasierte Signale grundsätzlich Verhaltensanpassungen auslösen können, zeigen jedoch ebenso, dass unterschiedliche Tarifdesigns zu sehr unterschiedlichen Systemwirkungen führen. Gerade daraus lässt sich aber auch ableiten, dass nicht das Instrument an sich, sondern vor allem dessen Design über die Hebelwirkung entscheidet und damit bei geeigneter Ausgestaltung durchaus relevante netzdienliche Effekte erschlossen werden könnten. In der Praxis dürfte daher weniger ein einzelnes Tarifelement entscheidend sein als vielmehr die abgestimmte Kombination verschiedener Entgeltkomponenten. Hinzu kommt, dass die praktische Implementierung dynamischer Netzentgelte mit erheblichen methodischen und operativen Herausforderungen verbunden ist. Die Ableitung geeigneter Preissignale erfordert eine belastbare Datenbasis zur Netzsituation, konsistente Prognosen sowie eine enge Abstimmung mit bestehenden Marktprozessen. Gleichzeitig können zunehmende zeitliche und räumliche Differenzierung die Komplexität des Systems erhöhen und Fragen der Akzeptanz sowie der Verteilungswirkungen zwischen unterschiedlichen Nutzergruppen aufwerfen. Auch Wechselwirkungen zwischen Energie- und Netzentgeltsignalen sind in diesem Zusammenhang zu berücksichtigen.

Vor diesem Hintergrund erscheint eine differenzierte Bewertung nötig. Dynamische Netzentgelte können als ein potenziell relevantes Instrument innerhalb eines breiteren regulatorischen Instrumentariums verstanden werden, um netzseitige Effekte stärker in ökonomische Entscheidungsprozesse einzubeziehen, und weisen in der Theorie sehr hohe Potenziale auf. Gleichzeitig sprechen die darge-

stellten Unsicherheiten und Implementierungsfragen dafür, mögliche Einführungsschritte sorgfältig zu konzipieren und eng an praktische Erfahrungen zu koppeln. Internationale Entwicklungen können hierbei wichtige Orientierungspunkte liefern. Reformprozesse wie der deutsche AgNes-Prozess oder neue Tarifkomponenten in Frankreich zeigen, dass verschiedene regulatorische Ansätze derzeit erprobt oder diskutiert werden, um netzbezogene Preissignale stärker in bestehende Entgeltsysteme zu integrieren. Die dort gewonnenen Erfahrungen könnten auch für andere nationale Kontexte wertvolle Hinweise hinsichtlich Designoptionen, Implementierungspfaden und potenziellen Wechselwirkungen liefern.

Parallel dazu erscheint es sinnvoll, dynamische Netzentgelte nicht isoliert zu betrachten, sondern im Kontext weiterer Instrumente zur Aktivierung von Flexibilität, etwa regelbarer Tarife, flexibler Netzanschlussvereinbarungen oder lokaler Flexibilitätsmärkte. Erst im Zusammenspiel dieser Ansätze dürfte sich beurteilen lassen, welche Instrumentenkombination langfristig am geeignetsten ist, um netzseitige Effizienzpotenziale im Stromsystem zu erschließen.

4.2 Marktdesignoptionen zur Verringerung von Abregelungsmengen und Incentivierung optimierter Standortwahl

Die Auswirkungen von Speichertechnologien auf das Netz, die Integration der Erneuerbaren sowie die Volatilität der Strompreise und der Residuallast sind vom Standort und ihrer Betriebsweise abhängig. Im Folgenden werden die Vorzüge und Nachteile verschiedener Betriebsweisen erläutert. Weiters wird der ideale Standort für Batteriespeicher anhand der lokal auftretenden Residuallast diskutiert.

4.2.1 Auswirkung der Betriebsweise

Im Rahmen der Marktmodellierung in den vorangegangenen Kapiteln wurde stets von marktorientiert betriebenen Batterien ausgegangen. Jede abweichende Betriebsweise hat auf die Integration von Erneuerbaren, die Volatilität

der Residuallast und die Netzbelastung unterschiedlich ausgeprägte Auswirkungen. Die charakteristischen Ausprägungen werden in diesem Abschnitt behandelt.

Folgende Betriebsweisen werden im Folgenden untersucht:

- **Marktorientiert:** Eine marktorientierte Betriebsweise eines Energiespeichers maximiert den eigenen Gewinn, indem zu Zeitpunkten mit geringen Strompreisen geladen und zu Zeitpunkten mit höheren Strompreisen entladen wird. Der Gewinn aus Arbitragehandel steht im Mittelpunkt, wobei dafür eine Vorausschau notwendig ist. Die Modellierung dieser Betriebsweise erfolgt über die Zielfunktion des Marktmodells, welche ein europäisches Gesamtkostenoptimum anstrebt.
- **Netzdienlich:** Ein Energiespeicher, der netzdienlich geführt wird, ladet einerseits in den Zeitpunkten, in denen der Überschuss eine negative Residuallastspitze im Netz verursachen würde. Andererseits wird in jenen Zeitpunkten entladen, in denen die Residuallast eine positive Spitze hervorrufen würde, also die Last nicht durch Erneuerbare gedeckt wird. Eine netzdienliche Betriebsweise erfordert eine Vorausschau. Da die Marktmodellierung Österreich als eine Gebotszone abbildet, sind Netzrestriktionen innerhalb dieser nicht inkludiert. Aus diesem Grunde wird die Netzdienlichkeit der österreichischen Batteriespeicher so implementiert, dass eine mittlere Residuallast über das gesamte Jahr eruiert wird. 70% der Differenz sowohl zum Jahresminimum als auch zum Jahresmaximum der Residuallast von der mittleren Residuallast aus wird nur gering bestraft. Die restlichen notwendigen Leistungen zum Minimum oder Maximum werden mit höheren fiktiven Kosten versehen, um ein netzdienliches Verhalten zu erzwingen. Dabei steigen die Kosten, wenn weitere 10 Prozentpunkte der Leistung überschritten werden.
- **Eigenbedarfsoptimiert:** Wird ein Energiespeicher eigenbedarfsoptimiert betrieben, wird zu allererst auf der erzeugten Energie die direkt andockende Last gedeckt. Ist die Last gedeckt, wird der Überschuss ungeachtet anderer Bedarfe oder möglicher Gewinne im Strommarkt, in die Batterie geladen, bis der Überschuss aufhört oder die Batterie voll ist. Die Batterie wird entladen, sobald die Last nicht durch die lokale

Erzeugung aus Erneuerbaren gedeckt wird. Durch diese Betriebsweise wird die Lastdeckung durch die eigene Erzeugung maximiert. Wenn die Batterie jedoch vor Erreichen der negativen lokalen Residuallastspitze bereits geladen ist, belastet diese ohne Reduktion durch den Speicher das Netz. Die Modellierung der eigenbedarfsoptimierten Betriebsweise wird dadurch erreicht, dass eine Einspeicherung der eigenen Erzeugung möglichst früh bei Vorliegen eines Überschusses über fiktive Kosten erzwungen wird. Stand-Alone-Batterien haben zwar weder eine eigene Erzeugung, noch eine direkt andockende Last, die zu decken ist, jedoch wird auch ihre Betriebsweise so modelliert, dass sie eine am Knoten auftretende negative Residuallast sofort einspeichern und bei einer positiven Residuallast, diese gleich decken.

Zur Veranschaulichung der Betriebsweisen werden diese in Abbildung 66, Abbildung 67 und Abbildung 68 für den Ausschnitt des Jahres 2030 vom 3. bis 11. Juni gezeigt. In violett ist die durch Batteriespeicher resultierende Residuallast zu sehen, welcher von der grau-strichlierten, der Residuallast ohne Batteriespeichereinsatz abweicht. Der netzdienliche Betrieb lässt die Kappung von Netzspitzen, besonders am 3. Juni, erkennen. Der Betrieb innerhalb der beschriebenen ersten 70% zu den Extrema ist marktorientiert und führt daher zu einer ähnlichen Residuallast wie beim marktorientierten Betrieb. Dieser führt zwar keine erzwungene Netzdienlichkeit aus, verringert jedoch aufgrund des Marktsignales ebenso die negative Residuallastspitze am 3. Juni. Anders verhält sich die Residuallast nach dem Einsatz von eigenbedarfsoptimierten Batterien. Hier sind sowohl Verringerungen von Spitzen, aber auch Verstärkungen zu erkennen. Die gezeigte Modellierung nimmt in Österreich 3,7 GW an Heimspeicherleistung und 1,3 GW an Großbatteriespeicherleistung an.

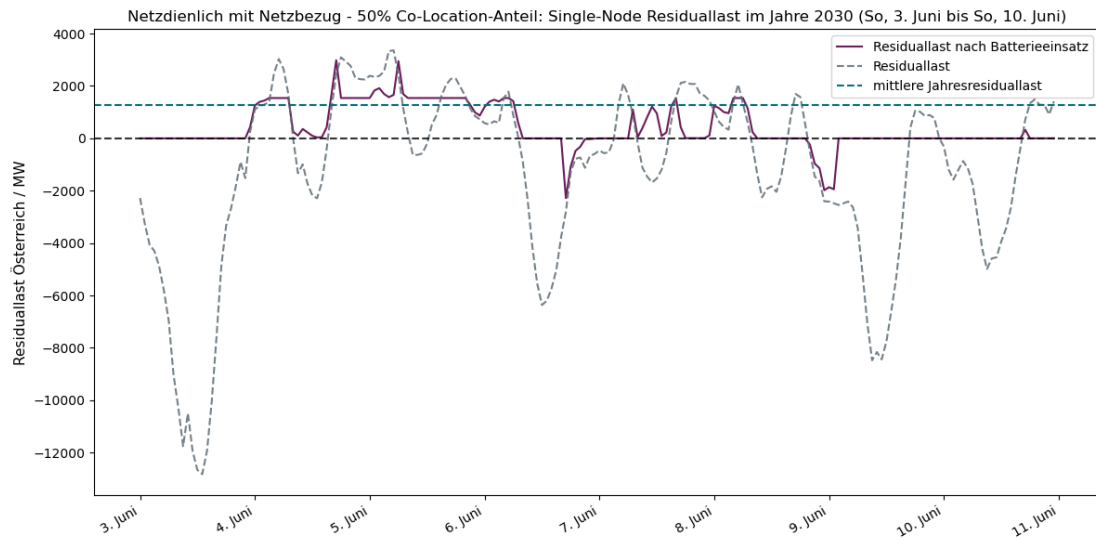


Abbildung 66: Modellierte ursprüngliche und durch netzdienlich geführte Batterien veränderte Residuallast für Österreich für 3. bis 10. Juni 2030. Energieszenario: TYNDP24. Gesamte installierte Kapazität: 5 GW. Eigene Modellierung (EVT/MUL).

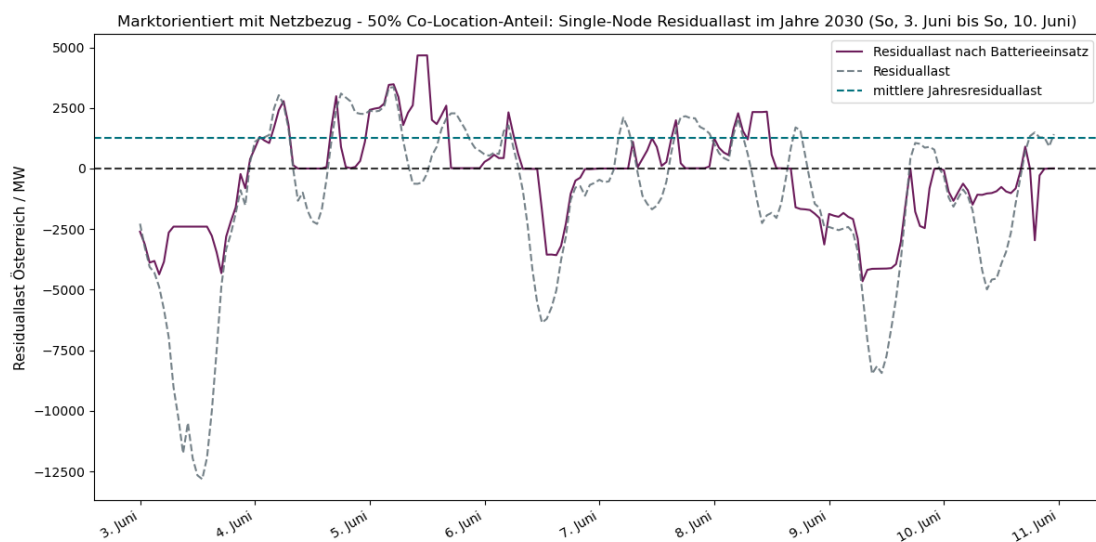


Abbildung 67: Modellierte ursprüngliche und durch marktorientiert geführte Batterien veränderte Residuallast für Österreich für 3. bis 10. Juni 2030.

Energieszenario: TYNDP24. Gesamte installierte Kapazität: 5 GW. Eigene Modellierung (EVT/MUL).

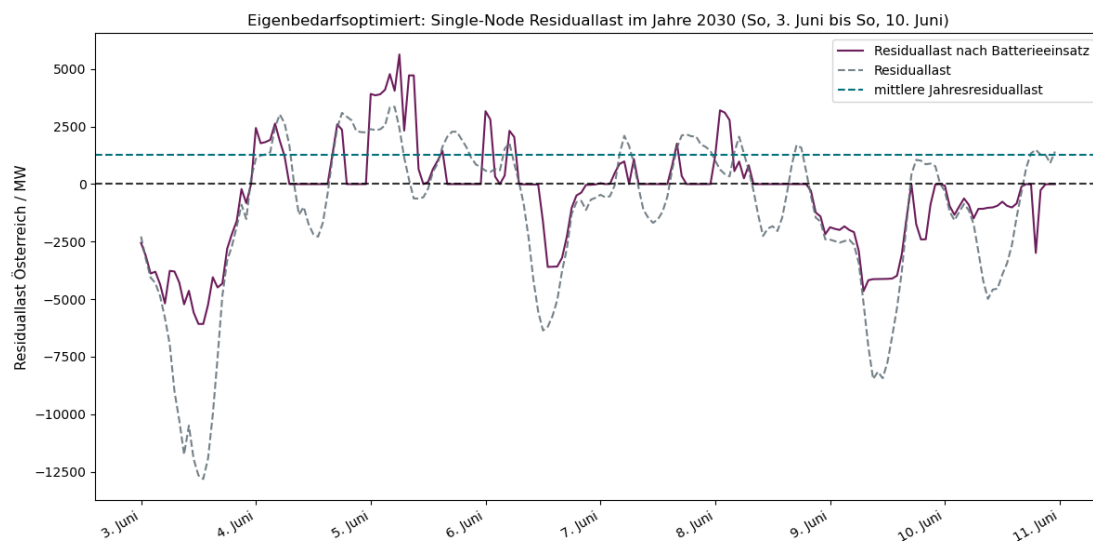


Abbildung 68: Modellerte ursprüngliche und durch eigenbedarfsoptimierte Batterien veränderte Residuallast für Österreich für 3. bis 10. Juni 2030. Energieszenario: TYNDP24. Gesamte installierte Kapazität: 5 GW. Eigene Modellierung (EVT/MUL).

Energiespeicher ändern die Residuallast nach deren Betriebsweise in unterschiedlicher Art und Weise. In Bezug auf die Netzbelastung werden im folgenden Zeitschritt mit einer Residuallast gezählt, welche größer ist als die mittlere Residuallast plus 70% des Unterschiedes zwischen maximaler und mittlerer Residuallast. Dasselbe gilt für Zeitschritt jenseits von 95% dieser Leistung sowie jeweils auch auf negativer Seite gerechnet auf die minimale Residuallast. Die Zählung ist symbolisch in Abbildung 69 abgebildet.

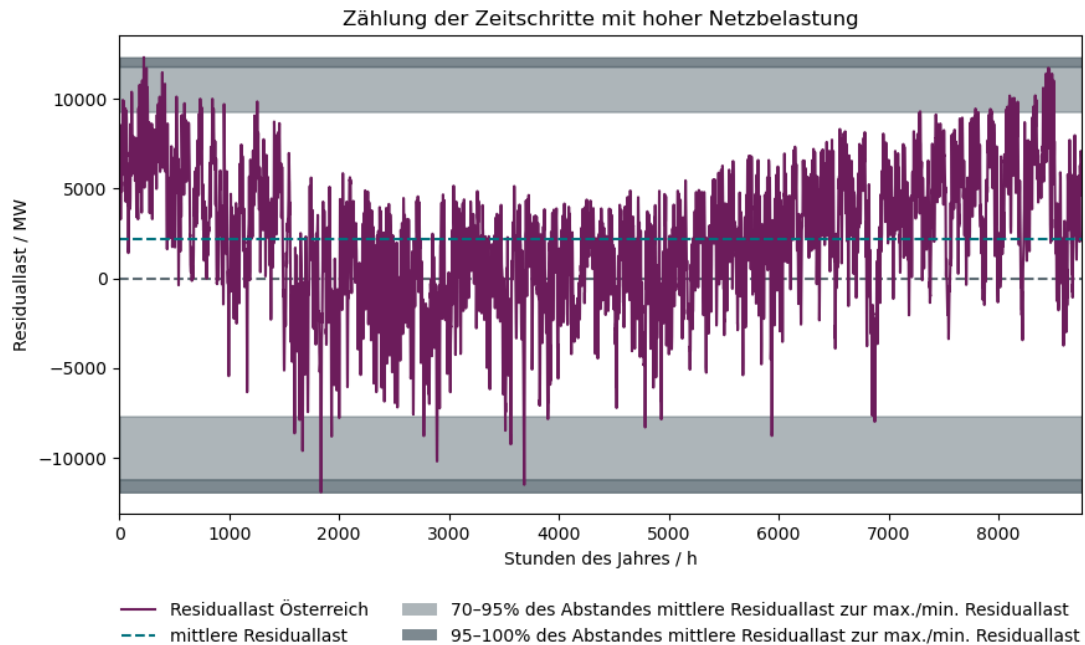


Abbildung 69: Modellierte Residuallast Österreich 2030 und Leistungsbereiche, die zur Beschreibung der Netzbelastung herangezogen werden. Eigene Modellierung (EVT/MUL).

Eine Reduktion der Spitzen ist das Ziel einer netzdienlichen Betriebsweise, wie in Abbildung 69 und Abbildung 70 ersichtlich ist. So kann sie in der vorliegenden Modellierung die Anzahl der Zeitschritte mit hoher Netzbelastung gesenkt werden. Ohne Batterieeinsatz ergeben sich in der Modellierung 264 Zeitschritte, in denen die Residuallast mehr als die mittlere Leistung zzgl. 70% der Differenz von mittlerer zu maximaler Leistung erreicht. Netzdienlich eingesetzte Batterien reduzieren die Anzahl unabhängig davon, ob sie mit oder ohne Netzbezug agieren um rund 67%. Belastungen mit mehr als der mittleren Residuallast zzgl. 95% der Differenz von mittlerer zu maximaler Leistung werden von 4 Zeitschritten auf 0 reduziert. Betrachtet man die negativen Residuallasten reduzieren sich beim netzdienlichen Verhalten alle Zeitschritte auf 0. Eine marktorientierte Betriebsweise führt ebenso zur Reduktion 67% bei den hohen positiven Residuallasten sowie 98% bei den hohen negativen Residuallasten. Die Belastungen jenseits der mittleren Residuallast zzgl. 95% der Differenz von mittlerer zu maximaler/minimaler Leistung werden auch durch die marktorientierte Betriebsweise auf 0 bzw. 1 verringert. Ein nicht so stark ausgeprägt ist dieser Effekt bei der eigenbedarfsoptimierten Fahrweise von Batterien. Zwei zusätzliche Zeitschritte, die die eigenbedarfsoptimierte Betriebsweise an positiver Residuallast hervorrufen,

können so erklärt werden, dass Erneuerbare einspeichert, weil ihre direkte Last gedeckt ist und der Speicher lädt, die restliche Last aber nicht dadurch gedeckt wird.

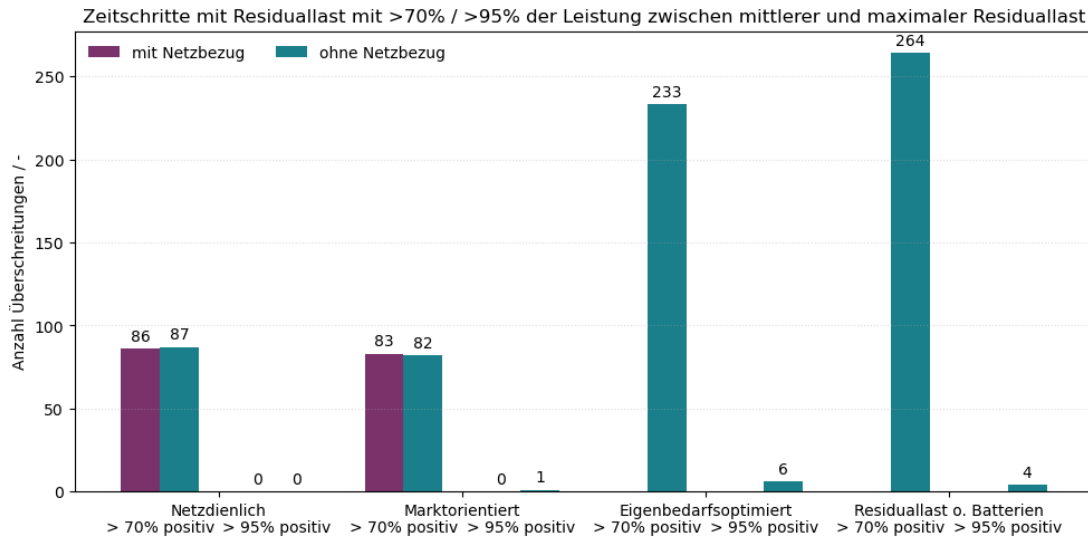


Abbildung 70: Veränderung der Anzahl der Zeitschritte jenseits der mittleren Residuallast zzgl. 70%/95% der Differenz zwischen mittlere Residuallast und max. Residuallast. Eigene Modellierung (EVT/MUL).

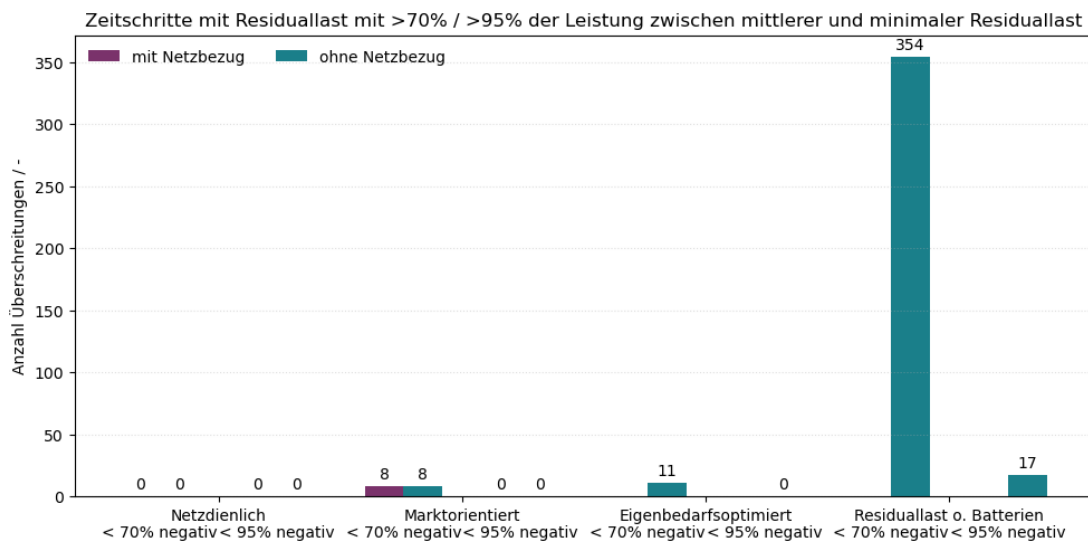


Abbildung 71: Veränderung der Anzahl der Zeitschritte jenseits der mittleren Residuallast zzgl. 70%/95% der Differenz zwischen mittlere Residuallast und min. Residuallast. Eigene Modellierung (EVT/MUL).

Wenn Speicher den Spitzen der Residuallast entgegenwirken, indem sie zu jenen Momenten die Last durch Laden erhöhen oder die Erzeugung durch Entladen steigern, wirken Speicher so, dass sie die Volatilität der Residuallast reduzieren. Ein Maß für die Volatilität ist die Standardabweichung zur mittleren Jahresresiduallast. Dabei handelt es sich um den Mittelwert der Abweichungen. Die Volatilität der Residuallast wird in veranschaulicht. Hier wurde ein Histogramm der Residuallast mit einer Klassenbreite gleich 100 MW erstellt. Man erkennt eine Häufung der Residuallasten rund um die mittlere Residuallast. Die Standardabweichung als Maß der Volatilität ist ebenso ersichtlich. Je kleiner sie ist, desto eher sammeln sich die Werte um den Mittelwert.

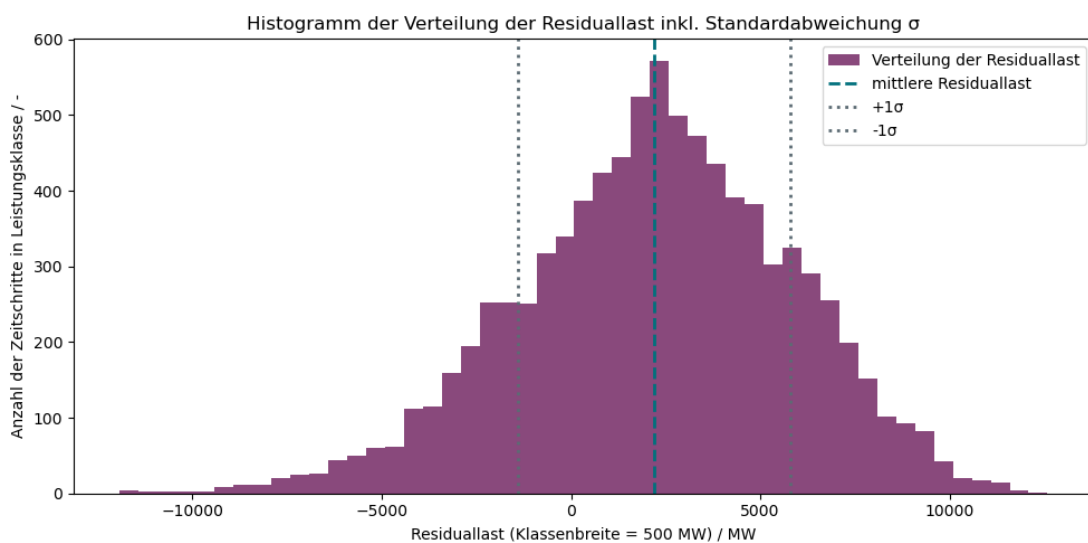


Abbildung 72: Verteilung der Residuallast ohne Batterieeinsatz mit dem Mittelwert und der Standardabweichung. Eigene Auswertung (EVT/MUL).

Die Änderung der Volatilität je Betriebsweise ist in Abbildung 73 dargestellt. Die Abbildungen zeigen die Verteilung der Residuallast ohne Batterieeinsatz im Hintergrund und die durch den Batterieeinsatz veränderte Residuallast. Eine stärkere Sammlung der Werte um den Mittelwert wie in den Fällen, wenn die Batterien netzdienlich oder marktorientiert betrieben werden, weist auf eine geringere Volatilität hin. Die durch einen eigenbedarfsoptimierten Batterieeinsatz veränderte Residuallast zeigt vor allem bei negativen Werten mehr Abweichungen. Die

Veränderung der Standardabweichung ist in gelistet.

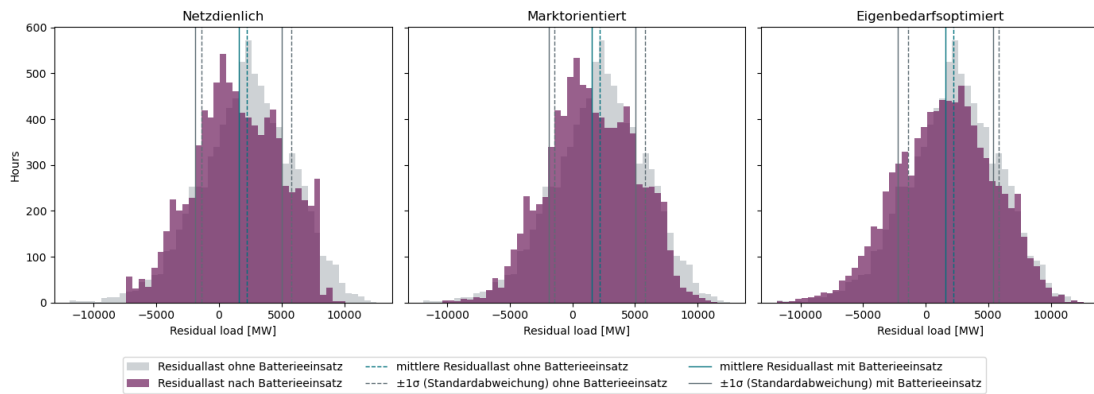


Abbildung 73: Veränderung der Residuallast durch verschiedene Batterieeinsatzstrategien. 50% Colocation der Großbatteriespeicher bei netzdienlichem und marktorientiertem Betrieb. Eigene Auswertung (EVT/MUL).

Tabelle 24: Änderung der Standardabweichung der Residuallast als Maß der Volatilität bei verschiedenen Betriebsweisen unter Variation des Colocationsanteils und des Netzbezuges. Eigene Auswertung (EVT/MUL)

Betriebsweise	Netzbezug	Colocationanteil	Veränderung der Standardabweichung der Residuallast
-	-	-	%
Netzdienlich	mit Netzbezug	0%	-8.78
		50%	-8.80
		100%	-8.78
	ohne Netzbezug	0%	-9.08
		50%	-9.05
		100%	-18.99
Marktorientiert	mit Netzbezug	0%	-7.47
		50%	-7.52
		100%	-7.31
	ohne Netzbezug	0%	-7.86
		50%	-7.88
		100%	-7.84
Eigenbedarfsoptimiert	-	-	11.99

Werden die Batterien nach den drei beschriebenen Betriebsweisen modelliert, ergeben sich unterschiedliche Abregelungsmengen von Erneuerbaren Energien.

Erneuerbare Energie wird im Modell dann abgeregelt, wenn sie zwar verfügbar, jedoch die Last gedeckt und eine wirtschaftlich sinnvolle Speicherung nicht möglich ist. Als Erneuerbare Energie im Sinne dieser Studie gilt Strom aus den folgenden Erzeugungsanlagen:

- Photovoltaikanlagen (unterschieden in Dachflächen-Photovoltaikanlagen und Freiflächen-Photovoltaikanlagen)
- Windkraftwerke
- Laufwasserkraftwerke und Speicherkraftwerke
- Pumpspeicherkraftwerke (nur aus natürlichem Zufluss)
- Müll- und Biomassekraftwerke

Erneuerbarer Strom, insbesondere aus Photovoltaikanlagen und Windkraftwerken, ist mit sehr geringen Grenzkosten ein Treiber für geringe Strompreise. Das Verhindern der Abregelung und die Integration über Speicher kann zu einer allgemeinen Erniedrigung des mittleren Strompreises über ein Jahr führen. Wie in Abbildung 74 zu erkennen ist, integriert die marktorientierte Betriebsweise die Erneuerbare Erzeugung am besten. Bei ihr kommt es zur geringsten Abregelung der Erneuerbaren. Normalisiert auf die Erneuerbareenerzeugung des hinterlegten Szenarios (Österreich und Europa gemäß TYNDP24, 3,7 GW Heimspeicher, 1,3 GW Großbatteriespeicher) bei marktgeführter Betriebsweise ist mit einer netzdienlichen Betriebsweise mit ca. 3% weniger Erneuerbareenerzeugung zu rechnen. Bei der eigenbedarfsoptimierten Betriebsweise ist die meiste Erzeugung aus Erneuerbaren möglich, diese ist jedoch in etwa dieselbe wie bei einer marktorientierten Betriebsweise.

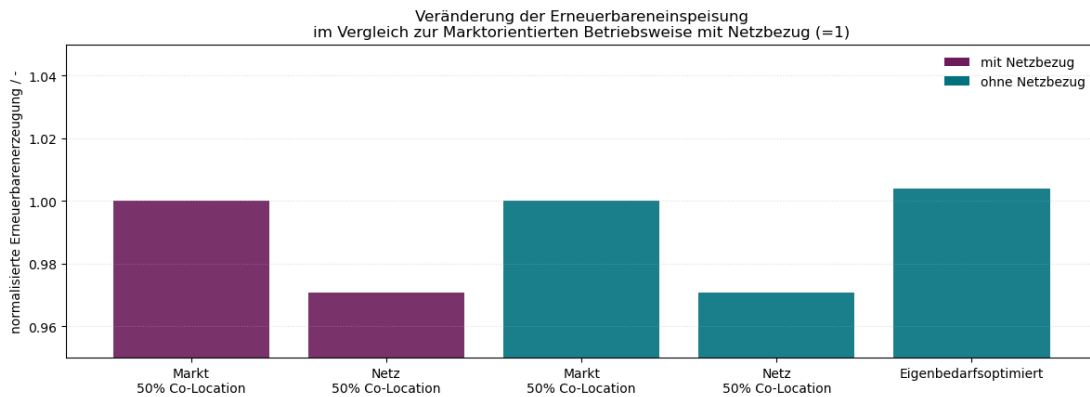


Abbildung 74: Erneuerbare Energiemengen bei verschiedenen Betriebsweisen. Normalisiert auf die marktorientierte Betriebsweise mit Netzbezug (50% Co-Location-Anteil der Großbatteriespeicher). Eigene Auswertung (EVT/MUL).

Summa summarum kann gesagt werden, dass der marktdienliche Betrieb allgemein zur Reduktion der Volatilität der Residuallast und zu weniger Spitzenlasten im Netz führt. Weiters kommt es bei der marktorientierten Betriebsweise zur besten Integration von Erneuerbaren. Aus diesen Gründen werden in den Modellierungen dieser Studie Batteriespeicher stets marktorientiert betrieben.

4.2.2 Beanreizung einer optimierten Standortwahl

Mit der zunehmend bedeutenden Rolle von erneuerbaren Energiequellen wie PV und Wind steigt auch der Flexibilitätsbedarf im Energiesystem (Papavasiliou, 2018). Für die Deckung dieses Flexibilitätsbedarfes durch z.B. Batteriespeicher ist dabei nicht nur die Einsatzweise über die Zeit entscheidend, sondern auch die räumliche Verteilung der flexiblen Anlagen, da auch bei insgesamt systemnützlichem Verhalten je nach Standort lokale Netzengpässe durch den Betrieb eines Speichers verursacht werden können. Umgekehrt könnte eine solche Anlage aber an einem anderen Standort sogar zur Entschärfung von Netzengpässen beitragen. Aus Sicht von Entscheidungsträgern sollte es daher ein Anliegen sein, Speicherbetreiber:innen bei ihren Investitionsentscheidungen zu einer entsprechend optimierten Standortwahl zu animieren. Eine Auswahl unterschiedlicher Mechanismen aus der Literatur zur Erreichung dieses Ziels ist überblicksmäßig in Tabelle 25 gelistet.

Tabelle 25 Auswahl an Instrumenten zur Beanreizung einer optimierten Standortwahl für Batteriespeicher

Instrument	Beispiele	Wirkmechanismus	Auswirkung auf die Standortwahl	Quellen
Nodale Bepreisung auf Verteilnetzebene (DLMP)	Pilotprojekte (Dänemark, UK)	Separate Preisbildung für spezifische Netzabschnitte in Abhängigkeit von der Netzauslastung	Höhere Preisspannen in Regionen mit mangelhafter Netzanbindung: Höhere Erlöse für lokale Speicher	(Edmunds et al., 2017; Papavasiliou, 2018; Sabillon et al., 2019)
Dynamische Netzentgelte (DT)	Finnland, Portugal, Spanien, Schweden, Norwegen, Estland, Italien, Australien, USA	Höhere Netzentgelte in Zeiträumen erhöhter Netzauslastung	Bei nur zeitvariablen Netzentgelten: Keine standort-spezifische Beanreizung	(Singh et al., 2021; Wang et al., 2023)
Lokale Flexibilitätsmärkte (LFM)	Pilotprojekte (UK, Deutschland, Niederlande, Norwegen)	Ausschreibung der lokalen Flexibilitätsbedarfe durch DSO; Marktteilnehmer:innen können Flexibilität anbieten	Erzielbare Erlöse hängen vom lokalen Flexibilitätsbedarf (Häufigkeit der Ausschreibungen, Höhe der Clearing-Preise) ab	(Jin et al., 2020; Olivella-Rosell et al., 2018; Schittekatte & Meeus, 2020)
Kapazitäts-mechanismen	Italien, Frankreich, Deutschland und Zypern (strategische Reserve), Belgien, Polen, UK, Irland, USA	Ausschreibung der Kapazitätsbedarfe für Sicherstellung von Resource und Transmission Adequacy durch TSO	Abhängig von der Definition und Größe der Kapazitätszonen; Ansonsten Wirkung wie bei LFM	(Simoglou & Biskas, 2023)
Lokale System-dienstleistungen	UK, Irland, Australien	Beschaffung von orts-gebundenen Systemdienstleistungen (z.B. Trägheit, Löschstrom) durch TSO	Bedarfsidentifikation und Abfrage von Systemdienstleistungen erfolgt standortabhängig	(Australian Energy Market Commission (AEMC), n.d.; EirGrid, n.d.; National Energy System Operator (NESO), n.d.; Tielens & Van Hertem, 2016)
Anpassung der Tarifierung	Deutschland, Österreich	Vermeidung von Doppelbelastungen für Speicher	Je nach Umsetzung: In Deutschland standortunabhängig, in Österreich über die Vorgabe systemdienlicher	(EIWG, 2025; EnWG, 2025)

	Standorte durch den TSO oder DSO möglich			
TSO- geführte/Netz- nahe Speicher	Pilotprojekte (Deutschland, Italien, Australien)	Vermeidung von Redispatch- Maßnahmen: TSO identifiziert kritische Standorte; Speicher werden von TSO betrieben oder sind stark an ihn gebunden	Standortabhängiger Ausbau, sehr zielgerichteter Betrieb; Aber: Abschottung gegen andere Märkte, nur Systemdienstleistungen	(ElectraNet, n.d.; TenneT Germany, 2025; Terna, n.d.)
Flexible Netzanschlüsse	UK, Australien	Flexible Anschlussverträge, die dynamische Export- /Importgrenzen vorsehen	Kriterium bei Standortwahl: erwartete Häufigkeit der Limitierungen (Abregelungen)	(Energy Networks Association, n.d.; Monterde et al., 2025; SA Power Networks, n.d.)

Eine Möglichkeit bietet die nodale Bepreisung: In vielen Strommärkten, auch in Europa, werden Strompreise nach dem Grundprinzip des Locational Marginal Pricing (LMP) festgelegt. Neben den Grenzkosten für Stromaufbringung und Transportverlusten berücksichtigt LMP auch Kosten für den Transport zwischen Preiszonen. (Papavasiliou, 2018) Unzureichende Transportkapazitäten zwischen einzelnen Zonen werden durch stärker Unterschiede zwischen den Strompreisen abgebildet. In Europa greift dieser Effekt allerdings erst auf Ebene der Preiszonen im Verbundnetz. In verschiedenen Literaturquellen wird daher das Distributed Locational Marginal Pricing (DLMP), also die nodale Bepreisung auf Verteilnetzebene, diskutiert, bzw. existieren auch bereits entsprechende Pilotprojekte. Die grundsätzliche Vorgehensweise ist analog zu LMP: Neben der zeitlichen Verteilung von Last und Aufbringung ergibt sich durch die Berücksichtigung der Impedanzen und Netzrestriktionen im System auch eine räumliche Komponente. Gelöst wird dieses Problem mittels optimierter Lastflussrechnung, wobei sich der optimierte Kraftwerks-Dispatch in Abhängigkeit von der Auslastung des Netzes ergibt. Durch Vorgabe von ausreichend aufgelösten Preiszonen in den Verteilnetzen ergibt sich so bereits nur durch den Spotmarktpreis ein standortabhängiger Anreiz für den Speicherausbau. (Papavasiliou, 2018) Problematisch ist hierbei die hohe Modellkomplexität, da viele Vereinfachungen für Lastflussrechnung auf höheren Netzebenen (Vernachlässigung von Blindleistungsflüssen, DC-Approximation) auf Ebene der Nieder- und Mittelspannung nicht mehr gelten.

In Anlehnung an die DLMP-Methodik können mittels optimierter Lastflussrechnung anstelle von Energiepreisen auch standortabhängige dynamische Netzentgelte unter Berücksichtigung von Netzrestriktionen abgeleitet werden (O’Connell et al., 2011). Die bereits in einigen europäischen Staaten eingeführten dynamische Netzentgelte berücksichtigen allerdings keine räumliche Komponente. Stattdessen variieren die Netzentgelte standortunabhängig über unterschiedlich stark aufgelöste Zeitfenster, z.B. in Abhängigkeit von der erwarteten Netzauslastung durch PV. (Singh et al., 2021). Eine optimierte Standortwahl wird dadurch also nicht beanreizt.

Eine stark standortbezogene Anreizsetzung könnte dagegen durch die Einführung lokaler Flexibilitätsmärkte (LFM) erzielt werden, so wie es im Rahmen einiger Pilotprojekt derzeit erprobt. Grundsätzlich wird hier vorgesehen, dass der für ein Netzgebiet verantwortliche Verteilnetzbetreiber (DSO) den zeitvariablen Flexibilitätsbedarf in diesem Abschnitt identifiziert und per Ausschreibung die erforderliche Flexibilität beschafft. Die fristgerechte Deckung des Flexibilitätsbedarfs erfolgt dann durch die Marktteilnehmer:innen. Unterschiede in den Flexibilitätsbedarfen zwischen verschiedenen Regionen wirken sich auch auf die Häufigkeit von Ausschreibungen und auf die erzielbaren Erlöse in den jeweiligen LFM aus (Jin et al., 2020). Daraus ergibt sich ein klarer Anreiz für eine optimierte Standortwahl.

Ein zentraler lokaler Aspekt im Kontext von Flexibilitätsmärkten ist die koordinierte Interaktion zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern (TSO/DSO) im Redispatch. Durch den vom TSO initiierten Redispatch können unter Umständen netztechnische Restriktionen im Verteilnetz verletzt oder neue Engpässe induziert werden. Ein möglicher Lösungsansatz wurde im AIT Projekt Industry4Redispatch⁴⁵ erarbeitet. Im Projekt wurde ein koordinierter TSO-DSO-Interaktionsprozess entwickelt, der auf einer zentralen, IT-gestützten Plattform basiert und eine netzrestriktionskonforme Auswahl von Redispatch-Geboten ermöglicht. Kern ist ein bid-set-Filtering auf Basis vereinfachter Verteilnetzmodelle, das sicherstellt, dass aktivierte Flexibilitäten keine neuen Engpässe im Verteilnetz verursachen. Gleichzeitig wurden standardisierte Redispatch-Produkte, Datenformate und Prozesse definiert sowie die Einbindung industrieller Flexibilitäten erfolgreich demonstriert. Damit zeigt das Projekt die

⁴⁵ <https://www.ait.ac.at/en/research-topics/power-system-planning-operation/projects/industry4redispatch>

grundsätzliche Umsetzbarkeit einer integrierten, netzebenenübergreifenden Koordination.

Angewendet auf Speicher könnten auch Kapazitätsmechanismen eine ähnliche Wirkung entfalten, allerdings stark davon abhängig mit welcher Auflösung die Zonen für die Bedarfsermittlung definiert werden. Bei preiszonenweiten Ausschreibungen würden sich beispielsweise in Österreich keine standortabhängige Beanreizung ergeben.

Infolge des zunehmenden Anteils von PV im europäischen Verbundnetz und dem gleichzeitigen Phase-out von konventionellen thermischen Erzeugungseinheiten nimmt die Trägheit oder Momentanreserve eine immer wichtigere Rolle in Diskussionen zum zukünftigen Stromnetz ein. Auch Batteriespeicher könnten hier durch die Bereitstellung von virtueller Trägheit einen wichtigen Beitrag leisten. In einigen Staaten wird in diesem Zusammenhang bereits an Rahmenbedingungen gearbeitet, um Netzbetreibern einen leichter Zugang zu z.B. Batteriespeichern für die Bereitstellung von verschiedenen Systemdienstleistungen (z.B. Trägheit oder Löschstrom) zu ermöglichen. Dabei ist auch die Verortung der Systemdienstleister von entscheidender Bedeutung.

Die konsequente Weiterführung dieses Instrumentes wäre der Betrieb eines Speichers direkt durch den Netzbetreiber. Aus rechtlicher Sicht müsste hierbei sichergestellt werden, dass ein solcher Speicher nur zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen dient und keine Märkte bedient. Unter dieser Einschränkung gibt es bereits Pilotprojekte für durch Übertragungsnetzbetreiber (TSOs) geführte oder Netz-nahe Speicher. Dieses Thema wird im Kapitel 5.2.1.1 zu Netzboostern weiter vertieft. Sowohl die Betriebsweise als auch die Standortwahl erfolgen bei diesem Ansatz naturgemäß sehr zielgerichtet.

Einen weiteren Hebel bei der Beanreizung einer optimierten Standortwahl können Reformen bei der Tarifierung darstellen. Ein Beispiel dafür stellt die Vermeidung der bisherigen Doppelbelastung für Stromspeicher bei den Netzentgelten in Deutschland und Österreich dar. In Deutschland wurde dieses Problem mit einer Novellierung des EnWG (EnWG idF. v. 8.12.2025) gelöst. In Österreich bestand bereits eine Ausnahmegenehmigung für Pumpspeicherkraftwerke, im neuen ElWG wird die Befreiung von den Bezugs-Netzentgelten nun auch auf andere, als systemdienliche bewertete,

Stromspeicher ausgeweitet (ElWG idF. v. 23.12.2025). Anders als bei dem in Deutschland verfolgten Ansatz, umfasst der Systemdienlichkeits-Begriff auch standortabhängige Kriterien (Vorgabe systemdienlicher Standorte durch die Verteilnetzbetreiber).

Schließlich kann auch die Vergabe von flexiblen Netzanschlüssen einen Anreiz für eine optimierte Standortwahl darstellen und werden in 5.1.2.1 behandelt. Dabei kann der Netzbetreiber dynamische Hüllkurven für die maximale Kapazität einer Anlage vorgeben und somit den Betrieb der Anlage in bestimmten Zeiträumen auf eine kleinere Leistung als die Netzanschlusskapazität beschränken. Dadurch soll sichergestellt werden, dass die Anlage nicht zu einer Erhöhung der Jahreshöchstlast im Netzabschnitt beiträgt. Im Gegenzug für dieses Einschränkung der Fahrweise können Netzanschlussverträge vergeben werden ohne erst auf einen entsprechenden Netzausbau warten zu müssen. Entscheiden für einen Standortwahl von Seiten des Speicherbetreibenden ist dabei die Frage, wie gut sich Fahrweise des Speichers und die standortabhängigen Hüllkurven ergänzen, um so übermäßige Einschränkungen im Speicherbetrieb zu vermeiden.

Die anschließend vorgestellte Vorgehensweise zur optimierten Standortwahl kann aus einer vorangegangenen Studie abgeleitet werden, wobei der Fokus auf der Verortung von stand-alone Großbatteriespeichern liegt (Wallner et al., 2025). Die Methodik greift die Definition der Systemdienlichkeit laut ElWG auf, ähnelt in der Argumentation aber auch dem Ansatz der flexiblen Netzanschlüsse.

Modellbeschreibung

Grundsätzlich zielt die nachfolgend vorgestellte Methodik auf eine minimale Auslastung von Umspannwerken bei rein marktgetriebenem Betrieb von Großbatteriespeichern ab. Da die Betriebsweise aller Speicher auf Basis eines übergeordneten Preissignals vorgegeben wird, erfolgt diese Minimierung über die optimierte Verteilung einer vorgegebenen Gesamtkapazität auf einzelne Umspannwerke, wobei entscheidend ist inwieweit die Residuallast im jeweiligen Umspannwerk und das übergeordnete Preissignal sich ergänzen. Idealerweise fallen Lastspitzen im Umspannwerk mit hohen Strompreisen zusammen, während Überschusseinspeisungen, beispielsweise aus Photovoltaik, in Zeiträumen mit niedrigen Strompreisen auftreten. Wie gut Residuallast und Marktsignal über ein ganzes Jahr hinweg übereinstimmen hängt dabei von der

Zusammensetzung der lokalen Residuallast ab (Bevölkerungszusammensetzung, Photovoltaikausbau, zusätzliche größere Einspeiser, größere Industrieabnehmer, ...). Demonstriert wird diese Methodik anhand eines Use-Cases für ein klimaneutrales Österreich im Jahr 2040 auf Basis der räumlich und zeitlich aufgelösten Daten aus dem integrierten österreichischen Netzinfrastukturplan oder ÖNIP (Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie, 2024). Das Use-Case-Modell umfasst ein Stromnetzmodell der Höchst- und Hochspannungsebene. Die kleinste räumliche Einheit stellen dabei die 398 Versorgungsgebiete der Umspannwerke der Netzebene 4 (zwischen Hochspannung und Mittelspannung) laut ÖNIP dar. Im weiteren Textverlauf werden diese Versorgungsgebiete, in denen alle Verbraucher:innen und Erzeuger:innen der darunterliegenden Netzebenen aggregiert werden, als Umspannwerksbezirke bezeichnet. Zeitlich betrachtet das Modell ein Jahr aufgelöst auf 8 760 Stundenschritte. Die Input-Daten für das Modell werden in Abbildung 75 überblicksmäßig dargestellt. In jedem Zeitschritt müssen sich Importe und Exporte aus und zu den europäischen Nachbarländern, die Gesamt-Residuallast sowie der marktgetriebene Einsatz von steuerbaren Kraftwerken und Großbatteriespeichern innerhalb von Österreich ausbalancieren. Zwischen den einzelnen Umspannwerksbezirken können sich dagegen natürlich zeitliche Diskrepanzen zwischen Bedarf und Aufbringung ergeben, die dann über das Stromnetz ausgeglichen werden. Importe und Exporte über die österreichischen Grenzleitungen werden dem ÖNIP entnommen und modellexogen vorgegeben, ebenso wie die Residuallastprofile der Umspannwerksbezirke (Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie, 2024). Bilanzabweichungen zwischen dem österreichweiten Bedarf und der österreichweiten Aufbringung werden dann durch den Dispatch steuerbarer Kraftwerke, bzw. durch den Einsatz von marktgetriebenen Großbatteriespeichern gedeckt. Die steuerbaren Kraftwerke umfassen KWK-Anlagen sowie Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke laut ÖNIP (Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie, 2024). Kraftwerks-Dispatch und Speichereinsatz erfolgen mittels Merit-Order-Optimierung (Bachhiesl et al., 2023).

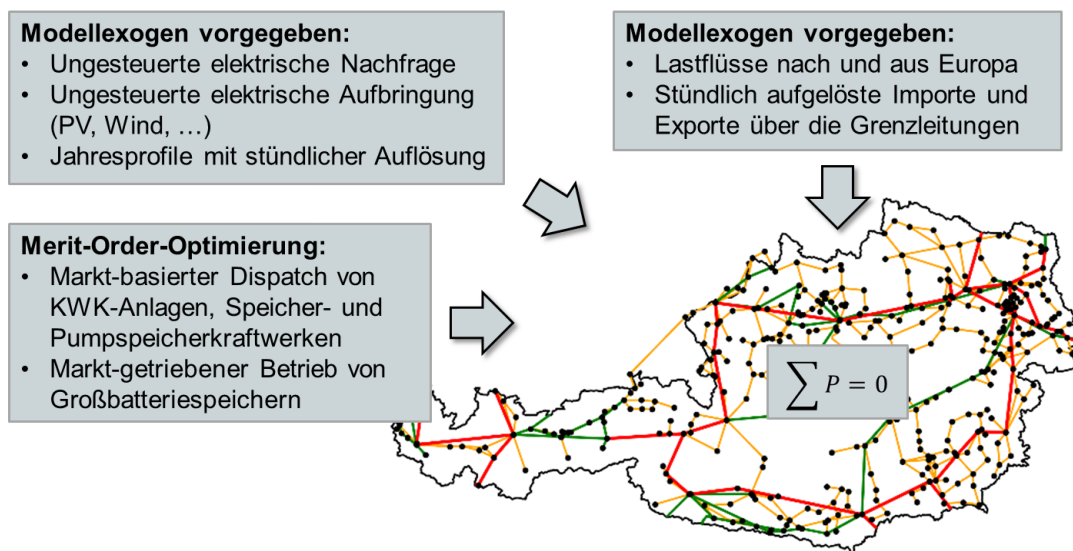


Abbildung 75: Überblick der Input-Daten für den ÖNIP 2040 Use-Case

Optimierter Speicherbetrieb

Der gezeigte Modellaufbau erlaubt die Merit-Order-Optimierung des Großbatterieeinsatzes über den Zeitraum eines Jahres und gemeinsam mit den steuerbaren Kraftwerken. Anstatt also nur Strompreise für den Speicherbetrieb vorzugeben, sind die Batterien über die gemeinsame Optimierung im Marktverbund integrieren und beeinflussen auch ihrerseits den Kraftwerks-Dispatch. In diesem ersten Schritt wird die österreichische Preiszone single-Node betrachtet und der Batterieeinsatz im Gesamtsystem wird durch einen aggregierten Speicher repräsentiert. Die Kapazität dieses aggregierten Speichers ist dabei laut ÖNIP mit 5,9 GW Lade- und Entladeleistung für 2040 vorgegeben. Ebenso werden der Lade- und Entladewirkungsgrad mit jeweils 0,95 dem ÖNIP entnommen. Die Speicherdauer wird für diesen Use-Case mit 3 Stunden angenommen. Aus der Merit-Order-Optimierung ergibt sich ein Jahresprofil für das Lade- und Entladeverhalten des aggregierten Batteriespeichers. Ein Ausschnitt dieses Jahresprofils für eine Woche im Juni mit der Leistungsangabe in Per-Unit ist in Abbildung 76 ersichtlich. Im nächsten Schritt wird nun die österreichweite Gesamtkapazität unter Vorgabe dieses Profils auf einzelne Umspannwerksbezirke aufgeteilt.

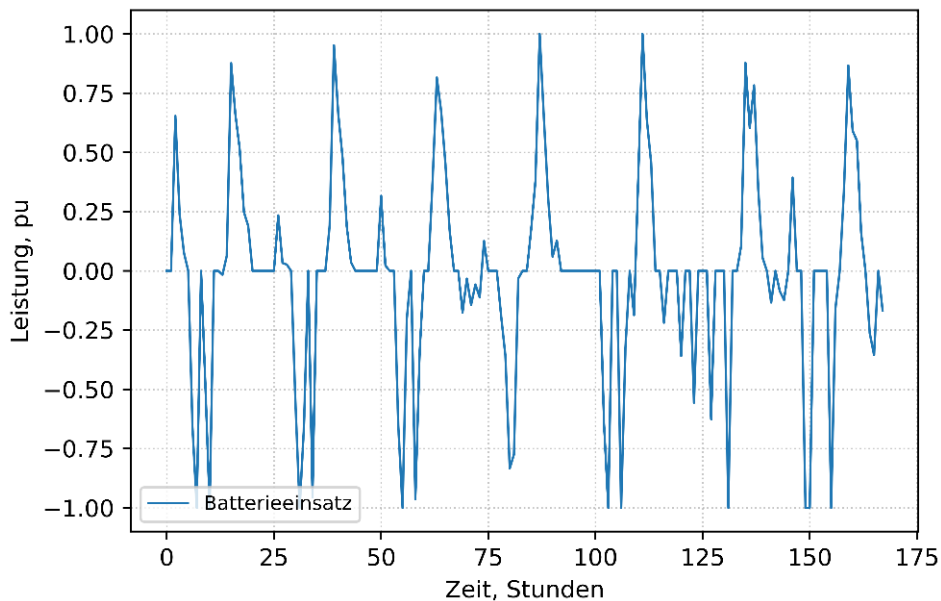


Abbildung 76: Marktoptimiertes Lade- und Entladeverhalten der österreichischen Großbatteriespeicher für den ÖNIP 2040 Use-Case

In jedem einzelnen Umspannwerksbezirk muss die modellexogen vorgegebene Residuallast in jedem Zeitschritt über das Stromnetz oder durch Einsatz eines Batteriespeichers gedeckt werden. Für den Bezug aus dem übergeordneten Hochspannungsnetz, bzw. für die Einspeisung von Überschüssen aus Erneuerbaren in das Netz, können dabei für jeden Umspannwerksbezirk spezifische Grenzwerte hinterlegt werden. Im Use-Case beruht die Festlegung dieser Grenzwerte auf der grundlegenden Definition des systemdienlichen Speicherbetriebs laut ElWG (idF. v. 23.12.2025, §6. Begriffsbestimmungen, Absatz 148): Für jedes Umspannwerk wird die maximal über das Jahr auftretende Leistungsspitze der Residuallast als Grenzwert herangezogen. Ohne Batterieausbau müsste diese Leistungsspitze vollständig durch das Netz gedeckt werden und gibt somit die für den Netzausbaubedarf im Umspannwerksbezirk entscheidende Größe vor. Würde das Lade- oder Entladeverhalten der Großbatterie dazu führen, dass dieser Grenzwert in einem Zeitschritt überschritten wird (dadurch, dass z.B. Last und marktgetriebenes Laden oder Einspeisung und marktgetriebenes Entladen zusammenfallen), kommt es im Use-Case Modelle zu einer Abregelung der Batterie. Realisiert werden könnte dieser Ansatz etwa durch die Vorgabe von fixen oder zeitvariablen Grenzwerten in Form

von Hüllkurven durch den Netzbetreiber (laut Marktkonsultation zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung von E-Control, 2026) und durch die Einräumung entsprechender Eingriffsrechte für den Netzbetreiber bei Grenzwertverletzungen (Abregelung des Speichers). So wird sichergestellt, dass der Höchstlastbeitrag des Speichers zeitlich nicht mit der Jahreshöchstlast im Umspannwerk zusammenfällt und kein zusätzlicher Netzausbaubedarf entsteht. Ziel der optimierten Speicherverortung auf Ebene der Umspannwerksbezirke ist nun die Minimierung der insgesamt erforderlichen Abregelungen.

Optimierte Speicherverortung

Abbildung 77 zeigt die Ergebnisse dieser Optimierung für den ÖNIP 2040 Use-Case anhand eines beispielhaften Umspannwerksbezirkes und für den Zeitraum einer Woche im Juni. Abgebildet werden die ursprüngliche Residuallast (blau) und die resultierende Last nach Einsatz eines Großbatteriespeichers (orange). Anhand der deutlich negativen Erzeugungsspitzen ist der bedeutende Anteil der PV-Erzeugung in dieser Region ersichtlich. Dieser Umstand kann einerseits auf den massiven österreichweiten PV-Ausbau im Use-Case für 2040 und andererseits auf hohe Ausbaupotentiale an diesem spezifischen Standort zurückgeführt werden. Da die Residuallastkurve als Modell-Input vorgegeben wird und auch das Lade- und Entladeverhalten der Großbatterie über die vorangegangenen Merit-Order-Optimierung definiert ist (siehe Abbildung 76), bleibt als Variable bei der Optimierung nur die in diesem Umspannwerksbezirk zu verortende Speicherkapazität (die über die vorgegebene Speicherdauer von 3 Stunden auch direkt mit der Lade- und Entladeleistung gekoppelt ist). Im gezeigten Fall wird eine Batterie mit einer optimierten Lade- und Entladeleistung von 43 MW installiert. Dabei werden Abregelungen der Batterie an insgesamt 4 Stunden über das gesamte Jahr erforderlich. Die rein marktgetriebene Verwendung eines Speichers mit dieser Größe ohne nennenswerte Abregelung wird durch eine gute Übereinstimmung zwischen dem lokalen Flexibilitätsbedarf und dem übergeordneten Marktsignal ermöglicht. Zeiträume, in denen die marktgetriebene Batterie auf Basis der österreichweiten Residuallast und der europäischen Import- und Export-Situation lädt, stimmen mit jenen Zeiträumen überein, in denen auch die regionale Residuallast durch Überschüsse aus PV geprägt ist. Umgekehrt wird die Batterie meist auch dann entladen, wenn auch regional Lastspitzen anfallen. Somit führt der Großbatteriespeicher, trotz rein marktoptimierten Betriebs ohne Rücksicht auf die lokale Residuallast oder

bestehende Netzrestriktionen, über einen Großteil des Betrachtungszeitraums zu einer Reduktion der Netzauslastung. Wie in der zugrundeliegenden Studie an einer ähnlichen Fragestellung anhand von Lastflussrechnungen im österreichischen Höchst- und Hochspannungsnetz gezeigt, entlastet der marktgetriebene Speicherbetrieb bei geeigneter Standort- und Kapazitätswahl nicht nur die Umspannwerke, sondern auch die übergeordneten Netzebenen (Wallner et al., 2025).



Abbildung 77: Residuallast in einem beispielhaften Umspannwerksbezirk für den Zeitraum einer Woche im Juni vor und nach Einsatz eines Großbatteriespeichers

Diskussion der Ergebnisse

Die gute Übereinstimmung zwischen dem regionalen Residuallastsignal und dem österreichweiten Marktsignal kann darauf zurückgeführt werden, dass beide Signale in ihrer Charakteristik durch einen großen PV-Anteil geprägt sind. Die Input-Daten laut ÖNIP berücksichtigen dabei regional unterschiedliche Profile für die Einstrahlleistung in jedem einzelnen Umspannwerksbezirk (398 unterschiedliche Profile). Dennoch ergibt sich eine gute Übereinstimmung aufgrund der entsprechend hohen Gleichzeitigkeit zwischen dem lokalen und dem aggregierten PV-Profil. An anderen Standorten, die in ihrer Charakteristik

etwa stärker durch andere Erzeugungstechnologien wie Wind oder Laufwasserkraft oder durch große Industrieverbraucher:innen geprägt sind, besteht keine so hohe Übereinstimmung zwischen regionaler Residuallast und Marktsignal, daher fällt auch die optimierte Batteriekapazität an diesen Standorten geringer aus. Somit ergibt sich die in Abbildung 78 dargestellte optimierte Verteilung der Großbatteriespeicher auf die österreichischen Umspannwerksbezirke (Angabe der Lade- und Entladeleistung), bei der die insgesamt notwendigen Abregelungen minimiert werden.

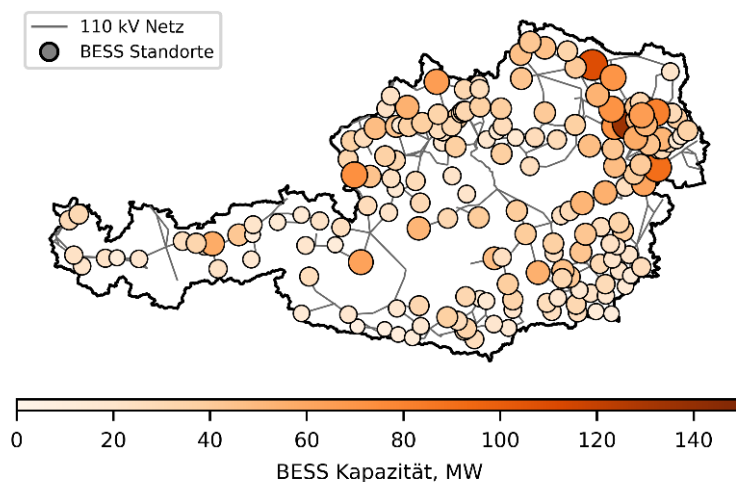


Abbildung 78: Verortung der Großbatteriespeicher in Österreich für den ÖNIP 2040 Use-Case

In Tabelle 26 sind die fünf Umspannwerke mit dem höchsten Ausbaupotentialen für BESS (Battery Energy Storage Systems) mit der jeweils optimalen Kapazität gelistet. Insgesamt umfasst die Kapazitätsverteilung über ganz Österreich einen Bereich von 16 MW bis hin zu den 149 MW in Wien West. Ebenfalls aufgelistet wird die Häufigkeit erforderlicher Eingriffe zur Abregelung an diesen Standorten sowie die dabei über ein Jahr insgesamt abgeregelten Energiemengen. Überwiegend betreffen Abregelungen dabei Zeitschritte, in denen die Batterie laden würde: Diese Zeitschritte fallen dann mit Lastspitzen im restlichen Umspannwerksbezirk zusammen und würden so zu einer Überschreitung des Grenzwertes für den Netzbezug führen. Zur besseren Einordnung der abgeregelten Energiemengen werden diese auch ins Verhältnis zu der ansonsten (ohne Abregelungen) jeweils über das gesamte Jahr hinweg eingespeicherten Energiemenge gesetzt und als Prozentwerte angegeben. Für alle gezeigten

Standorte liegt dieser Wert unter 0,1 % und auch an keinem anderen Standort im Use-Case wird dieser Wert überschritten.

Tabelle 26 Auswahl der BESS-Standorte mit der größten Leistungskapazität im ÖNIP 2040 Use-Case und Angabe der erforderlichen Abregelungen

Standort	Kapazität in MW	Zeitschritte mit Abregelung	Abgeregelte Energie in MWh	Abgeregelte Energie in % von der über ein Jahr geladenen Energie
Wien West	149	4	22,59	0,02
Eggenburg	115	4	23,34	0,02
Stockerau	111	4	15,68	0,01
Eisenstadt	107	4	69,09	0,07
Hollabrunn	98	6	34,69	0,04

Während nur auf Arbitrage ausgerichtete Speicher im Allgemeinen Flexibilität für das Gesamtsystem bereitstellen, können lokal durchaus Netzenspässe durch den Einsatz dieser Speicher hervorgerufen oder verstärkt werden. Wie gezeigt, kann dieser Umstand durch die fehlende Übereinstimmung zwischen einem lokalen Residuallastsignal und dem Marktsignal erklärt werden und hängt davon ab, welche Verbraucher oder Erzeugungstechnologien diese Signale jeweils prägen. An Standorten mit höherer Übereinstimmung könnten auch ohne zusätzlichen Netzausbau größere Batteriekapazitäten installiert werden. Allerdings kann, insbesondere wenn auch die Unsicherheit von Prognosen für die zukünftige Entwicklung von Strompreisen und Residuallasten mit möglichst kleiner räumlicher Auflösung berücksichtigt wird, nie vollständig garantiert werden, dass der Speicherbetrieb nicht doch unerwarteterweise zu einem Netzenspäss führen würde. An dieser Stelle muss auch ebenfalls berücksichtigt werden, dass insbesondere Großbatterien voraussichtlich nicht nur Arbitrage betreiben, sondern z.B. auch Regelernergie bereitstellen werden. Eine mögliche Lösung wäre hier die Einräumung von Eingriffsrechten, die es den Netzbetreibern erlaubt Speicher abzuregeln, sofern diese zu einer Überlastung von Netzelementen führen würden. Dadurch wird sichergestellt, dass der marktgetriebene Speichereinsatz auch systemdienlich ist, während Speicherbetreiber:innen durch eine optimierte Standortwahl das Risiko für Einschränkungen im Speicherbetrieb minimieren können.

5 Ermöglichende Rahmenbedingungen

Nach der in Kapitel 2 durchgeführten Analyse, in der für die Wirtschaftlichkeit von großen Batteriespeichern in weiten Teilen eine positive Tendenz abgeleitet wurde, erweitert dieses Kapitel die Perspektive um weitere Rahmenbedingungen, die zusätzlich für die tatsächliche Realisierung des Speicherzielbildes erforderlich sind. Im Fokus dieses Kapitels stehen daher bestehende Barrieren entlang der gesamten Wertschöpfungskette von Speichern. Diese lassen sich grob auf Barrieren durch i) tatsächlich knappe Netzkapazität, ii) ungenutzte, aber blockierte Netzkapazitäten und iii) Barrieren beim Erhalt von Netzanschlüssen aufgrund von fehlenden standardisierten Messkonzepten, zurückführen.

Für die Bewältigung der **Barrieren durch tatsächlich knappe Netzkapazitäten** stehen neben dem notwendigen Netzausbau weitere Instrumente zur effizienteren Nutzung bestehender Infrastruktur zur Verfügung, welche in Kapitel 5.1.2. dargestellt werden, und insbesondere folgende Maßnahmen umfassen:

- **Flexiblen Netzzugänge** (vgl. Kapitel 5.1.2.1)
- **Netzdienlicher Betrieb von Speichern durch Netzbetreiber** (vgl. Abschnitt 5.2.1.1 zu Netzboostern)
- **Etablierung lokaler Flexibilitätsmärkte** (Ergänzende Diskussion in Kapitel 4.2.2 zu Beanreizung einer optimierten Standortwahl)
- **Ansteuerbarkeit und Spitzenkappung** (Auswirkung einer pauschalen Reduktion der NWL in 3.2.2.2)
- **Dynamische Netztarife** wie in Kapitel 4.1 bereits dargestellt, die Anreize für netzdienliches Verhalten setzen können, oder **Netzentgeltreduktionen gebunden an systemdienlichen Betrieb** wie im EIWG vorgesehen

Zudem existieren **Barrieren durch ungenutzte, aber blockierte Netzkapazitäten**, welche insbesondere durch folgende Maßnahmen bewältigt werden können:

- **Einbezug des Projektreifegrads bei Priorisierung von Netzanschlussanfragen** (Kapitel 5.1.1)
- **Rücknahme ungenutzter Kapazitäten** aus bestehenden Anschlüssen (in Kapitel 5.1.2.2 ergänzend diskutiert)

Weiters ist der **Erlass standardisierter Messkonzepte** notwendig, um Speicherbetreiber:innen einen Rechtsanspruch auf deren Umsetzung zu ermöglichen (Kapitel 6.6.2), sodass Speicherprojekte nicht durch Hürden beim Messkonzept verzögert oder verhindert werden.

Zusätzlich zu diesen Punkten werden in Abschnitt 5.3 werden die Potenziale und bestehenden Barrieren des bidirektionalen Ladens als zusätzliche Flexibilitätsoption untersucht. Abschließend adressiert Abschnitt 5.4 Fragen der Bankability von Großspeichern, die eine wesentliche Voraussetzung für Investitionsentscheidungen darstellen. Insgesamt liefert das Kapitel damit einen strukturierten Überblick über zentrale ermöglichende Rahmenbedingungen und zeigt auf, welche Anpassungen notwendig sind, um Batteriespeicher als integralen Bestandteil eines zukünftigen, erneuerbaren Energiesystems in Österreich zu etablieren. Die Studie greift dabei ausgewählte, aktuell diskutierte Instrumente auf, erhebt jedoch keinen Anspruch auf Vollständigkeit und vertieft nicht alle genannten Aspekte im Detail.

5.1 Gründe & Lösungsansätze für Verzögerungen beim Netzanschluss

Im Rahmen der vorliegenden Studie wurden Gespräche mit Netzbetreibern geführt, um potenzielle Barrieren beim Netzanschluss von Batteriespeichern zu identifizieren. Die Ergebnisse dieser Gespräche verdichten sich zu der Einschätzung, dass der Netzanschluss eine erhebliche Hürde für den Ausbau von Speichern darstellt. Damit besteht das Risiko, dass das systemisch optimale Zielbild trotz der zuvor identifizierten positiven Entwicklung der Wirtschaftlichkeit von Speichern nicht erreicht werden kann.

Die identifizierten Herausforderungen lassen sich im Wesentlichen auf zwei zentrale Aspekte zurückführen:

1) First-Come-First-Serve-Prinzip im Netzanschlussprozess: Das derzeit angewandte First-Come-First-Serve-Prinzip (Windhundverfahren) im Netzanschlussprozess hat in den vergangenen Jahren zu einem starken Anstieg an Anschlussanfragen geführt. In der Praxis werden dabei teilweise Projekte mit geringem Entwicklungsstand und niedriger Realisierungswahrscheinlichkeit frühzeitig eingereicht, um sich Netzanschlusskapazitäten zu sichern beziehungsweise zu „reservieren“. Solche Projekte können über längere Zeiträume Netzkapazitäten blockieren und damit den Anschluss von Projekten mit höherer Realisierungswahrscheinlichkeit und systemischer Relevanz verzögern.

2) Tatsächlich begrenzte Netzanschlusskapazitäten: Ein Stromsystem, das zukünftig stark auf erneuerbaren Energien basiert, erfordert deutlich höhere Netzkapazitäten als in der Vergangenheit. Der notwendige Netzausbau ist jedoch mit hohen Kosten verbunden und zeitintensiv. In der Folge sind verfügbare Netzanschlüsse derzeit ein knappes Gut, was den Markteintritt neuer Anlagen, einschließlich Batteriespeicher, erheblich erschwert.

Aus Sicht der Speicherbetreiber:innen ist in diesem Kontext auch das Problem im Kontext von fehlenden standardisierten Messkonzepten zu nennen. Diese sind entscheidend, weil sie dem Netzbutzer einen rechtlich durchsetzbaren Anspruch auf das Messkonzept gibt und dieses nichtmehr wie bisher abgelehnt werden kann (beispielsweise mit Verweis auf administrativen Aufwand oder technische Komplexität), was in der Praxis laut Speicherbetreiber:innen derzeit teilweise noch eine große Barriere im Netzzugang darstellt.

Vor diesem Hintergrund kommt der Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen für Netzanschlüsse eine zentrale Bedeutung für einen effizienten Ausbau von Speichern zu. Eine rechtliche Einordnung zum Thema Netzanschluss erfolgt in Kapitel 6.7. Insbesondere stellt sich die Frage, wie knappe Netzanschlusskapazitäten möglichst effizient genutzt und gleichzeitig Projekte mit hoher Realisierungswahrscheinlichkeit zeitnah umgesetzt werden können. Im Folgenden werden daher mögliche Lösungsansätze dargestellt, die einerseits eine stärkere Priorisierung im Netzanschlussverfahren adressieren und andererseits Möglichkeiten zur effizienteren Nutzung bestehender Netzinfrastruktur aufzeigen.

5.1.1 Priorisierung von Netzanschlussanfragen

Die rapide zunehmende Zahl an Netzanschlussanfragen stellt Stromnetze vor erhebliche Herausforderungen. In Deutschland beispielsweise haben sich im Zeitraum von 2024 bis Q3 2025 717 Anträge mit einer kumulierten Anschlussleistung von insgesamt 270 GW angesammelt. Davon entfallen allein 545 Anträge auf Batteriespeicher (BESS) mit insgesamt 211 GW, während auf der Verteilnetzebene Schätzungen zufolge nahezu 600 GW BESS-Anträge eingereicht wurden. Diese Werte übersteigen den im Netzentwicklungsplan (NEP) ermittelten Bedarf an BESS, der zwischen 41 und 94 GW liegt, bei Weitem.

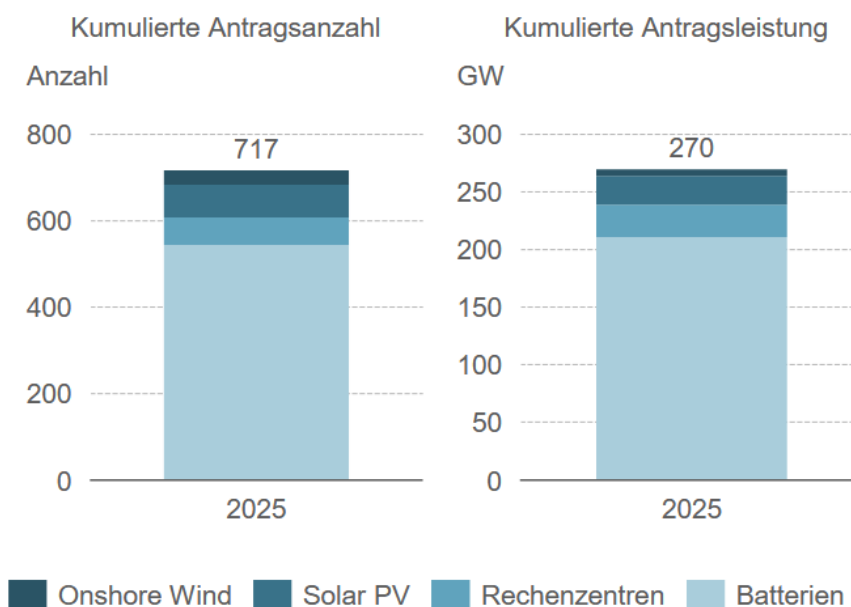


Abbildung 79 Anzahl und kumulierte Leistung von Netzanschlussanträgen bei deutschen Übertragungsnetzbetreibern. Quelle: (Deutsche Übertragungsnetzbetreiber, 2026)

Für Österreich liegen technologiegestaffelte Informationen zu Netzanschlussanfragen auf der Übertragungsnetzebene bislang nicht vor. Nach Angaben der APG (Stand 1. Februar 2026) sind jedoch Anträge zu etwa 25 GW Bezug und 23 GW Einspeisung eingelangt. Auf der Verteilernetzebene ist ein deutlicher Anstieg von PV-Anschlussanträgen zu verzeichnen, gleichzeitig wächst der Bestand an Energiespeichern kontinuierlich.

5.1.1.1 Übersicht der Möglichkeiten zur Priorisierung von Netzanschlussanfragen

Im Rahmen der Recherche wurden verschiedene Ansätze zur Anpassung der Verfahren zur Abwicklung von Netzanschlussanträgen identifiziert. Diese Entwicklungen stehen im Zusammenhang mit einer steigenden Anzahl von Netzanschlussanfragen bei Netzbetreibern sowie begrenzten verfügbaren Netzkapazitäten. In diesem Kontext wird in der Fachdebatte zunehmend eine Abkehr vom bislang häufig angewendeten „Windhundverfahren“ diskutiert.

Ein strukturiertes Verfahren mit klaren Kriterien, festen Fristen und standardisierten Abläufen minimiert Rückfragen und Nachbearbeitungen, wodurch der Prozess erheblich beschleunigt wird. Die zentralen Aspekte eines solchen priorisierten Verfahrens lassen sich wie folgt zusammenfassen:

Bei der Vergabe ist zunächst die jeweilige Knappheitsebene entscheidend: Auf Verteilnetzebene begrenzen verfügbare Megawatt die Anschlussmöglichkeiten, auf Übertragungsnetzebene sind es Schaltfelder, Engpassressourcen und interne Kapazitäten. Vorrang sollten realisierungsnahe Projekte mit hohem Netz- und Systemnutzen haben, während spekulative Vorhaben zurückgestellt werden. Gleichzeitig sorgt ein schlanker Prozess mit klaren Kriterien, verbindlichen Fristen und standardisierten Abläufen für Effizienz und Transparenz.

Für die Zuteilung von Netzkapazitäten stehen generell verschiedene Verfahren zur Diskussion:

1. **Windhundprinzip:** Vergabe nach Eingang der Anträge
2. **Repartierungsverfahren:** Gleichmäßige oder anteilige Verteilung nach beantragter Leistung
3. **Stufenmodell:** Stufenweise Zuteilung von mehr Kapazität nach Erreichen definierter Meilensteine
4. **Reifegradverfahren:** Priorisierung nach Entwicklungsstand und Realisierungswahrscheinlichkeit
5. **Auktionsprinzip:** Vergabe der Kapazitäten über ein Bieterverfahren

Für die Übertragungsnetzebene kommen aufgrund der diskreten und begrenzten Ressourcen insbesondere Reifegradverfahren und das Auktionsprinzip in Betracht. Die Kapazitäten werden hier durch die geringe Anzahl freier Schaltfelder stark limitiert, sodass eine priorisierte Auswahl besonders effizienter, reifer Projekte notwendig ist. Für die Verteilnetzebene hingegen können auch das Repartierungsverfahren oder das Stufenmodell sinnvoll sein, da die verfügbaren Kapazitäten hier flexibler verteilt werden können und eine strikte Priorisierung weniger kritisch ist. Für die Verteilnetzebene können auch das Repartierungsverfahren oder das Stufenmodell sinnvoll sein, da hier die Kapazitäten vergleichsweise flexibler verteilt werden können.

5.1.1.2 Vorschlag für Reifegradverfahren in Deutschland

Der aktuelle Vorschlag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber sieht die Einführung eines Reifegradverfahrens für die Priorisierung von Netzanschlussanträgen vor. Das Verfahren ist in drei Phasen unterteilt (siehe Abbildung 80) und verfolgt das Ziel, die verfügbaren Netzkapazitäten effizient zu nutzen, die Planungssicherheit für Projektentwickler:innen zu erhöhen und systemrelevante Aspekte zu berücksichtigen.

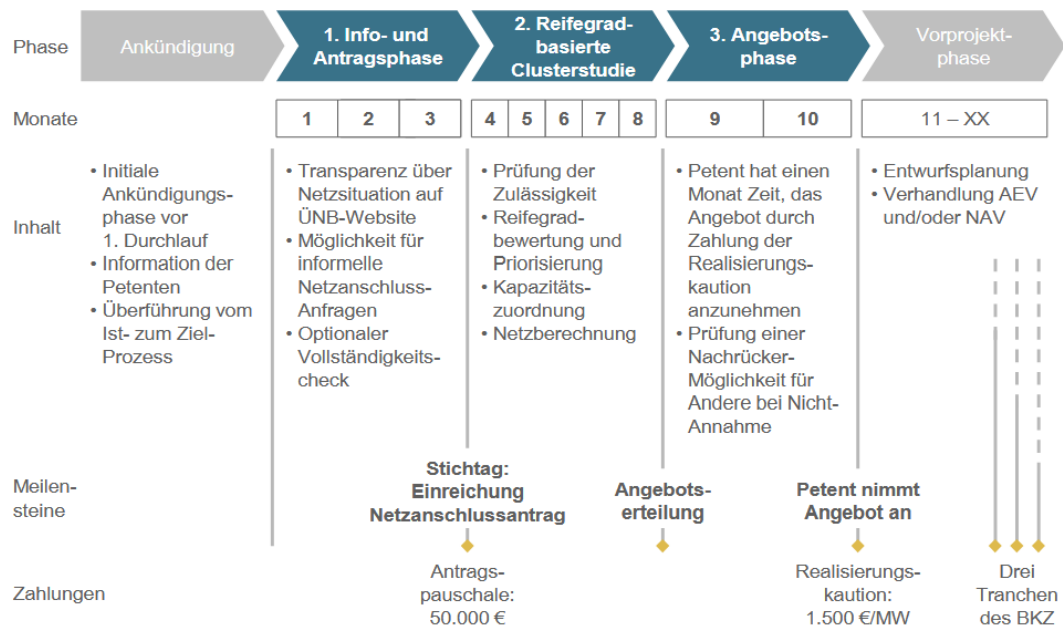


Abbildung 80 Gesamtübersicht des von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Reifegradverfahrens zur Priorisierung von Netzanschlussanträgen. Quelle: (Deutsche Übertragungsnetzbetreiber, 2026)

Phase 1 – Darstellung der Netzsituation (Dauer: 3 Monate)

In dieser Phase stellen die Übertragungsnetzbetreiber umfassende Informationen zu den verfügbaren Netzanschlusskapazitäten bereit. Ziel ist es, die Petenten zu gezielteren und realistischen Anträgen zu bewegen. Darüber hinaus ermöglicht diese Phase den Austausch zwischen Petenten, etwa zur Bildung von hybriden Projekten.

Sechs Wochen vor Ende der dreimonatigen Phase können Petenten eine formale Vollständigkeitsprüfung ihrer Unterlagen durch den Übertragungsnetzbetreiber in Anspruch nehmen. Die Prüfung soll innerhalb von 21 Tagen abgeschlossen werden. Für die Einreichung des Antrags wird in Deutschland eine Antragspauschale von 50.000 € vorgesehen.

Phase 2 – Bündelung und Reifegradprüfung (Dauer: 5 Monate)

In der zweiten Phase erfolgt die Zuteilung der Anträge zu Netzanschlusspunkten auf Basis des jeweiligen Reifegrads. Die Übertragungsnetzbetreiber berücksichtigen hierbei freie Schaltfelder, vorhandene Leistungskapazitäten sowie Stabilitätskriterien und die Verfügbarkeit der Projektressourcen. Ein beispielhafter Ablauf ist in Abbildung 81 dargestellt.

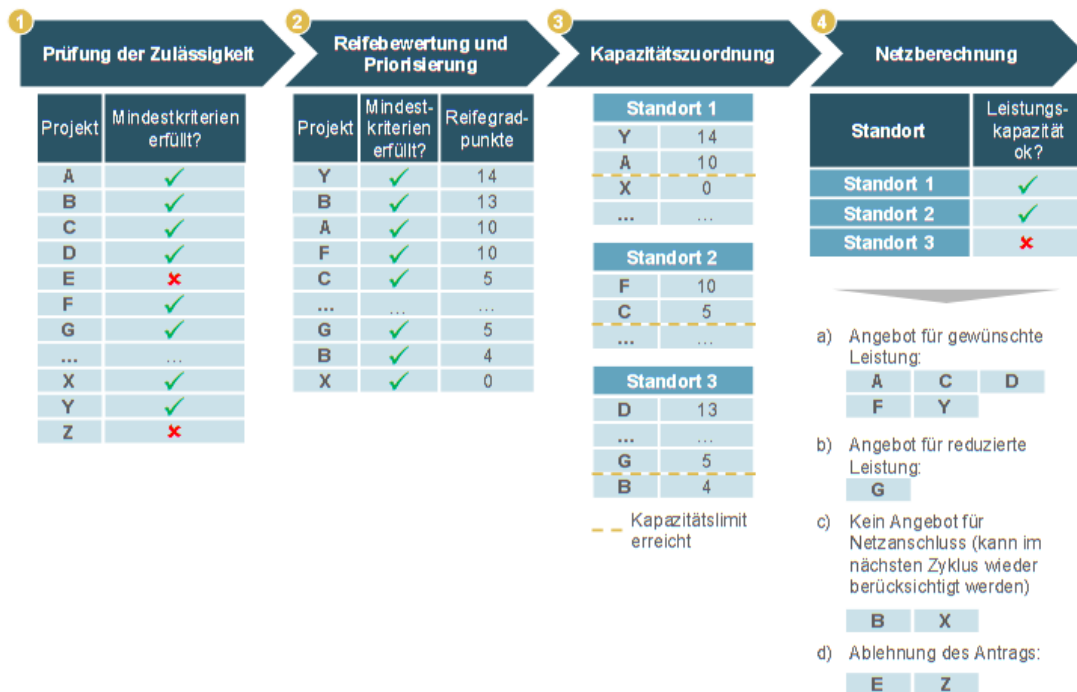


Abbildung 81 Ablauf und Bewertungslogik der Phase 2 im Reifegradverfahren zur Netzanschlusspriorisierung. Quelle: (Deutsche Übertragungsnetzbetreiber, 2026)

Schritt 1 – Prüfung der Zulässigkeit: Ausschluss unvollständiger Anträge. Alle Anträge, die die Mindestanforderungen nicht vollständig erfüllen, werden vom weiteren Verfahren ausgeschlossen. In diesem Fall werden lediglich 50 % der Antragspauschale zurückerstattet.

Schritt 2 – Reifegradbewertung und Priorisierung: Die verbleibenden Anträge werden anhand definierter Kriterien bewertet und mit Punkten versehen. Einen groben Überblick über die Kriterien liefert Abbildung . Für detaillierte Informationen wird auf das Positionspapier der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (Deutsche Übertragungsnetzbetreiber, 2026) verwiesen.

Kriterium A: Flächensicherung und Genehmigungsstand	Kriterium B: Technisches Anlagen- und Anschlusskonzept	Kriterium C: Leistungsfähigkeit des Petenten	Kriterium D: Netz- und Systemnutzen
• Kriterium A1: Flächensicherung für Projekt und anschlussnehmerseitiges Umspannwerk • Kriterium A2: Genehmigungsstand des Projekts und des anschlussnehmerseitigen Umspannwerks	• Kriterium B1: Technisches Konzept zum Projektvorhaben • Kriterium B2: Technisches Konzept des anschlussnehmerseitigen Umspannwerks • Kriterium B3: Trassierung für die Anbindung von anschlussnehmerseitigem Umspannwerk und Anlage	• Kriterium C1: Substanz des Unternehmens • Kriterium C2: Bestellungen • Kriterium C3: Bonität und Finanzierung	• Kriterium D1: Projekthybridisierung

Abbildung 82 Übersicht der Bewertungskriterien und Punktesystem im Reifegradverfahren.

Abbildung 83 stellt die im Rahmen des Reifegradverfahrens angewendeten Kriterien sowie deren Gewichtung dar. Die Übersicht verdeutlicht die Gewichtung der einzelnen Bewertungskriterien innerhalb des Verfahrens.

<u>Kriterium</u>	<u>Subkriterium</u>	<u>Punktzahl Subkriterium</u>	<u>Punktzahl Kriterium</u>	<u>Gewichtung</u>
A: Flächensicherung und Genehmigungsstand	A1: Flächensicherung	3	4	25%
	A2: Genehmigungsstand	1		
B: Techn. Anlagen- und Anschlusskonzept	B1: Projekt	0	5	25%
	B2: Anschlussnehmerseitiges UW	2		
	B3: Trassierung	3		
C: Leistungsfähigkeit des Petenten	C1: Substanz des Unternehmens	0	6	25%
	C2: Bestellungen	3		
	C3: Bonität und Finanzierung	3		
D: Netz- und Systemnutzen	D1: Projekthybridisierung	3	3	25%

Abbildung 83 Kriterienübersicht und Gewichtung im Reifegradverfahren.

Schritt 3 – Kapazitätszuordnung: Freie Schaltfelder und verfügbare Leistungskapazitäten pro Standort sowie Stabilitätskriterien und die Verfügbarkeit von Projektressourcen entscheiden, welche Projekte weiterhin berücksichtigt werden.

Schritt 4 – Netzberechnung: Für alle verbleibenden Projekte wird eine Netzberechnung durchgeführt. Diese prüft insbesondere den Einfluss des Projekts auf die Netzengpasssituation sowie die Einhaltung weiterer netztechnischer Regularien. Sollten Netzplanungsgrundsätze verletzt oder nicht eingehalten werden können, werden die Projekte mit dem niedrigsten Reifegrad sukzessiv in ihrer Anschlussleistung reduziert, bis die Anforderungen wieder erfüllt sind.

Phase 3 – Rückmeldung, Realisierung und Vertragsabstimmung (Dauer: 2 Monate)

Die dritte Phase des Reifegradverfahrens dient der Rückmeldung an die Petenten sowie der verbindlichen Zuweisung von Netzanschlusskapazitäten.

- Der Übertragungsnetzbetreiber informiert die Petenten über die erreichte Reifegradpunktezahl ihres Projekts und teilt gegebenenfalls

die zugewiesene Netzanschlusskapazität sowie den entsprechenden Netzanschlusspunkt mit, inklusive des frühestmöglichen Anschlusstermins.

- Die Petenten haben anschließend einen Monat Zeit, eine Realisierungskaution von 1.500 €/MW zu leisten. Sollte eine Vergabe nicht angenommen werden, werden nachrückende Projekte erneut geprüft und erhalten ebenfalls einen Monat zur Leistung der Kaution.
- Die BNetzA hat bestätigt, dass die Kaution eine angemessene und nicht-prohibitive Sicherheitsleistung darstellt, die die Ernsthaftigkeit des Projekts belegt und im Falle einer Realisierung auf die Anschlusskosten angerechnet wird.

Nach Annahme der Kapazitätszuweisung wird ein Fahrplan für den Anschlusserrichtungsvertrag und den Netzanschlussvertrag zwischen Petenten und Übertragungsnetzbetreiber abgestimmt. Erfolgt innerhalb von drei Monaten keine Abstimmung, legt der Übertragungsnetzbetreiber einen verbindlichen Fahrplan vor, den der Petent innerhalb von 14 Tagen annehmen muss. Wird die Frist nicht eingehalten, verfällt die Netzanschlussreservierung.

5.1.1.3 Einordnung und diskutierte Weiterentwicklungsansätze zum Vorschlag in Deutschland

Kritikpunkte in der deutschen Diskussion deuten darauf hin, dass das vorgeschlagene Verfahren in einzelnen Aspekten noch Weiterentwicklungsbedarf aufweisen könnte. So wird unter anderem diskutiert, dass bislang keine technologiespezifische Kontingentierung vorgesehen ist. Dadurch konkurrieren unterschiedliche Anlagentypen, etwa Rechenzentren, Elektrolyseure, Industrieanlagen und Energiespeicher, unmittelbar miteinander um Netzanschlusskapazitäten. Daraus könnten potenziell ineffiziente Ergebnisse resultieren, wenn strukturelle Unterschiede zwischen Technologien nur begrenzt berücksichtigt werden. Ebenfalls Gegenstand der Diskussion ist die Frage, inwieweit die Systemnützlichkeit einzelner Projekte im bestehenden Verfahren ausreichend berücksichtigt wird. Aspekte wie Frequenzhaltung, Blindleistungsbereitstellung, Schwarzstartfähigkeit oder Beiträge zum Engpassmanagement gewinnen mit dem steigenden Anteil volatiler Erzeugung zunehmend an Bedeutung, spielen im vorgeschlagenen Priorisierungsprozess jedoch bislang nur eine untergeordnete Rolle. Darüber hinaus

wird vereinzelt darauf hingewiesen, dass das Verfahren strukturelle Herausforderungen für kleinere Projektentwickler:innen mit sich bringen könnte, da finanzstärkere Unternehmen die mit dem Priorisierungsverfahren verbundenen Anforderungen potenziell leichter erfüllen können. Allgemein ist zu beachten, dass ein aufwändiges Verfahren mit hohen Hürden sich auch hemmend auf den Speicherausbau auswirken kann. Zudem ist zu vermeiden, dass ein ausgeprägtes Henne-Ei-Problem im Zusammenhang mit den in Abschnitt 5.4 dargestellten Aspekten der Bankability entsteht. Dies könnte beispielsweise dann auftreten, wenn Banken für eine Finanzierung einen „Ready-to-Build“-Status voraussetzen, während gleichzeitig die gesicherte Finanzierung als Voraussetzung für den Netzanschluss definiert wird. Gleichzeitig konzentriert sich das derzeitige Reifegradverfahren primär auf das Übertragungsnetz, während ein signifikanter Teil der Anschlussanfragen im Verteilnetz entsteht.

Vor diesem Hintergrund wird in der energiewirtschaftlichen Diskussion verschiedentlich erörtert, ob eine Weiterentwicklung des Verfahrens sinnvoll sein könnte. Dabei werden unter anderem mögliche technologiespezifische Kontingentierungen, ein stärker integriertes Verfahren für unterschiedliche Anschlusspetenten (Erzeugung, Speicher und Lasten), sowie alternative Allokationsmechanismen für Netzkapazitäten, etwa in Form von Auktionen, diskutiert. In welchem Umfang solche Ansätze zur Anwendung kommen könnten und welche Auswirkungen sie auf Effizienz, Wettbewerb und Systemstabilität hätten, bedarf jedoch einer vertieften Analyse.

5.1.1.4 Fazit & Implikationen für Österreich

Internationale Erfahrungen zeigen, dass priorisierende Netzanschlussverfahren unter Einbezug des Reifegrads die Belastung durch Antragsstau erheblich reduzieren können. So verzeichnete Irland nach der Einführung der Regelung, dass vor Antragstellung eine Baugenehmigung vorliegen muss, einen deutlichen Rückgang der Warteschlangen auf VN Netzebene (Commission Notice – Guidance on Efficient and Timely Grid Connections, 2025). Auch in Großbritannien, Frankreich und Norwegen führten ähnliche Mechanismen zu einer effizienteren Abwicklung von Netzanschlussanträgen (Deutsche Übertragungsnetzbetreiber, 2026). Priorisierungsverfahren stellen also einen sinnvollen Ansatz dar, um die zunehmende

Zahl an Netzanschlussanfragen effizient zu strukturieren und transparente Entscheidungsprozesse zu ermöglichen.

Wie in der rechtlichen Analyse in Kapitel 6.7.3 dargestellt, wurde in Österreich bezüglich Netzanschlussverfahren bereits ein erster Schritt unternommen: Gemäß § 99 Abs. 4 ElWG dient als Reihungskriterium für Netzanschlussbegehren der Zeitpunkt des Vorliegens aller erforderlichen Genehmigungen und Bewilligungen der jeweils zuständigen Behörden. Für Anlagen, deren Errichtung keiner behördlichen Genehmigung bedarf, gilt der Zeitpunkt der Antragstellung beim Netzbetreiber als Reihungszeitpunkt, sofern die Antragstellerin oder der Antragsteller im Fall fremden Eigentums einen Nachweis über die Zustimmung der Eigentümerin oder des Eigentümers des Grundstücks vorliegt^{6.7.4.2}). Dies könnte zur Folge haben, dass Projekte, die „rasche“ Genehmigungsverfahren durchlaufen (z.B. BESS nach den Landes-Elektrizitätsgesetzen), im Wettbewerb um knappe Netzkapazitäten gegenüber Projekten mit längeren Verfahren (z.B. Windkraftanlagen nach dem UVP-G) einen zeitlichen Vorteil haben können.

Gleichzeitig bewegt sich die konkrete Ausgestaltung solcher Verfahren in einem Spannungsfeld zwischen einer möglichst präzisen Bewertung der Projektumsetzungsreife und den damit verbundenen administrativen und finanziellen Anforderungen für Projektentwickler:innen und Netzbetreiber. Während der deutsche Vorschlag ein detailliertes und formalisiertes Verfahren vorsieht, das eine differenzierte Bewertung der Projekte ermöglicht, verfolgt der österreichische Ansatz derzeit eine deutlich pragmatischere Ausgestaltung. Beide Ansätze setzen dabei unterschiedliche Prioritäten: Einerseits die Sicherstellung eines hohen Reifegrades der Projekte (Fokus in Deutschland), andererseits die Vermeidung zusätzlicher Markteintrittsbarrieren und administrativer Belastungen (Fokus in Österreich). Darüber hinaus wird in der energiewirtschaftlichen Diskussion zunehmend erörtert, inwieweit technologiespezifische Kontingente zur Berücksichtigung struktureller Unterschiede zwischen verschiedenen Anlagentypen beitragen könnten. Solche Kontingente könnten zwar dazu beitragen, systemrelevante Technologien angemessen zu berücksichtigen, bergen jedoch gleichzeitig das Risiko ineffizienter, marktferner politischer Allokationsentscheidungen. Eine ähnliche Abwägung gilt für die stärkere Berücksichtigung von Systemnützlichkeitskriterien. Diese könnten grundsätzlich in Priorisierungsverfahren integriert werden, ohne technologiespezifische Kontingente besteht jedoch die Gefahr struktureller Benachteiligungen einzelner Technologien die weniger flexibel / Systemnützlich

sind und somit bei starker Knappheit keine realistische Chance auf einen Netzzugang bekämen. Eine Bevorzugung von Batterien durch verstärkte Systemnützlichkeitskriterien (oder durch schnellere Genehmigungsverfahren, wie zuvor beschrieben) erscheint also prinzipiell möglich, ob dies sinnvoll ist und welche Nachteile dadurch entstehen könnten muss jedoch sorgfältig abgewogen werden.

Vor diesem Hintergrund stellen die im ElWG vorgesehenen Anpassungen einen sinnvollen ersten Schritt dar, um unreife Projekte im Netzanschlussverfahren zu reduzieren. Ob darüber hinaus eine weitergehende Differenzierung der Priorisierungskriterien erforderlich ist, sollte maßgeblich von den praktischen Erfahrungen mit den neuen Regelungen, sowie von den Lernprozessen in anderen europäischen Märkten abhängig gemacht werden. Sollte weiterer Handlungsbedarf identifiziert werden, kann der in Deutschland diskutierte Vorschlag sinnvolle Ansätze darstellen, die jedoch sorgfältig geprüft und auf den österreichischen Kontext angepasst werden müssten. Es ist zudem rechtlich zu klären, ob weitergehende Maßnahmen zunächst eine erneute rechtliche Anpassung bedürfen.

5.1.2 Möglichkeiten zur effizienteren Nutzung bestehender Netzinfrastuktur

5.1.2.1 Flexible Connection Agreements (FCAs)

Flexible Connection Agreements (FCAs) werden zunehmend als Instrument diskutiert um trotz begrenzter Netzkapazitäten zusätzlichen Netzbenutzer:innen einen Anschluss zu ermöglichen. In Österreich wurden sie im ElWG in den §§ 103 und 104 ausdrücklich vorgesehen. Eine rechtliche Zusammenfassung und Einordnung erfolgt in Kapitel 6.7.4.2. Ziel eines FCAs ist, die netzwirksame Leistung eines Nutzers zu begrenzen, um ihm trotz Knappheit einen Netzanschluss zu gewähren. Die Begrenzung kann dabei statisch oder dynamisch ausgestaltet werden und gesetzlich befristet oder vertraglich dauerhaft gestaltet werden. In beiden Fällen beschränkt sich die Kompensation auf den Netzzugang und ggf. einer Reduktion des Netzanschlussentgelts, zu dessen Ausgestaltung die Econtrol nach § 130 Abs. 4 Z 4 ermächtigt ist (siehe Kapitel 6.7.4.2.).

Abbildung 84 zeigt ein Beispiel eines dynamischen FCAs für eine erneuerbaren Erzeugungsanlage. Dieses würde in diesem Fall den unmittelbaren Anschluss der Anlage ans Stromnetz erlauben. Jedoch, unter der Bedingung, dass diese im Fall, dass die Einspeisung die gegebene Netzkapazität überschreiten würde, abgeregelt wird.

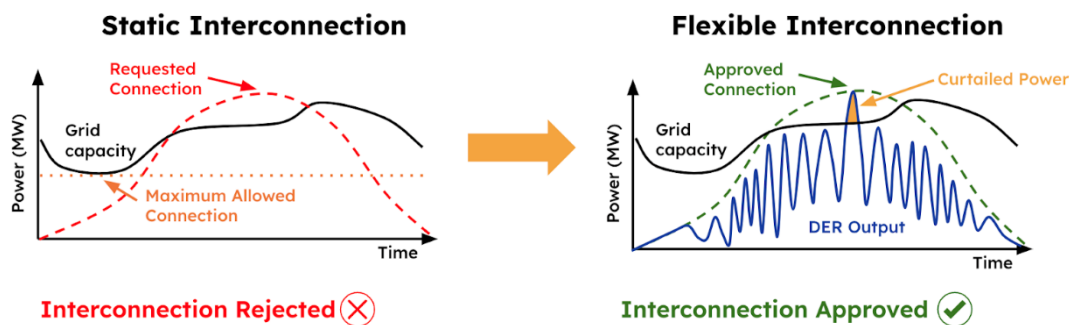


Abbildung 84 Schematische Darstellung eines flexiblen Netzzugangs für eine erneuerbare Erzeugungsanlage. ⁴⁶

FCAs ermöglichen den schnelleren Anschluss an das Stromnetz, ohne von dem vollständigen Netzausbau abhängig zu sein. Dies trägt auch dazu bei, vorhandene Netzkapazitäten effizienter zu nutzen und Investitionsbedarf in den Netzausbau zeitlich zu verschieben oder, im Falle dauerhafter FCAs, potenziell zu reduzieren. Darüber hinaus können FCAs weitere ergänzende Restriktionen z.B. zur Stabilität des Netzes enthalten. Diese Komponenten werden im folgenden Kapitel dargestellt und sind in Tabelle 27 zusammengefasst.

Komponenten eines FCAs

Derzeit besteht neben den im EIWG geschaffenen Möglichkeiten (siehe rechtliche Darstellung in Kapitel 6.7.4.2) in Österreich keine standardisierte gesetzliche oder regulatorische Regelung zur konkreten Ausgestaltung von FCAs. In der Praxis orientieren sich entsprechende Modelle daher an internationalen Erfahrungen sowie an technischen Anforderungen der Netzbetreiber. Wesentliche Kernelemente der temporären Leistungsrestriktion bei der Ausgestaltung von FCAs wurden in (FfE, 2026) untersucht und betreffen insbesondere die Begrenzung

⁴⁶ <https://www.camus.energy/blog/what-is-flexible-interconnection--and-how-does-it-help>

von Einspeise- und Bezugsleistungen, die Informationsübermittlung der flexiblen Leistungsgrenzen, die Festlegung des Interventionsumfangs, das Zielbild des Anlagenbetriebs im FCA-Modell sowie deren Kompensation. Diese werden in Tabelle 27 zusammengefasst. Es ist zu erwähnen, dass die Tabelle mögliche Gestaltungsmöglichkeiten aus der Diskussion in Deutschland enthält, die teilweise (z.B. hinsichtlich Kompensation) über die Definitionen im österreichischen Kontext hinausgehen, jedoch trotzdem mögliche Potenzialräume für künftige Weiterentwicklungen aufzeigen.

Tabelle 27 Übersicht über möglicher Komponenten eines FCAs auf Basis von (FfE, 2026)

FCA Bestandteil	Beschreibung
Begrenzung von Einspeise- und Bezugsleistungen	Abhängig von der jeweiligen Netzsituation können FCAs sowohl Einschränkungen der Einspeiseleistung als auch der Bezugsleistung vorsehen. In einspeisegeprägten Netzgebieten betrifft dies typischerweise die Einspeisung von Erzeugungsanlagen, während in lastgeprägten Gebieten die Bezugsleistung begrenzt werden kann. Sollte im Netzgebiet ein hoher Auslastungsgrad in beide Richtungen bestehen, könnten dann insbesondere für Batteriespeichern in bestimmten Fällen auch Einschränkungen in beide Richtungen vereinbart werden.
Informationsübermittlung der flexiblen Leistungsgrenzen	Weiters kann bei der Ausgestaltung der zeitliche Vorlauf und der Kommunikationsweg für die Übermittlung der flexiblen Leistungsgrenzen festgelegt werden. Hier kann die Einschränkung bereits bei Vertragsabschluss oder in regelmäßigen Intervallen festgelegt werden oder auch kurzfristig anhand von Netzprognosen vom Netzbetreiber übermittelt werden. Die Kommunikation erfolgt in der Regel über bestehende Redispatch-Prozesse für Einspeiseanlagen oder über spezifische Schnittstellen für Lasten, üblicherweise ein bis zwei Tage vor dem jeweiligen Einsatzzeitpunkt. Eine weitere Variante stellen teildynamische FCAs dar. Hier passen Anlagenbetreiber, insbesondere Speicherbetreiber:innen, ihre Fahrweise eigenverantwortlich auf Basis bereitgestellter Netzdaten und Prognosemodelle an, um Engpässe zu vermeiden. Der Netzbetreiber behält jedoch die Möglichkeit, bei Bedarf kurativ und in der Regel entschädigungsfrei einzugreifen.
Restriktionen für Regelenergie	Darüber hinaus setzen Verteilnetzbetreiber oftmals Grenzen für den Anteil der Speicheranschlussleistung, der zur Bereitstellung von Regelenergie eingesetzt werden kann. Dadurch wird sichergestellt, dass zunächst die vom Übertragungsnetzbetreiber angeforderte Regelenergie tatsächlich abgerufen werden kann, unter Berücksichtigung der möglichen Auswirkungen auf die Spannung im

	Verteilnetz, da kurzfristige Leistungsspitzen lokal zu Spannungsschwankungen führen können.
Festlegung des Interventionsumfangs	Da FCAs einen Eingriff in die Planungs- und weiters Investitionssicherheit darstellen, werden bei dynamischen Restriktionen üblicherweise vertragliche Obergrenzen für Eingriffe definiert. Im internationalen Vergleich sehen manche FCAs vor, dass ein Teil der Anschlussleistung garantiert und nur ein weiterer Teil flexibel begrenzt wird (De Santi et al., 2025). Ebenso können Stundenobergrenzen an Eingriffe definiert werden.
Kompensation	Der zentrale Vorteil eines FCAs liegt häufig allein schon im beschleunigten Netzanschluss. Ergänzend können finanzielle Anreize wie Reduktionen im Entgelt für den Netzanschluss oder der Netznutzung vorgesehen werden (in Österreich wie beschrieben lediglich das Netzanschlussentgelt). Hintergrund einer zusätzlichen (über die aktuellen Möglichkeiten in Österreich hinausgehenden) Kompensation könnten Anreize sein, das FCA dauerhaft zu etablieren und, sofern dieses netzdienlich ausgestaltet ist, Netzausbaukosten zu verringern. Dies könnte volkswirtschaftlichen Mehrwert schaffen, sofern der wirtschaftliche Nachteil der Anlage durch die Einschränkung geringer ist als die Kosten für den Netzausbau die ohne das FCA anfallen würden.
Netzneutralität vs. Netzdienlichkeit	FCAs sehen in der Praxis meist eine netzdienliche Fahrweise vor, bei der Anlagen durch temporäre Leistungsrestriktionen keine zusätzlichen Netzkapazitäten beanspruchen. Grundsätzlich können jedoch auch darüberhinausgehende Betriebsweisen vereinbart werden, etwa durch gezielte Lade- oder Entladeanforderungen zur aktiven Entlastung des Netzes. Dadurch könnte nicht nur zusätzlicher Ausbaubedarf verhindert, sondern ggf. sogar neue Kapazität geschaffen werden.
Rampenbegrenzungen	In FCAs werden zunehmend weitere technische Restriktionen vereinbart, um das dynamische Verhalten flexibler Speicher im Netz kontrollierbar zu machen. Dazu zählen etwa Rampenbegrenzungen, die den Gradienten des Spannungsabfalls auf ein Minimum Begrenzen, also größere Leistungssprünge verhindern sollten. Hierzu wurde zum Beispiel seitens der vier deutschen ÜNB empfohlen diese je nach lokaler Netzsituation auf 6 bis 20 %/min der $P_{b,inst}$ zu begrenzen. ⁴⁷
Weitere technische Restriktionen	Weitere Empfehlungen zu den technischen Anforderungen für den Anschluss von Batteriespeichern ans Übertragungsnetz sind dem Dokument (<i>Anforderungen an Batteriespeichersysteme -Zusätzliche Technische Anforderungen an Batteriespeichersysteme Mit Anschluss Am Höchstspannungsnetz</i> , 2024) zu entnehmen. Auf VNB-Seite ist mit strikteren Vorgaben bezüglich der temporalen Leistungsänderung zu rechnen, sowie auch in Bezug auf die zur Vermarktung erlaubten Menge an Regelenergie, da diese in der Verteilnetzebene auch zu schweren Spannungsschwankungen führen kann. Einschränkungen bei

⁴⁷<https://www.netztransparenz.de/de-de/%C3%9Cber-uns/Studien-und-Positionspapiere/Anforderungen-an-Batteriespeichersysteme>

Neben diesen operativen Aspekten bringen FCAs auch hohe Transaktionskosten und stellen vertragliche und strategische Herausforderungen für Netz- & Anlagenbetreiber dar. Es besteht derzeit kein einheitlicher Standard, was zu Unsicherheiten und hohem beidseitigen Aufwand bei der Ausgestaltung und der Bewertung von Projektrisiken führt. Auch fehlende historische Daten und Erfahrungen machen eine objektive Einschätzung der Auswirkungen auf Betrieb und Marktaktivitäten bisher schwierig. Netzbetreiber haben zudem aufgrund der Knappheit von Netzanschlussleistung eine sehr hohe Verhandlungsmacht, wodurch die Gefahr besteht, dass Restriktionen der Anschlussleistungen übermäßig konservativ gestaltet werden. Ein illustratives Beispiel aus Deutschland zeigt diese Herausforderungen: Ein Verteilnetzbetreiber gewährte Batteriespeicherprojekten einen flexiblen Netzanschluss unter der Bedingung, dass diese zwischen 7:00 Uhr und 17:00 Uhr ganzjährig keine Einspeisung ins Netz vornehmen. Dies entspricht mehr als 4.000 Stunden eingeschränkten Betriebs pro Jahr. Darüber hinaus wurden Vorgaben zum Ladezustand zu bestimmten Tageszeiten definiert, wodurch die operative Flexibilität der Speicher massiv eingeschränkt wurde („Position Paper on Grid Connections,” n.d.). Übermäßig restriktive Regelungen, die nicht auf realen Systemanforderungen beruhen könnten daher die Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichern negativ beeinflussen und den Ausbau hemmen. Dies verstärkt die Unsicherheiten für Projektentwickler:innen und ist ein zentrales Argument, das neben den reduzierten Transaktionskosten für eine zunehmende Standardisierung spricht.

Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Anlagen

Abbildung 85 illustriert eine im Rahmen von (FfE, 2026) erstellte Analyse bei welcher der Einfluss unterschiedlicher FCA-Strukturen auf die Wirtschaftlichkeit eines Speichersystems mit einem Energie-Leistungs-Verhältnis von 2:1 untersucht wurde. Dabei wurden sowohl statisch-zeitvariable als auch dynamische Hüllkurven betrachtet. Die statisch-zeitvariable Hüllkurve orientierte sich am mittleren solaren Einspeiseprofil und der Residuallast, sodass durch den Speicher keine zusätzlichen Spitzenlasten entsteht. Dynamische Hüllkurven hingegen begrenzen Einspeisung oder Bezug flexibel, z. B. in Abhängigkeit von Redispatch-Anforderungen oder während der Spitzenstunden hoher PV-Einspeisung.

Legend:

- Sekundärregelleistung (Red)
- Intraday Auktion (Yellow)
- Primärregelleistung (Green)
- Day-Ahead (Blue)

Leistungseinspeisung	Day-Ahead	Intraday Auktion	Primärregelleistung	Sekundärregelleistung	Gesamt	Änderung (%)
Unbeschränkt	27,1	57,5	9,2	141,7	235,5	-
Statisch-zeitvariabel (Einspeisung & Bezug)	25,1	60,1	3,3	110,7	199,3	-15%
Dynamisch, redispatch-basiert	27,3	47,4	7,6	127,6	209,9	-11%
Dynamisch, solarbasiert	24,5	63,9	4,9	124,4	217,7	-8%

Die Ergebnisse verdeutlichen, dass statische FCA-Strukturen zu deutlich größeren Erlösverlusten führen als dynamische Varianten, da sie den Speicher stärker in seiner Flexibilität einschränken. Einschränkungen durch Rampenbegrenzungen, Regelernergieeinsatz oder Fahrplananpassungen wurden in dieser Auswertung nicht berücksichtigt, könnte aber die Wirtschaftlichkeit des Speichers weiter beeinträchtigen. Insgesamt zeigt die Analyse, dass die konkrete Ausgestaltung von FCAs einen signifikanten Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichern hat, welcher sich in der dargestellten Analyse zwischen 8% und 15% bewegt.

Eine Analyse von (FfE, 2026) zeigt, dass die derzeit fehlende Erfahrung und Standards und die angespannte Netzanschlusssituation zu Unsicherheiten für Betreiber:innen, Projektentwickler:innen und Netzbetreiber führen. Um diese Herausforderungen zu adressieren, wurden durch die FfE vier zentrale Ansatzpunkte für die Weiterentwicklung von FCAs identifiziert:

Standardisierung von Leistungsrestriktionen: Die fehlende Standardisierung der FCA-Bedingungen erhöht den Aufwand für Projektentwickler:innen, Netzbetreiber und Finanzierer und birgt das Risiko von Diskriminierungen zwischen Projekten oder Standorten. Eine stärkere Standardisierung könnte klare Vorgaben für grundlegende Betriebsparameter wie Rampenbegrenzungen oder Regelenergieeinsätze liefern, während netzgebietsspezifische Anpassungen weiterhin möglich bleiben. Dynamische oder teildynamische Hüllkurven könnten zudem über ein standardisiertes Stundenkontingent die maximale Belastung des Speichers über das Jahr begrenzen. International zeigen Frankreich, Belgien und die Niederlande, dass eine Standardisierung von Stundenobergrenzen oder abregelbarer Energiemenge die Transparenz und Fairness von FCAs verbessern kann.

Sachgerechte Kompensation: In Österreich ist die Kompensation im ELWG geregelt und auf potenzielle Reduktionen im Netzanschlussentgelt begrenzt, wodurch die folgenden auf dem FfE Diskussionsforum basierende Ausführung als Darstellung theoretischer Möglichkeiten zu verstehen ist. Generell sollte sich eine Kompensation sachgerecht am entstandenen Verlust oder Mehrwert orientieren. Oftmals würden Projektentwickler:innen FCAs ohne Kompensation akzeptieren, um einen schnelleren Netzanschluss zu erhalten. Bei einem dauerhaften FCA, könnte eine zusätzliche Kompensation insgesamt notwendiger erscheinen. Diese sollte sich in diesem Fall am Umfang und der Dauer der Leistungsrestriktionen orientieren und die erwarteten oder den Einsparungen im Netzausbau oder im Redispatch berücksichtigen bzw. im Sinne der ökonomischen Effizienz diese nicht überschreiten. Sofern der Mehrwert des netzentlastenden Verhaltens den wirtschaftlichen Nachteil durch die Restriktionen übersteigt, könnten dauerhafte FCAs mit sachgerechter Kompensation volkswirtschaftlichen Mehrwert erzeugen. Zudem werden in FfE, (2026) auch maßnahmenbezogene Kompensationen diskutiert die eine Integration von FCA-gesteuerten Speichern in eine gemeinsame Merit-Order mit Redispatch-Anlagen, ermöglichen sollen.

Förderung aktiver Netzdienlichkeit: Eine weitere als theoretische Möglichkeit zu verstehende Weiterentwicklung ist die Förderung aktiver Netzdienlichkeit. Nach Überlegungen von (FfE, 2026) könnten FCAs über die reine Begrenzung von Einspeise- oder Entnahmeleistung hinausgehen, indem sie temporäre Lade- oder Entladevorgaben vorsehen. In diesem Fall würden sie nicht nur keinen zusätzlichen Netzausbaubedarf erzeugen, sondern sogar neue Kapazitäten ermöglichen. Insbesondere für Speicher könnten Ladevorgaben während hoher PV-Erzeugung

häufig mit marktgerechter Speicherfahrweise korrelieren und daher nur überschaubare Erlösverluste erzeugen. Damit eine solche aktive Netzdienlichkeit praktikabel ist, wären belastbare Netzzustandsprognosen und eine sachgemäße Kompensation erforderlich.

Netzanschlusspriorisierung durch FCAs: FCAs können im Falle eines umfangreichen Priorisierungsprozesses im Netzanschluss (wie in Deutschland) genutzt werden, um Anlagen gezielt zu priorisieren. Hintergrund ist, dass Netzbetreiber im Rahmen der Netzverträglichkeitsprüfung konservative Annahmen treffen. Anlagen werden häufig n-1-sicher angeschlossen und Leistungsreserven auf Worst-Case-Szenarien ausgelegt. Dadurch können rechnerische Überlastungen entstehen und Anschlusskapazitäten blockiert werden, obwohl diese Situationen in der Praxis oft nicht auftreten. (FfE, 2026) FCAs ermöglichen flexiblere Anschlussleistungen oder die Ausweisung spezieller Netzgebiete für flexible Anschlüsse. Anlagen, die dauerhaft Engpässe reduzieren (z.B. durch vereinbarte Steigerung der Einspeise- oder Entnahmeleistung in Engpasssituationen, wie vorhergehend im Punkt Netzdienlichkeit erwähnt), könnten in Priorisierungsprozessen bevorzugt werden. Allerdings muss gewährleistet sein, dass eine solche Priorisierung nicht zu einer faktischen FCA-Verpflichtung führt. In den Niederlanden, beispielsweise erhalten nachweislich netzdienliche Anlagen bei der Netzanschlussvergabe höchste Priorität

Die Darstellungen der FfE im Diskussionspapier des Kooperationsforums Großbatterien verdeutlichen, dass FCAs konzeptionell eine breite Spannweite an Ausgestaltungsoptionen und systemischen Wirkungen eröffnen. Während FCAs im österreichischen Kontext bereits rechtlich adressiert sind, erscheint vor dem Hintergrund der dargestellten Diskussion insbesondere eine weitergehende Standardisierung der Ausgestaltung relevant.

Gleichzeitig zeigen die in FfE (2026) diskutierten Perspektiven, dass die potenziellen Wirkungen von FCAs über einen temporär beschleunigten Netzzugang hinausreichen können. In der Diskussion werden etwa Modelle betrachtet, bei denen bei sachgerechter Kompensation, begrenzt durch die vermiedenen Kosten für Netzausbau oder Redispatch, auch dauerhafte, freiwillige FCAs volkswirtschaftliche Effizienzpotenziale erschließen könnten. Gerade bei Batteriespeichern, deren Betriebsverhalten in klassischen Engpasssituationen wie hoher PV-Einspeisung oder Nachfragespitzen häufig bereits netzentlastend wirkt, wird in

diesem Zusammenhang diskutiert, inwieweit durch entsprechende Anschlussmodelle Netzkapazitäten effizienter auf weniger flexible Anlagen verteilt werden könnten. Einzelne vertretene Positionen gehen dabei noch weiter und diskutieren sogar Anschlussregime, bei denen Speicher grundsätzlich über FCAs integriert werden könnten. Insgesamt verdeutlicht dies die Spannbreite der diskutierten Ansätze, von einem rein temporär beschleunigten Netzanschluss bis hin zu dauerhaft aktiven Steuerungsmechanismen im Rahmen von FCAs. Gleichzeitig werden im Kooperationsforum auch alternative Ansätze diskutiert, etwa die Frage, ob Netzdienlichkeit bei Batteriespeichern primär über dynamische Netzentgelte statt über FCA-Regelungen erreicht werden sollte, ohne dass hierzu bislang ein einheitliches Meinungsbild besteht.

Vergleich von bereits existierenden FCAs in Europa

Im Rahmen einer von der Europäischen Kommission beauftragten Studie zu Verteilnetzbetreibern (Directorate-General for Energy (European Commission) et al., 2025) wurde untersucht, in welchem Umfang flexible Netzanschlussverträge bereits in den Mitgliedstaaten angewendet werden. Die Analyse zeigt, dass in 15 EU-Mitgliedstaaten unterschiedliche Formen solcher Vereinbarungen existieren. In mehreren Ländern werden diese Modelle bereits genutzt, darunter Österreich, Belgien, Deutschland, Finnland, Kroatien, Ungarn, die Niederlande, Portugal, Rumänien und Schweden. Die konkreten Ausgestaltungen unterscheiden sich dabei deutlich und reichen von zeitlich begrenzten Leistungsrestriktionen bis hin zu dynamischen oder tarifbasierten Flexibilitätsmodellen.

Einige Mitgliedstaaten haben bereits spezifische nationale Ansätze entwickelt. In Dänemark können Großverbraucher zwischen zwei Varianten flexibler Netzanschlussverträge wählen. Eine Option ermöglicht einen vollständig flexiblen Anschluss mit deutlich reduzierten Netzentgelten und beschleunigtem Netzzugang, während eine zweite Variante zeitlich begrenzte Leistungsbeschränkungen vorsieht, die mit einem entsprechend angepassten Tarifnachlass verbunden sind.

In Frankreich bestehen zwei Regelungen zur effizienteren Nutzung der Netzkapazität nach CRE's deliberation n° 2024-229⁴⁸. Einerseits kann die reservierte Anschlusskapazität reduziert werden, wenn sie nicht effizient genutzt wird. Dies

⁴⁸ https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Deliberations/2024/241218_2024-229_Evolution__Puissance_Raccordement.pdf

wird durch eine jährliche Prüfung fünf Jahre nach abgeschlossenem Netzan-schluss sichergestellt und dann weiters jährlich überprüft. Gegebenenfalls wird dann das Minimum aus der vereinbarten Verbindungsleistung oder der 1,25-fachen maximalen Leistung in den letzten fünf Jahren als Netzan-schlussleistung eingestellt. Andererseits können Netzan-schlusskapazitäten stufenweise über zehn Jahre entsprechend dem erwarteten zukünftigen Bedarf in mindestens drei Stufen sukzessiv erweitert werden. Dies wird anhand von vorher definierten konkreten Etappenzielen und Kapazitätswerte überprüft und kann bei Nichter-reichen der Ziele zu einer Reduktion der endgültigen Zielleistung führen. Zusätzlich wurden Modelle für Batteriespeicher entwickelt, bei denen ein vordefinierter Be-triebsbereich sicherstellt, dass während Zeiten hoher Einspeisung keine zusätzli-che Belastung des Netzes entsteht.

In Litauen wird ein digitales Netzkapazitätsinstrument für Prosumer eingesetzt. Dieses System berechnet automatisch verfügbare Netzkapazitäten und schlägt bei Engpässen alternative Lösungen oder alternative Netzan-schlusspunkte vor. Ergänzend wird das Konzept um eine sogenannte „Fernprosumer“-Option erwei-tert, bei der Verbraucher:innen Anteile an erneuerbaren Energieanlagen erwer-ben können, wenn eine direkte Netzanbindung vor Ort nicht möglich ist.

Im Gegensatz zu den obigen Beispielen, welche sich auf die Verteilnetzebene be-ziehen, gibt es in der Niederlande ein Exempel für das Übertragungsnetz. Hier verfügt der Übertragungsnetzbetreiber TenneT über ein besonders differenzier-tes Modell flexibler Netzan-schlussverträge. Dort werden unter anderem vollstän-dig flexible Verträge, Mindestverfügbarkeitsverträge sowie zeitfensterbasierte Anschlussvereinbarungen angeboten, die jeweils mit spezifischen Tarifregelun-gen verbunden sind. Auf Übertragungsnetzebene sollen solche Modelle zusätzli-che Netzkapazitäten erschließen, indem ein Netzzugang über einen Großteil der Zeit garantiert wird, während in Engpass-situationen Einschränkungen möglich sind. Diese werden von TenneT unter dem Namen „Time-dependent transport rights“ geführt und bieten der Vertragspartei zu uneingeschränkten Netzzugang zu 85% der Zeit.⁴⁹ Während den anderen 15% darf TenneT den Netzzugang gege-benenfalls limitieren, was zum Beispiel in den Situationen von erwarteten Netzengpässen genutzt wird. Dies wird an die Vertragspartei spätestens um 8:30 am Vortag kommuniziert, wobei dies auf dem Prinzip beruht „Keine Nachricht –

⁴⁹ <https://www.tennet.eu/nl-en/time-dependent-transport-rights-tdtr>

Keine Einschränkung“ was tägliches Benachrichtigen vermeiden soll. Für flexible Marktteilnehmer:innen ist es attraktiv, da sie einen Nulltarif für die vertraglich vereinbarte kW-Leistung bekommen. Dies beläuft sich laut TenneT im Durchschnitt auf 50% und für manche Kund:innen auf bis zu 65%. Darüber hinaus existieren sogenannte Gruppenanschlussvereinbarungen, bei denen mehrere Unternehmen gemeinsam eine bestimmte Netzkapazität nutzen und ihre Lasten entsprechend koordinieren.

Insgesamt zeigt der europäische Vergleich, dass flexible Netzanschlussverträge in verschiedenen Mitgliedstaaten bereits als Instrument eingesetzt werden, um bestehende Netzkapazitäten effizienter zu nutzen und zusätzliche Anschlussmöglichkeiten für neue Verbraucher:innen, Erzeugungsanlagen oder Speicher zu schaffen. Die konkreten Ausgestaltungen variieren jedoch stark und spiegeln die unterschiedlichen regulatorischen Rahmenbedingungen sowie die jeweiligen Netzsituationen in den einzelnen Ländern wider.

Zuletzt bleibt zu sagen, dass FCAs ein wichtiges Instrument darstellen, um zusätzliche Anschlussmöglichkeiten zu schaffen. Ein verbreiteter Einsatz kann jedoch auch dazu führen, dass Flexibilität primär über Anschlussrestriktionen aktiviert wird und damit die Anreize für andere potenzielle Flexibilitätsoptionen, etwa marktbasierte oder lokal koordinierte Lösungen, abgeschwächt werden. Wenn Netzengpässe vorrangig über FCAs adressiert werden, könnte dies dazu führen, dass alternative Flexibilitäten seltener entwickelt oder eingesetzt werden. In der Folge besteht die Gefahr, dass vorhandene Flexibilität im Stromsystem nicht vollständig effizient erschlossen wird. Eine gezielte Ausgestaltung der FCA, die sowohl wirtschaftliche Anreize als auch gesamtsystemische Effizienz berücksichtigt, ist daher entscheidend, um die Vorteile dieser Instrumente voll auszuschöpfen. Ebenso sollten FCAs als eine Unterstützung und nicht als komplette Alternative zum Netzausbau verstanden werden ('Position Paper on Grid Connections', n.d.).

5.1.2.2 Weitere Lösungsansätze zur effizienteren Nutzung von Netzinfrastuktur

Im Rahmen der Analyse wurden zudem drei weitere Lösungsansätze identifiziert, die potenziell zur besseren Nutzung bestehender Netzkapazitäten beitragen könnten. Diese wurden im Verlauf der Untersuchung nicht weiter vertieft und

werden im Folgenden der Vollständigkeit halber als weitere Ansatzpunkte dargestellt.

1. Rückkauf ungenutzter Kapazitäten aus bestehenden Netzanschlüssen:

Einige Netzbetreiber berichteten, dass in bestehenden Netzanschlussverträgen teilweise Kapazitäten reserviert sind, die von den angeschlossenen Anlagen dauerhaft oder über längere Zeiträume hinweg nicht vollständig genutzt werden. Dadurch bleiben Netzkapazitäten gebunden, obwohl sie faktisch nicht oder nur teilweise in Anspruch genommen werden. Dies kann insbesondere in Situationen mit hoher Anschlussnachfrage dazu führen, dass verfügbare Netzkapazitäten nicht effizient genutzt werden. Vor diesem Hintergrund äußerten mehrere Netzbetreiber den Wunsch nach einem regulatorischen Rahmen, der es ermöglicht, dauerhaft ungenutzte Anschlusskapazitäten nach Ablauf einer definierten Frist zurückzukaufen bzw. zurückzuführen und anschließend neu zu vergeben. Voraussetzung hierfür wäre eine transparente und rechtssichere Ausgestaltung, beispielsweise durch klar definierte Kriterien zur Feststellung einer anhaltenden Unterauslastung sowie angemessene Übergangsfristen und Entschädigungen für die betroffenen Anschlussnehmer. Ziel einer solchen Regelung wäre es, bestehende Netzanschlüsse effizienter zu nutzen und zusätzliche Anschlusskapazitäten für neue Projekte verfügbar zu machen. Ein Vorbild könnte die zuvor beschriebene Regelung aus CRE's deliberation n° 2024-229⁵⁰ in Frankreich sein, in welcher ab 5 Jahre nach Netzanschluss auf höheren Netzebenen (HTA & HTB) eine jährliche Evaluierung stattfindet, in der der Netzanschluss auf das Minimum des bisherigen Anschlusses oder des 1,25-fachen des 10-minütigen Durchschnittspeak der vergangenen 5 Jahre gesetzt wird, sofern nicht bei Netzanschluss explizit eine Hochlaufphase vereinbart wurde.

2. Weiterentwicklung und Einsatz probabilistischer

Netzplanungsmethoden: Netze werden traditionell auf Basis deterministischer Ansätze und unter Annahme von Worst-Case-Szenarien dimensioniert. Dieses konservative Planungsparadigma stellt eine hohe Versorgungssicherheit sicher, kann jedoch zu einer

⁵⁰ https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Deliberations/2024/241218_2024-229_Evolution_Puissance_Raccordement.pdf

ineffizienten Nutzung vorhandener Netzkapazitäten führen. Im Zuge der Energiewende, die durch einen hohen Anteil fluktuierender erneuerbarer Erzeugung gekennzeichnet ist, gewinnen probabilistische Planungsmethoden zunehmend an Bedeutung. Diese ermöglichen eine realitätsnähere Abbildung von Einspeise- und Lastprofilen sowie deren zeitlicher Korrelation und eröffnen damit Potenziale für eine effizientere Dimensionierung und Nutzung der Netzinfrastuktur. Zusätzliche Systemsicherheiten können dabei durch erweiterte betriebliche Eingriffsmöglichkeiten geschaffen werden, etwa durch erhöhte Ansteuerbarkeit von Anlagen, Spitzenkappung, regelbare Netztarife oder flexible Anschlussvereinbarungen (siehe FCA). Die Kombination solcher Instrumente mit probabilistischen Planungsansätzen eröffnet zusätzliche Spielräume, um Netzkapazitäten effizienter zu nutzen und gleichzeitig die Systemsicherheit aufrechtzuerhalten.

3. Netzbooster: Dabei handelt es sich um Batteriesysteme, die nicht an Strommärkten teilnehmen, aber so betrieben werden, dass sie eine effizientere Nutzung bestehender Netzinfrastrukturen unter Wahrung der n-1-Sicherheit ermöglichen. Sie werden beispielsweise auf beiden Seiten eines Netzengpasses positioniert und speisen bei Bedarf symmetrisch vor dem Engpass ein bzw. nach dem Engpass aus, um die bestehende Netzinfrastuktur temporär zu entlasten. Ihre technische und rechtliche Umsetzbarkeit wird vertiefend in Kapitel 5.2 dargestellt.

Die Ansätze verdeutlichen, dass neben den zuvor diskutierten Maßnahmen weitere Optionen existieren, die zur effizienteren Nutzung vorhandener Netzkapazitäten beitragen könnten. Eine weitergehende Prüfung der konkreten Ausgestaltung, insbesondere im Hinblick auf regulatorische Rahmenbedingungen und mögliche Systemwirkungen, erscheint jedoch sinnvoll.

5.1.3 Fazit Gründe und Lösungsansätze für Verzögerungen beim Netzanschluss

Die Analyse zeigt, dass der Netzanschluss gegenwärtig zu den zentralen Engpässen für den Ausbau von Batteriespeichern zählt. Die wirtschaftlichen Perspektiven von Speichern haben sich zwar zuletzt deutlich verbessert, ihr tatsächlicher Hochlauf wird jedoch maßgeblich durch regulatorische und infrastrukturelle

Restriktionen im Netzanschlussprozess begrenzt. Zwei Hemmnisse stehen dabei im Vordergrund: erstens die ineffiziente Allokation knapper Netzanschlusskapazitäten im Rahmen des Windhundverfahrens, das spekulative oder unreife Projekte begünstigen kann, und zweitens real begrenzte Netzkapazitäten infolge eines zeit- und kostenintensiven Netzausbaus. Ohne eine Weiterentwicklung der Anschlussverfahren besteht damit das Risiko, dass volkswirtschaftlich und systemisch vorteilhafte Speicherprojekte nicht oder nicht rechtzeitig realisiert werden.

Vor diesem Hintergrund erscheinen den Reifegrad einbeziehende Netzanschlussverfahren grundsätzlich sinnvoll. Internationale Erfahrungen sowie die in Deutschland diskutierten Reifegradmodelle deuten darauf hin, dass strukturierte Verfahren mit klaren Kriterien, Fristen und Sicherheiten dazu beitragen können, Antragsstaus zu reduzieren, spekulative Reservierungen zu begrenzen und verfügbare Kapazitäten stärker an der Realisierungswahrscheinlichkeit von Projekten auszurichten. Zugleich zeigt die Diskussion, dass stärker formalisiert ausgestaltete Verfahren auch neue Hürden erzeugen können, etwa für kleinere Projektentwickler:innen oder im Zusammenspiel mit Finanzierungsanforderungen. Für Österreich ist daher ein ausgewogener Ansatz entscheidend: Die im EIWG vorgesehene Reihung nach Vorliegen der erforderlichen Genehmigungen ist ein pragmatischer erster Schritt, dessen Wirkung zunächst evaluiert werden sollte, bevor komplexere Priorisierungslogiken eingeführt werden.

Zudem gewinnen FCAs an Bedeutung, weil sie eine effizientere Nutzung bestehender Netzinfrastruktur ermöglichen können. Ihr wesentlicher Vorteil liegt darin, Netzzugang auch unter Knappheitsbedingungen zu eröffnen und Netzausbau zeitlich zu strecken. Gerade für Batteriespeicher erscheint dieses Instrument grundsätzlich geeignet, da ihre Fahrweise häufig mit netzentlastenden Situationen korreliert (FfE, 2026) und typische Ausgestaltung daher vergleichsweise überschaubare Einschnitte bedingen. Zugleich zeigen die Diskussionen, dass ihre möglichen Ausgestaltungen von temporären Leistungsbegrenzungen bis hin zu teils auch dauerhaft netzdienlichen Modellen mit weiterreichenden Kompensationsmöglichkeiten reichen. Allerdings hängt die Wirkung entscheidend von der konkreten Ausgestaltung ab: Übermäßig restriktive oder nicht standardisierte FCA-Modelle können die Umsetzung erschweren, Unsicherheiten erhöhen und damit Investitionen hemmen. Gerade Standardisierungen der FCA-Ausgestaltungen zur Senkung der Transaktionskosten und Sicherstellung einer angemessen

restriktiven Ausgestaltung birgt vor diesem Hintergrund ein signifikantes Potenzial.

Eine Übersicht über die in dieser Studie diskutierten Gründen und Lösungsansätzen für Verzögerungen beim Netzanschluss sind in Tabelle 28 dargestellt.

Tabelle 28 Übersicht über Barrieren und mögliche Lösungsansätze im Netzanschluss

Barriere	Lösungsansätze	Weiterentwicklungsmöglichkeiten
Ungenutzte, aber blockierte Netzkapazitäten	Einbezug des Projektreifegrades in Netzanschlussverfahren (Vermeidung spekulativer Reservierungen)	EIWG erfordert Vorliegen aller erforderlichen Genehmigungen - Wirkung abwarten ggf. weitere Priorisierungsmaßnahmen prüfen (vgl. DE)
	Rücknahme ungenutzter Netzkapazitäten aus bestehenden Anschlüssen	Möglichkeit der Rücknahme von x-Jahre ungenutzter Kapazität aus bestehenden Verträgen (Bsp. Frankreich nach 5 Jahren, red. auf 1,15-Fache Ausnutzung mögl.) ⁵¹ , ⁵²
Tatsächlich knappe Netzkapazität	Flexibler Netzzugang (FCA)	Standardisierung zentraler Bestandteile zur Senkung von Transaktionskosten und Vermeidung sehr restriktiver Ausgestaltungen
	Netzbooster: Effizientere Netznutzung unter Wahrung d. n-1 Sicherheit	Unter eng begrenzten Voraussetzungen theoretisch möglich, konkretisierende Leitlinien wären förderlich
	Weitere Möglichkeiten	Probabilistische Methoden (z.B. In Netzplanung), dynamische Netztarife, erweiterte Ansteuerbarkeit (z.B. Spitzenkappung & regelbare Tarife)

⁵¹ https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Rapports_et_etudes/2025/CRE_RA2024-en.pdf#page=74

⁵² https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Deliberations/2024/241218_2024-229_Evolution_Puissance_Raccordement.pdf

Insgesamt unterstreicht die Analyse die hohe Relevanz effizienter Netzanschlussverfahren und flexibler Anschlussmodelle für den zukünftigen Speicherausbau. Mit den jüngsten regulatorischen Anpassungen wurden erste Schritte zur Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen gesetzt. Deren praktische Umsetzung und Wirkung werden sich im weiteren Verlauf der Marktentwicklung zeigen und können künftig eine wichtige Grundlage für weitere Bewertungen bilden.

5.2 Rechtliche und technische Umsetzbarkeit von Netzboostern

Vor dem Hintergrund des fortschreitenden Ausbaus erneuerbarer Energien und der damit einhergehenden steigenden Anforderungen an einen sicheren, effizienten und flexiblen Netzbetrieb gewinnen innovative netzunterstützende Maßnahmen zunehmend an Bedeutung. Insbesondere Energiespeicherlösungen, die gezielt zur Entlastung bestehender Netzinfrastruktur eingesetzt werden, rücken dabei in den Fokus der energiepolitischen und regulatorischen Diskussion und damit auch die Frage unter welchen Umständen Netzbetreiber Speicher besitzen oder betreiben können. Dabei können Speicher zu verschiedenen Zwecken wie im Übertragungsnetz zum Redispatch oder im Verteilernetz zur Trafoentlastung und Lösung von lokalen Spannungsproblemen eingesetzt werden. Im AIT Projekt SetHUB⁵³ wurde in diesem Kontext der Einsatz netzdienlicher Flexibilitätsoptionen am Beispiel von Elektrolyseanlagen im Verteilernetz umfassend aus regulatorischer und techno-ökonomischer Perspektive untersucht. Ergänzend dazu beleuchtet dieses Kapitel die Konzepte von Netzboostern und Virtual Power Lines, welche insbesondere im Übertragungsnetz zur Überbrückung von Engpässen eingesetzt werden könnten, ordnet deren systemische Funktion ein und analysiert die regulatorischen Rahmenbedingungen in Österreich sowie ausgewählte internationale Anwendungsbeispiele vor dem Hintergrund der europäischen Strombinnenmarktrichtlinie.

⁵³ <https://projekte.ffg.at/projekt/4805446>

5.2.1 Konzept des Netzbooster und Virtual Power Lines

Dieses Kapitel dient dazu, die eng miteinander verwandten Konzepte des Netzboosters und der Virtual Power Line systematisch darzustellen. Beide Ansätze basieren auf dem Einsatz von Energiespeichern zur temporären Entlastung bestehender Netzinfrastruktur, unterscheiden sich jedoch in ihrer betrieblichen Einbindung und Rolle im laufenden Netzbetrieb.

5.2.1.1 Netzbooster

Ziel des Netzbooster-Konzepts ist es, das Netz gegen Leitungsausfälle abzusichern und damit die unter Sicherheitsanforderungen zulässige Auslastung der Leitungen zu erhöhen. Im regulären Netzbetrieb ist ein Netzbetreiber dazu verpflichtet einen sicheren Betrieb zu gewährleisten, selbst wenn eine Leitung ausfallen sollte. Dies bedeutet, dass Leitungen im Normalfall nicht bis zu ihrer maximalen Kapazität ausgelastet sind, da im Falle einer plötzlichen Leitungsstörung der Stromfluss schlagartig auf andere Leitungen umgeleitet wird und diese dadurch ebenfalls überlastet werden könnten. Diese Regel nennt man das N-1 Kriterium.

In Bezug auf Effizienz bedeutet dies aber, dass teilweise günstigere Stromerzeugung aufgrund dieser Redundanz nicht abgerufen werden kann, da eine zusätzliche Einspeisung den Leistungsfluss in bereits stark belasteten Leitungen erhöhen würde und somit die N-1 Sicherheit verletzt wäre. An diesem Punkt setzt der Netzbooster an. In diesem Konzept wird jeweils ein Stromspeicher an beiden Enden einer Leitung oder eines Leitungskorridors installiert. Im Falle eines Leitungsausfalls können diese dann schnell aktiviert werden, wodurch weitere Netzüberlastungen verhindert werden können. Diese Maßnahme kann innerhalb kürzester Zeit umgesetzt werden und ermöglicht auch die Überbrückung von schneller abrufbaren, jedoch teureren Redispatchmaßnahmen (z.B. Gaskraftwerke) hin zu Kraftwerken, die mehr Zeit für das Hochfahren benötigen aber kostengünstiger sind (z.B. Kohlekraftwerke). Diese Stromspeicher werden ausschließlich für kurative Maßnahmen (also erst nach einem Störfall im Netz) zur Netzstabilisierung benützt und nehmen ansonsten im regulären Betrieb nicht am Strommarkt teil. In einem erweiterten Anwendungsrahmen können diese Stromspeicher jedoch auch die Bereitstellung von Blindleistung für die Spannungshaltung, die Bereitstellung von

Momentanreserve für die Erhöhung der Trägheit als auch die Bereitstellung der Kurzschlussleistung im Netzgebiet gewähren.

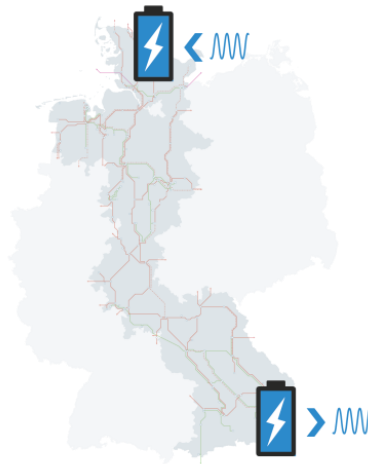


Abbildung 86 Netzboosterkonzept von Tennet GmbH.⁵⁴

Beispiel: In Deutschland betreibt der Übertragungsnetzbetreiber Tennet GmbH im Rahmen dieses Konzepts jeweils eine 100 MW / 100 MWh Batteriespeicheranlage im Norden und Süden (siehe Abbildung 86). Dadurch kann mehr günstige Windkraft abgerufen werden. Sollte es zu einem Leitungsausfall kommen, wird dann mittels der Stromspeicher kurativ so reagiert, dass jene im Norden geladen und jene im Süden entladen wird.

5.2.1.2 Virtual Power Line

Im Gegensatz zum Netzbooster sind Stromspeicher im Virtual Power Line Konzept aktiv am Netzbetrieb beteiligt. Ihre Arbeitsweise beruht darauf, dass bei einer Überschreitung der maximalen Kapazität einer Leitung an beiden Enden dieser Leitung die überschüssige Energie temporär in Stromspeicher gespeichert bzw. aus ihnen entnommen wird. Zu einem späteren Zeitpunkt wird dann diese Energiemenge zwischen den Stromspeicher über die vorher betroffene Leitung ausgetauscht, sodass sie wieder den Ladestand von vor dem Netzbetriebseingriff

54

<https://www.tennet.eu/de/uebertragungsnetz/innovationen-und-flexibilitaet/netzbooster>

erreichen. Die Stromspeicher imitieren somit eine nicht existierende Stromleitung.

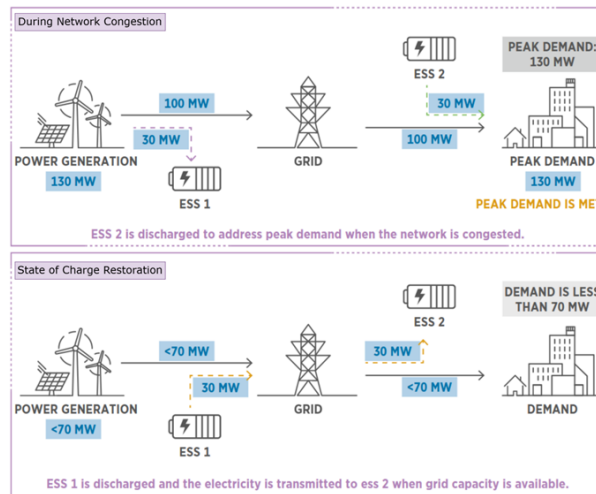


Abbildung 87 Virtual Power Line. Grafik adaptiert aus IRENA Bericht⁵⁵

Beispiel: Wie in Abbildung 87 zu erkennen ist, wird zu einem bestimmten Zeitpunkt eine Leistung von 130 MW benötigt, die verbindende Leitung ist nur für 100 MW ausgelegt. Deshalb lädt eine Batterie temporär mit 30 MW, während die andere 30 MW einspeist. Zu einem späteren Zeitpunkt wird die bereitgestellte Energie zwischen den Stromspeicher ausgetauscht, wodurch beide wieder ihren ursprünglichen Ladestand erreichen. Durch dieses Konzept kann vermieden werden, dass gewisse Kraftwerke abgeregelt und manche hochgefahren werden müssen. Ebenso muss, unter Vernachlässigung von Verlusten, kein zusätzlicher Strom erzeugt werden, da die zuvor produzierte Energie lediglich zeitlich verschoben wird. Somit nehmen die Stromspeicher nicht aktiv am Markt teil, sondern agieren nur netzdienlich und können daher vom Netzbetreiber betrieben werden.

Beide Methoden stellen kostengünstige Maßnahmen zur Unterstützung des bestehenden Stromnetzes dar, bis der erforderliche Netzausbau umgesetzt wurde. Darüber hinaus können die Stromspeicher nach Abschluss des Leitungsausbaus an andere Standorte zur nächsten Leitungsunterstützung

55

https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jul/IRENA_Virtual_power_lines_2020.pdf

verlagert werden, wodurch sich ihre netzdienliche Einsatzdauer und Abschreibungszeitraum verlängert.

5.2.2 Strombinnenmarktrichtlinie – Regelungen zum Eigentum von Energiespeicheranlagen durch Netzbetreiber

Der Besitz und Betrieb von Energiespeicheranlagen durch Netzbetreiber wird in Artikel 36 (Verteilernetzbetreibern) und Artikel 54 (Übertragungsnetzbetreibern) der Richtlinie (EU) 2019/944 (nachfolgend Strombinnenmarktrichtlinie genannt) geregelt. Hier stellen jeweils Artikel 36 (Verteilernetzbetreiber) und Artikel 54 (Übertragungsnetzbetreiber) fest, dass Netzbetreiber nicht Eigentümer:in von Energiespeicheranlagen sein oder diese Anlagen errichten, verwalten oder betreiben dürfen, außer es handelt sich um vollständig integrierte Netzkomponenten (und die Regulierungsbehörde hat ihren Einsatz genehmigt) oder die Regulierungsbehörde eine Ausnahmegenehmigung erteilt hat.

Bei einer vollständig integrierte Netzkomponente handelt es sich nach Art. 2 Z 51 der Strombinnenmarktrichtlinie um eine Netzkomponenten, die in das Übertragungs- oder Verteilernetz integriert sind, einschließlich Energiespeicheranlagen, und die ausschließlich der Aufrechterhaltung des sicheren und zuverlässigen Betriebs des Übertragungs- oder Verteilernetzes und nicht dem Systemausgleich- oder Engpassmanagement dienen;

Für die Ausnahmegenehmigung muss Folgendes gegeben sein:

1. Anderen Parteien, die ein offenes, transparentes und diskriminierungsfreies Ausschreibungsverfahren durchlaufen haben, das der Überprüfung und Genehmigung durch die Regulierungsbehörde bedarf, wurde nicht das Recht gewährt, Eigentümer:in solcher Anlagen zu sein bzw. diese Anlagen zu errichten, zu verwalten oder zu betreiben, oder sie konnten diese Leistungen nicht zu angemessenen Kosten und nicht rechtzeitig erbringen;
2. Solche Anlagen oder nicht frequenzbezogene Systemdienstleistungen sind notwendig, damit Netzbetreiber ihre Verpflichtungen im Rahmen dieser Richtlinie zur Aufrechterhaltung eines leistungsfähigen, zuverlässigen und sicheren Betriebs der Übertragungsnetze erfüllen, und

solche Anlagen und Dienste werden nicht verwendet, um Elektrizität auf Strommärkten zu kaufen oder zu verkaufen.

Weiters, führt die Regulierungsbehörde in regelmäßigen Abständen oder mindestens alle fünf Jahre eine öffentliche Konsultation zu den vorhandenen Energiespeichieranlagen durch, um das mögliche Interesse Dritter und die mögliche Verfügbarkeit an Investitionen in solche Anlagen zu prüfen. Deutet die öffentliche Konsultation gemäß der Bewertung durch die Regulierungsbehörde darauf hin, dass Dritte in kosteneffizienter Weise in der Lage sind, Eigentümer:in solcher Anlagen zu sein oder solche Anlagen zu errichten, zu betreiben oder zu verwalten, so stellen die Regulierungsbehörden sicher, dass die darauf bezogenen Tätigkeiten der Übertragungsnetzbetreiber binnen 18 Monaten schrittweise eingestellt werden. Als Teil der Bedingungen für dieses Verfahren können die Regulierungsbehörden es den Netzbetreibern gestatten, einen angemessenen Ausgleich zu erhalten, insbesondere um den Restwert ihrer Investitionen in Energiespeichieranlagen zu decken.

Diese Richtlinie wurde in nationales Recht umgesetzt und besteht in sämtlich betrachteten Ländern.

5.2.3 Regulatorik in Österreich

Die folgenden Ausführungen beziehen sich auf das beschlossene Elektrizitätswirtschaftsgesetz. Dies bezieht sich im 8. Teil auf die Energiespeicherung mit den relevanten Paragraphen 88 bis inklusive 90.

Gemäß § 89 ist es Netzbetreibern grundsätzlich nicht gestattet, Eigentümer:in von Speichieranlagen zu sein oder diese zu errichten, verwalten oder zu betreiben. Ausnahmen bestehen jedoch, wenn:

- Die Regulierungsbehörde feststellt, dass es sich um eine vollständig integrierte Netzkomponente handelt, oder
- eine Ausnahmegenehmigung nach § 89 Abs. 2 erteilt wurde.

Beide Fälle werden in den folgenden Kapiteln genauer beleuchtet.

5.2.3.1 Vollständig Integrierte Netzkomponente

Bei einer vollständig integrierten Netzkomponente (VINK) greift § 6 Abs. 1 Z 172:

„vollständig integrierte Netzkomponenten“ [sind] Netzkomponenten, einschließlich Energiespeichieranlagen, die in das Übertragungs- oder Verteilernetz integriert sind, ausschließlich der Aufrechterhaltung des sicheren und zuverlässigen Betriebs des Übertragungs- oder Verteilernetzes und nicht dem Systemausgleich- oder Engpassmanagement dienen und deren Lade- und Entladezeiten im regulären Betrieb deutlich unter der Dauer eines Marktintervalls liegen“.

Hierbei dürfen Stromspeicher nur den sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb dienen und nicht dem Systemausgleichs- oder Engpassmanagement. Ebenso muss die Speicher-Aktivierung deutlich unter der Dauer eines Marktintervalls (gemäß Art. 53 Verordnung (EU) 2017/2195 beträgt dieses 15min) liegen.

Da Stromspeicher in beiden Fällen (Netzbooster und Virtual Power Line) zum Engpassmanagement genutzt werden, erfüllen diese die Kriterien für eine VINK nicht. Hinzugefügt sei, dass es sich bei „und deren Lade- und Entladezeiten im regulären Betrieb deutlich unter der Dauer eines Marktintervalls liegen“ um einen Zusatz im österreichischen Recht handelt. Dieser findet sich nicht in der Strombinnenmarktrichtlinie oder im deutschen Energiewirtschaftsgesetz, welche jeweils den Gegenstand einer VINK definieren.

5.2.3.2 Ausnahmegenehmigung nach § 89 Abs. 2

Für eine Ausnahme müssen alle folgenden Punkte gegeben sein:

- Die Anlage ist notwendig, damit der Netzbetreiber seine Verpflichtungen zur Aufrechterhaltung eines leistungsfähigen, zuverlässigen, kosteneffizienten und sicheren Netzbetriebs erfüllen kann.
- Sie darf nicht für den Kauf und Verkauf von Strom auf den Strommärkten verwendet werden.
- Darüber hinaus hat der Netzbetreiber ein offenes, transparentes und diskriminierungsfreies Ausschreibungsverfahren durchzuführen, um festzustellen, ob ein am Markt tätiges Unternehmen die für den Netzbetrieb erforderliche Speicheranlage errichten, besitzen und

betreiben kann. Dabei genehmigt die Regulierungsbehörde vorab die Ausschreibungsbedingungen mit Bescheid, insbesondere im Hinblick auf den Leistungsgegenstand, die Zuschlagskriterien und den Verfahrensablauf. Maßgeblich ist somit nicht nur die Durchführung einer Ausschreibung, sondern die behördliche Genehmigung der konkreten Ausgestaltung der Bedingungen.

- Eine Ausnahme kommt nur dann in Betracht, wenn im Rahmen dieses Verfahrens keinem Teilnehmenden der Zuschlag erteilt werden kann. Dies ist insbesondere dann der Fall, wenn kein geeignetes Angebot eingeht oder die ausgeschriebene Leistung weder zu angemessenen Kosten noch innerhalb eines sachlich vertretbaren Zeitrahmens erbracht werden könnte. Zusätzlich ist vorab eine Alternativprüfung vorzunehmen, um festzustellen, ob andere geeignete Maßnahmen oder marktbasierten Lösungen zur Verfügung stehen, die den netzbetrieblichen Bedarf decken könnten.
- Schließlich hat die Regulierungsbehörde die Notwendigkeit der Ausnahme insgesamt zu prüfen und das durchgeführte Ausschreibungsverfahren einschließlich seiner Bedingungen zu bewerten. Zudem hat sie Leitlinien für die Anwendung dieser Bestimmungen zu erlassen, wobei zu klären ist, ob entsprechende Leitlinien bereits vorliegen.

In dem erwähnten Ausschreibungsverfahren muss genau definiert sein, für welche technischen Zwecke die Energiespeicheranlage verwendet werden soll und es muss geprüft werden, ob es nicht marktbasierte günstigere Alternativen gibt.

Weiters hat nach fünf Jahren eine öffentliche Konsultation zu den vorhandenen Energiespeicheranlagen stattzufinden, in welcher potenzielle Investierende ihr Interesse für die Errichtung, Verwaltung oder Betrieb der Anlage bekunden können. Stellt die Regulierungsbehörde ein Interesse fest, ist der Netzbetreiber aufgefordert, ein offenes, transparentes und diskriminierungsfreies Verfahren abzuhalten, bei welchem nach Zuschlag binnen 18 Monaten den Betrieb einzustellen hat. Hierbei kann die Regulierungsbehörde dem Netzbetreiber gestatten, einen angemessenen Ausgleich des Restbuchwertes der Investitionen zu fordern. Zu diesem Punkt gibt es nur Ausnahmen, wenn die

Investitionsentscheidung im Verteilernetz vor dem 4. Juli 2019 bzw. im Übertragungsnetz bis zum 31. Dezember 2024 getroffen wurde.

Wurde eine Ausnahmegenehmigung erteilt, so muss der Netzbetreiber den Verpflichtungen in § 90 nachkommen. Eine überblicksartige Zusammenfassung der möglichen regulatorischen Pfade zu Netzboostern / Virtual Power Lines ist in Abbildung 88 Überblick über regulatorische Optionen für Speicherbetrieb von Netzbetreibern nach dem ElWG adaptiert aus (Fink et al., 2025). dargestellt.

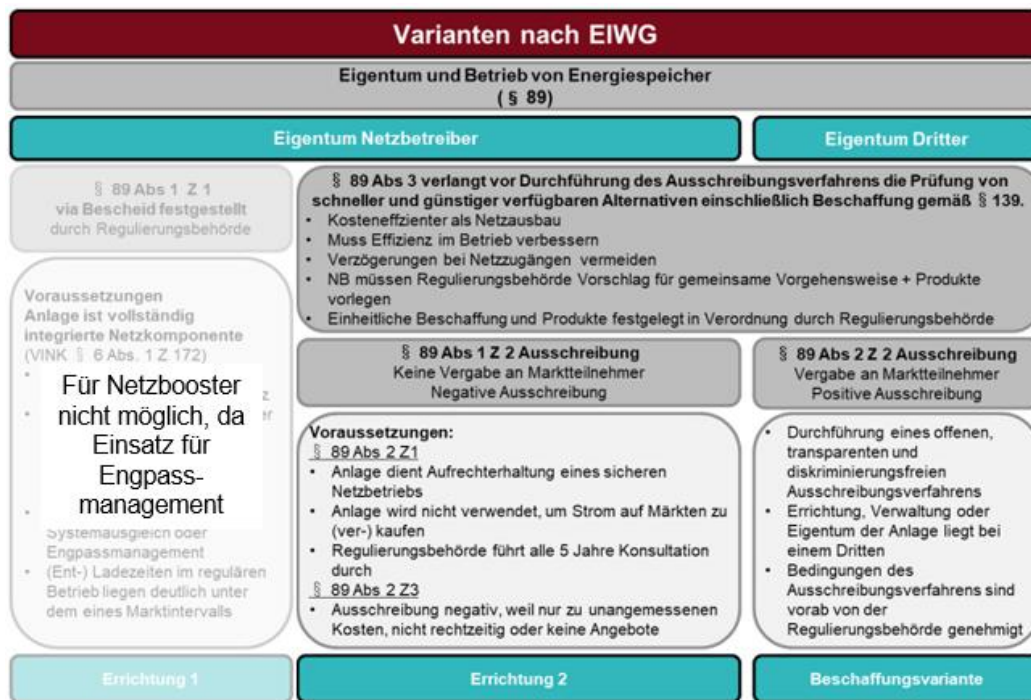


Abbildung 88 Überblick über regulatorische Optionen für Speicherbetrieb von Netzbetreibern nach dem ElWG adaptiert aus (Fink et al., 2025).

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass das Konzept eines Netzboosters und der Virtual Power Line eines Netzbetreibers grundsätzlich zulässig ist. Dabei stellt jedoch nur die negative Ausschreibung eine Möglichkeit zur Realisierung durch den Netzbetreiber dar, da diese Konzepte keine vollständig integrierten Netzkomponenten sein können. Eine Genehmigung erfolgt nur, wenn eine Notwendigkeit für einen leistungsfähigen, zuverlässigen, kosteneffizienten und sicheren Netzbetrieb aufgezeigt werden kann, wobei dies bereits eine schwer kalkulierbare Einschränkung darstellt.

Zusätzlich stellt die Reduktion der Netznutzungsentgelte, da es sich hierbei um einen „netzdienlichen, kontrahierte Speicher“ handelt, dabei einen zusätzlichen Faktor dar, der gegen das Eintreten einer negativen Ausschreibung spricht. Sie verbessert den Business Case eines dritten Betreibers und verringert damit die Wahrscheinlichkeit, dass im Ausschreibungsverfahren keine wirtschaftlich tragfähigen Angebote abgegeben werden.

Eine weitere Hürde ist die öffentliche Konsultation nach fünf Jahren, welche ein signifikantes Investitionsrisiko darstellt.

5.2.4 Beispiele Europäischer Nachbarländer

5.2.4.1 Deutschland

In Deutschland betreiben TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH jeweils eine Netzbooster-Pilotanlage. Auch die Amprion GmbH plant bis spätestens 2028 ein ähnliches Projekt in Betrieb zu nehmen, welches auch teilweise marktbasiert agieren wird.

- Der Netzbooster von TenneT besteht aus zwei Stromspeicher mit jeweils 100 MW / 100 MWh im Norden (Audorf, Schleswig-Holstein) und Süden (Ottenhofen, Bayern) Deutschlands.
- Der Netzbooster von TransnetBW setzt sich nur aus einer Batterie mit 250 MW / 250 MWh am Standort Kupferzell (Baden-Württemberg) zusammen. Im Fehlerfall wird die Einspeisung vor dem Engpass reduziert, während die Batterie hinter dem Engpass einspeist.
- Bei Amprion ist geplant den Netzbooster auf 250 MW auszulegen, wobei dieser aus fünf Modulen mit jeweils 50 MW bestehen wird. Diese werden im Verteilnetz in Bayerisch-Schwaben an verschiedenen wichtigen Knotenpunkten installiert. Die Speicher werden in den Wintermonaten von Amprion verwaltet, wobei diese auch vom Verteilnetzbetreiber LEW Verteilnetz (LVN) zur Stabilisierung und besseren Auslastung des Verteilnetzes genutzt werden dürfen. Im Sommer kann EDF power solutions Deutschland GmbH Services der Speicher am Markt anbieten. Dies soll den volkswirtschaftlichen Nutzen erhöhen. Das modulare Konzept vereinfacht nicht nur den Anschluss ans Netz, da verfügbare

Kapazitäten besser genutzt werden können, es fallen deshalb auch geringere Netzanschlusskosten an. Für das Projekt wurde eine eigene Projektgesellschaft mit dem Namen EDF RE Speicherprojekte 1 GmbH & Co. KG gegründet.

Alle drei Projekte werden mit Stromspeicher von Fluence realisiert.

Laut dem Energiewirtschaftsgesetz in Deutschland sind nach §11b Ausnahme für Energiespeicheranlagen geregelt. Dieses besagt, dass ähnlich wie in Fall Österreich ein Netzbetreiber nur dann eine Speicheranlage errichten, verwalten oder betreiben darf, wenn:

1. Die Regulierungsbehörde dies nach §11b Absatz 2 auf Antrag des Netzbetreibers genehmigt hat oder
2. Es sich um eine vollständig integrierte Netzkomponenten handelt.

Nach §11b Absatz 2 wird eine Genehmigung erteilt, wenn:

1. Diese Anlage notwendig ist um das Netz definiert in §11 Absatz 1 Satz 1 in effizienter Weise betreiben zu können und
2. Nicht mit der Anlage mittels Stromkauf und/oder -verkauf am Markt teilnimmt.
3. Es ein offenes, transparentes und diskriminierungsfreies Ausschreibungsverfahren nach § 11a gegeben hat und hierbei der Zuschlag nicht an einen Dritten ging aufgrund oder dieser die Dienstleistung nicht oder nicht rechtzeitig erbringen kann.

Genau wie in Österreich wird von der Regulierungsbehörde alle fünf Jahre eine öffentliche Konsultation durchgeführt, ob Dritte zu angemessenen Kosten unter Berücksichtigung der Anforderungen an die Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in der Lage sind, Eigentümer:in der Anlage zu sein, diese zu verwalten und zu betreiben. Ist dies der Fall hat der Netzbetreiber auszuschreiben und nach Zuschlag innerhalb von 12 Monaten an den Dritten nach Zahlung des Restbuchwertes zu übergeben. Jedoch darf, wenn mit dem Netzbetreiber ein Dienstleistungsvertrag besteht, weder ganz noch teilweise die Leistung oder Arbeit der Anlage auf den Strommärkten veräußert werden für mindestens fünf Jahre. Ausnahmen für den

Konsultationsprozess ist wie in Österreich, dass die Investitionsentscheidung im Verteilernetz vor dem 4. Juli 2019 bzw. im Übertragungsnetz bis zum 31. Dezember 2024 getroffen wurde oder die Anlage ausschließlich der reaktiven unmittelbaren Wiederherstellung des sicheren und zuverlässigen Netzbetriebs dient.

Die Bundesnetzagentur hat in zwei Fällen Netzbetreibern genehmigt Batteriespeicher zu besitzen. Die Genehmigungen sind öffentlich einsehbar⁵⁶. Ausschlaggebend für die Genehmigung war in beiden Fällen, dass der Nachweis der Notwendigkeit der Speicherkomponenten der Netzbooster-Pilotanlagen schon dadurch erbracht wurde, dass die Bundesnetzagentur das gegenständliche Netzbooster-Pilotprojekt bereits im NEP 2019-2030 und zuletzt im NEP 2021-2035 auf eben diese Bedarfsgerechtigkeit hin geprüft und bestätigt hat.

Weiters wird festgehalten, dass die Anlage der Erprobung und Umsetzung der Einbindung neuer, kurativer Netzbetriebsführungs-techniken in die Leitsysteme der Antragstellerin diene. Sie ermögliche es der Antragstellerin, bestehende Leistungen höher auszulasten, schnell auf Störungen im Übertragungsnetz zu reagieren und den durch eine Störung verursachten Überlastungen entgegenzuwirken.

Zusammenfassend wurden die Genehmigungen in Deutschland wesentlich erteilt, da die Projekte bereits im Netzentwicklungsplan geprüft und als bedarfsgerecht bestätigt waren. Auf dieser Grundlage konnten auch die weiteren gesetzlichen Kriterien nachvollziehbar nachgewiesen und erfüllt werden.

5.2.4.2 Frankreich

In Frankreich betreibt RTE ein Virtual Power Line Projekt unter dem Namen RINGO. Dieses besteht aus zwei Stromspeicher mit jeweils 10 MW / 30 MWh und einer mit 12 MW / 37 MWh. Diese drei Stromspeicher sind an verschiedenen Standorten (Bellac, Vingeane und Windward) installiert. An allen drei Standorten ist derzeit ein starker Ausbau der erneuerbaren Energien zu verzeichnen.

⁵⁶<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Entflechtung/AbgeschlosseneVerfahren/Artikel.html>

Der Code de l'énergie, Artikel L. 352 2 basiert auf Artikel 36 Absatz 2 oder Artikel 54 Absatz 2 der Strombinnenmarkttrichtlinie regelt daher ident wie vorher erwähnt für Österreich und Deutschland.

Analog dazu hat der Antragsteller (RTE) der Regulierungsbehörde (CRE) glaubwürdig die Notwendigkeit präsentiert, wozu im Gegensatz zu den deutschen Genehmigungen leider keine öffentlichen Dokumente mit Details zur Verfügung stehen. Jedoch kann dem Deliberation N°2020-132 von CRE entnommen werden, dass in der anfänglichen Betriebsphase des RINGO-Projekts, die maximal drei Jahre dauern wird, die Stromspeicher von RTE im „virtuellen Netzbetrieb“ betrieben werden. Dieser Betriebsmodus sieht vor, dass die Stromspeicher aller Standorte so geladen oder entladen werden, dass die Einspeisung den Entnahmen zu jedem Zeitpunkt entspricht. In einer zweiten Betriebsphase werden die im Rahmen des RINGO-Projekts eingesetzten Stromspeicher von Dritten für potenziell vielfältige Zwecke genutzt, wie z. B. Frequenzregelung, Spannungsregelung, Leistungs-Verbrauchs-Ausgleich, Engpassmanagement, Energiehandel usw. RTE gibt an, dass die Übertragungsbedingungen auf der Grundlage von Faktoren wie dem Zustand der Stromspeicher, den Ergebnissen technischer Versuche, der Wirtschaftlichkeitsbewertung und zukünftigen Vorschriften festgelegt werden.

5.2.5 Conclusio

Die Ermöglichung von Netzboostern und Virtual Power Lines ist aus systemischer Perspektive grundsätzlich sinnvoll. Beide Konzepte adressieren eine zentrale Herausforderung der Energiewende: die zeitliche und räumliche Entkopplung von Erzeugung und Netzkapazität unter Einhaltung hoher Sicherheitsstandards. Als kurative, flexible Instrumente haben sie das Potenzial bestehende Netzinfrastruktur effizienter nutzen, Redispatchkosten senken und Zeit für den notwendigen Netzausbau gewinnen.

Internationale Beispiele in Nachbarländern zeigen, dass solche Ansätze regulatorisch umsetzbar sind, sofern sie klar im Rahmen der EU-Regulatorik verankert werden. In Deutschland wurde der Einsatz von Netzboostern regulatorisch dadurch ermöglicht, dass Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen des Energiewirtschaftsgesetzes (§ 11b EnWG) gegenüber der Bundesnetzagentur die Notwendigkeit von Speicheranlagen für einen effizienten, sicheren und

zuverlässigen Netzbetrieb darlegen konnten. Die Bedarfslage wurde dabei unter anderem durch vorgelagerte systemische Analysen im Rahmen der Netzplanung untermauert. Zentrale Voraussetzungen blieben die Nichtteilnahme am Stromhandel, ein diskriminierungsfreies Ausschreibungsverfahren, sowie die behördliche Genehmigung. Frankreich verfolgt mit RINGO einen Virtual-Power-Line-Ansatz, der schrittweise von einem rein netzdienlichen Betrieb zu einer stärkeren Einbindung Dritter übergeht. Beide Fälle basieren unmittelbar auf der Strombinnenmarktrichtlinie und scheinen daher grundsätzlich auf Österreich übertragbar.

Für Österreich ist festzuhalten, dass Netzbooster und Virtual Power Lines regulatorisch zwar möglich sind, jedoch nur unter klar definierten und eng begrenzten Voraussetzungen. So ist es erforderlich ein offenes, transparentes und diskriminierungsfreies Ausschreibungs- und gegebenenfalls Konsultationsverfahren durchzuführen, um zu prüfen, ob ein marktaktives Unternehmen die erforderliche Leistung erbringen kann. Dieses Verfahren muss ergebnislos verlaufen sein, denn im Erfolgsfall ist der Netzbetreiber nicht berechtigt, selbst tätig zu werden.

Zudem erscheint eine schrittweise Weiterentwicklung des regulatorischen Rahmens sinnvoll, etwa durch die stärkere Verankerung entsprechender Konzepte in der Netzplanung, durch klarere Auslegungskriterien für integrierte Netzkomponenten, sowie durch begleitete Pilotanwendungen als Lernprozesse für Regulierungsbehörde und Marktteilnehmer:innen. Vor dem Hintergrund der angestrebten Rechtssicherheit wäre es zudem förderlich, wenn die Regulierungsbehörde die Anwendung der bestehenden Vorgaben durch weiterführende, konkretisierende Leitlinien unterstützt. Die konkrete Nutzung von Netzboostern, insbesondere die Abwägung gegen andere Maßnahmen, obliegt anschließend den Netzbetreibern, die Systemnutzen und wirtschaftliche Effizienz austarieren.

5.3 Aktivierung der Potenziale bidirektionalen Ladens

Das bidirektionale Laden (Vehicle-to-Grid, Vehicle-to-Home, Vehicle-to-Building) eröffnet die Möglichkeit, Elektrofahrzeuge nicht nur als Verbraucher:innen, sondern als dezentrale, mobile Stromspeicher in das Energiesystem zu

integrieren. Angesichts des raschen Hochlaufs batterieelektrischer Fahrzeuge entsteht ein erhebliches Flexibilitätspotenzial, das zur Netzstabilisierung, Integration erneuerbarer Energien und Reduktion von Systemkosten beitragen kann.

Studien zeigen, dass bidirektionales Laden sowohl systemisch als auch individuell wirtschaftliche Vorteile generieren kann. Neben Arbitragegewinnen am Strommarkt und mögliche zukünftigen Erlösen aus der Bereitstellung von Regelenergie bestehen Einsparpotenziale durch Eigenverbrauchsoptimierung (insbesondere in Kombination mit PV-Anlagen). Gleichzeitig wird deutlich, dass regulatorische, technische und marktliche Rahmenbedingungen bislang eine breite Skalierung hemmen.

Konkret kann bidirektionales Laden insbesondere folgende systemische Funktionen erfüllen:

- **Integration erneuerbarer Energien** u. a. durch marktbasierende Optimierung (z. B. Spot- und Intraday-Märkte) mittels Zwischenspeicherung und Rückspeisung.
- **Reduktion von Lastspitzen** durch Entlastung von Verteilnetzen durch netzdienliches Entladen in Hochlastzeiten.
- **Substitution stationärer Speicher:** Reduktion des Ausbaubedarfs zusätzlicher Batteriespeicher durch Nutzung bestehender Fahrzeugbatterien.

Mit zunehmender Durchdringung bidirektional fähiger Fahrzeuge steigt das theoretische Flexibilitätspotenzial erheblich. Dieses Potenzial ist jedoch abhängig von Verfügbarkeit, Nutzerakzeptanz, Standardisierung, Regulierung sowie wirtschaftlichen Anreizen.

5.3.1 Theoretische Potenziale

Im Projekt Speicherpot⁵⁷ wurde in diesem Kontext ein praktischerweise nutzbares Potenzial für Speicherleistung und Kapazität bestimmt, welches in Abbildung abgebildet ist. Die dargestellten Werte sind als Obergrenze der praktisch reali-

⁵⁷ <https://projekte.ffg.at/projekt/5132035>, Zwischenergebnisse präsentiert auf der EnInnov 2026

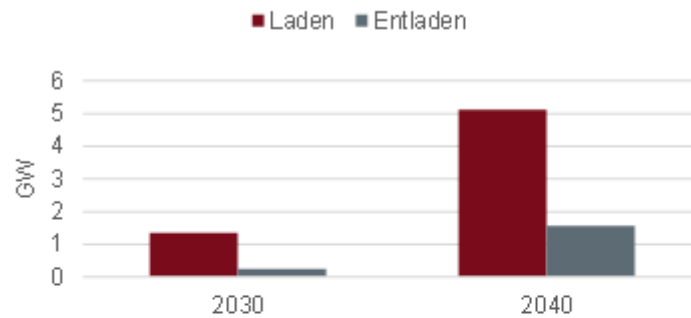
sierbaren Potenziale zu verstehen. Sie sind nicht als Prognose eines zu erwartenden Ausbaus zu interpretieren, sondern als technologiespezifische Potenzialabschätzung unter derzeit bekannten Rahmenbedingungen. Ausgangspunkt für die dargestellten Zahlen ist der Fahrzeugbestand von ca. 5,2 Mio und ein Anteil an Elektrofahrzeugen, welcher von 22% (2025) linear auf 90% (2035) ansteigt. Zudem wurden Annahmen zu Anschlussfaktor, Ladestand und Faktoren für die V2G-Technik (über die Jahre ansteigend) und Userbereitschaft getroffen. Die Methodik, sowie verwendete Faktoren sind in Abbildung 89 dargestellt.



Abbildung 89 Methodik der Potenzialabschätzung für Bidirektionales Laden

Daraus ergeben sich wie beschrieben folgende Potenziale:

SPEICHERLEISTUNG [GW]



SPEICHERKAPAZITÄT [GWh]

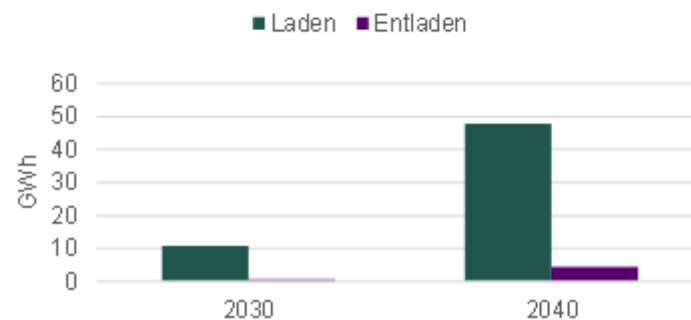


Abbildung 90 Optimistische Schätzung der Potenziale für Speicherleistung und Kapazität aus bidirektionalem Laden (Projekt Speicherpot)

Eine weitergehende Detaillierung erfolgt im weiteren Speicherpot Projektverlauf im Rahmen einer noch ausstehenden Systemmodellierung. Dabei werden unterschiedliche Speicherklassen gemeinsam betrachtet und ihre Rolle im Gesamtsystem analysiert. Ziel dieser Modellierung ist es, innerhalb der zuvor abgeschätzten technologischen Obergrenzen ein systemisches Optimum zu bestimmen, das die Wechselwirkungen zwischen Speichertechnologien, Strommarkt und Energiesystem berücksichtigt.

Praktisch ergibt sich für V2G ergibt sich insbesondere eine Konkurrenzsituation mit Heimspeichern, da ihr primärer Nutzen nicht systemisch, sondern endkund:innenseitig motiviert ist. Sie konkurrieren in diesem Use Case untereinander, da eine durchschnittliche Autobatterie mit 60kWh (in 2023) und zukünftig

(90 kWh in den 2030er Jahren)⁵⁸, verglichen mit den 13.5 kWh eines durchschnittlichen Heimspeichers (BMWET & AEA, 2025) über erhebliche Kapazitäten verfügt. Mit zunehmender Verbreitung bidirektionaler Ladeinfrastruktur könnten Fahrzeugbatterien perspektivisch eine teilweise Alternative zu Haushaltsbatterien darstellen. Dies ist aber stark abhängig vom jeweiligen Nutzerverhalten, wenn das Auto z.B. während Zeiten der PV-Eigenerzeugung nicht zur Verfügung steht, sind Potenziale deutlich begrenzt.

Die dargestellten Ergebnisse zeigen, dass die theoretischen Potenziale enorm sind. Gleichzeitig sind sie in der Realisierung aufgrund von verschiedenen Barrieren mit einer hohen Unsicherheit verbunden. Diese Barrieren werden im folgenden Zusammengefasst.

5.3.2 Barrieren und Lösungsansätze

Die zentralen Barrieren sind in dieser Studie in 4 Gruppen aufgeteilt:

- 1) Regulatorische Unsicherheiten,
- 2) Technische und standardisierungsbezogene Herausforderungen,
- 3) Marktliche und wirtschaftliche Hemmnisse und
- 4) Nutzerbezogene Aspekte.

Bei **1) Regulatorische Unsicherheiten** zählen insbesondere die unklare energierechtliche Einordnung von rückgespeistem Stromsowie die Gefahr einer Doppelbelastung durch Netzentgelte, Abgaben und Steuern. Zudem bestehen Unklarheiten hinsichtlich der energierechtlichen Einordnung von bidirektionalen Ladepunkten, insbesondere in der Abgrenzung zwischen Verbrauchs- und Erzeugungsanlage. Darüber hinaus stellt die praktische Ausgestaltung des Netzzugangs sowie der Marktzugang zu Regelenergiemärkten für kleinere Akteur:innen und aggregierte Einheiten weiterhin eine Herausforderung dar. Zwar wurden in den letzten Jahren regulatorische Anpassungen zur Öffnung der Märkte für Aggregatoren vorgenommen, jedoch bestehen weiterhin hohe Anforderungen an Präqualifikation, Messkonzepte und Verfügbarkeit, die insbesondere für verteilte und mobile Speicher schwer umzusetzen sind. Insbesondere die inhärente Mobilität des Speichers, welcher zu verschiedenen

⁵⁸ <https://www.dnv.com/energy-transition/battery-recycling-in-europe/>

Zeiten an verschiedenen Orten ein- & potenziell in Zukunft zurückspeisen kann, erschwert eine Einordnung in klassische Regulatorik signifikant.

Die zweite Gruppe betrifft **2) technische und standardisierungsbezogene Herausforderungen**. Relevante Standards, wie ISO 15118-20, sind noch nicht flächendeckend implementiert. Die Norm definiert die Kommunikationsschnittstelle zwischen Elektrofahrzeug und Ladeinfrastruktur und schafft damit die Grundlage für Funktionen wie automatisierte Authentifizierung sowie bidirektionalen Energiefluss für V2G-Anwendungen. Zudem bestehen Defizite in der Interoperabilität zwischen Fahrzeugen, Ladeinfrastruktur, Charging Point Operators (CPOs), Aggregatoren und Netzbetreibern. Hinzu kommt die bislang begrenzte Verfügbarkeit bidirektional ausgelegter Ladeinfrastruktur, was die praktische Umsetzung von V2G-Anwendungen einschränkt.

3) Marktliche und wirtschaftliche Hemmnisse stellen eine weitere wesentliche Hürde dar. Die Investitionskosten für bidirektionale Wallboxen sind derzeit vergleichsweise hoch, während belastbare und langfristig kalkulierbare Erlösmodelle vielfach fehlen. Darüber hinaus existieren bislang nur in Ansätzen geeignete Aggregationsmodelle für Haushalte und E-Autos, die eine sinnvolle wirtschaftliche Anbindung von Flexibilität ermöglichen. Zusätzlich führt die bislang geringe Verbreitung dynamischer Stromtarife dazu, dass für Endkund:innen häufig nur begrenzte ökonomische Anreize für zeitlich optimiertes oder gesteuertes Laden bestehen. Ebenso ist, wie in den Kapiteln zur Wirtschaftlichkeit von Speichern gezeigt, unter aktuellen Netzentgelten die reine Energiearbitrage nur begrenzt wirtschaftlich sinnvoll. Eine Befreiung von Netzentgelten im Rahmen der aktuell diskutierten Kriterien zur Systemdienlichkeit⁵⁹ ist nicht zu erwarten, weswegen kurz und mittelfristig hinsichtlich der Rückspeisung hauptsächlich Vehicle-to-home Anwendungen interessant erscheinen.

Schließlich spielen **4) nutzerbezogene Aspekte** eine entscheidende Rolle. Die Informationslage ist häufig begrenzt, insbesondere hinsichtlich möglicher Auswirkungen auf die Batteriealterung. Gleichzeitig mangelt es an transparenten und leicht verständlichen Vergütungsmechanismen. Die Komplexität

⁵⁹ Bezogen auf die erste Spezifikation der Econtrol in ihrer Marktkonsultation zur SNE-GV Teil 2 vom 27.02.2026 https://www.e-control.at/documents/1785851/0/Marktkonsultation+SNE-GV+Teil+2_20260227_1v0+%281%29.pdf/9c802d26-2240-f5b0-835f-aff7d81cbc83?t=1772185696311

dynamischer Tarife stellt für viele Endkund:innen eine zusätzliche Eintrittsbarriere dar und erschwert eine aktive systemnützliche Teilnahme.

Zusammenfassend, sind in Tabelle 29 die Barrieren und Lösungsansätze für die Aktivierung der Potenziale bidirektionalen Ladens aufgelistet.

Tabelle 29 Barrieren und Handlungsempfehlungen für die Aktivierung der Potenziale bidirektionalen Ladens.

Schnittstelle	Zentrale Barriere	Lösungsansätze
Fahrzeug ↔ Ladeinfrastruktur	Fehlende Standardisierung und Interoperabilität	Verbindliche Implementierung von ISO 15118-20 ⁶⁰ ; Förderung interoperabler Testumgebungen
Endkund:in ↔ Netzbetreiber	Unsicherheit bei Netzanschlussbedingungen und Netzentgelten	Einführung flexibler Netzanschlussvereinbarungen (Flexible Connection Agreements); netzdienliche Tarifmodelle
Endkund:in ↔ Netzbetreiber	Gefahr der Doppelbelastung	Klarstellung der steuerlichen Behandlung; Befreiung netzdienlicher Rückspeisung von Mehrfachbelastungen
Endkund:in ↔ Netzbetreiber	Geeignete Messkonzepte für bidirektionale Ladeinfrastruktur	Beschleunigter Rollout intelligenter Messsysteme (Smart Meter) sowie Standardisierung von Mess- und Kommunikationsschnittstellen
Endkund:in ↔ Markt	Geringe Transparenz zu Erlösen	Entwicklung standardisierter Vergütungsmodelle und transparenter Erlösdarstellung
Aggregator ↔ Regulierung	Hohe Präqualifikationshürden	Vereinfachung der Präqualifikationsprozesse und Weiterentwicklung von Aggregationsmodellen für verteilte und mobile Einheiten

⁶⁰ <https://www.iso.org/standard/77845.html#:~:text=ISO%2015118-20:2022%20is%20an%20international%20standard%20that,Detect%20a%20vehicle%20in%20a%20communication%20network>

Wie in Tabelle 29 gezeigt, sind zur Skalierung des bidirektionalen Ladens rechtliche Klarstellungen und eine gezielte Entbürokratisierung erforderlich. Dazu zählen insbesondere die Vermeidung von Doppelbelastungen bei Netzentgelten, Abgaben und Steuern, sowie eine klare energierechtliche Definition von Elektrofahrzeugen als Speicher. Im Bereich der Präqualifikation bestehen bereits geeignete Rahmenbedingungen, jedoch bleiben insbesondere Anforderungen an Verfügbarkeit, Baseline-Definition, Steuerbarkeit und Messung für mobile Speicher herausfordernd. Ergänzend dazu braucht es geeignete Anreizsysteme durch eine stärkere Marktintegration, oder durch die Einführung dynamischer Netzentgelte zur Beanreizung netzdienlichen Verhaltens.

Parallel dazu sind technische Standardisierung und Interoperabilität konsequent voranzutreiben. Die beschleunigte Implementierung von ISO 15118-20, offene und standardisierte Schnittstellen zwischen Fahrzeug, CPO, Energiemanagementsystem, Aggregator und Netzbetreiber sowie die Förderung von Reallaboren und Demonstrationsprojekten sind zentrale Bausteine. Förderpolitische Impulse sind dazu notwendig, insbesondere Investitionsförderungen für bidirektionale Ladeinfrastruktur, Pilotprojekte im Flottenbereich (z. B. Busse oder Logistikdepots) sowie die Unterstützung kommunaler Anwendungen wie Energiegemeinschaften. Eine konsequente Nutzerorientierung durch transparente Erlösmodelle, standardisierte Informationsangebote und die Einbindung von Energiegemeinschaften ist dabei essenziell, um Akzeptanz und Teilnahmereitschaft zu erhöhen.

Ein aktuelles Beispiel für mögliche regulatorische Entwicklungen ist das Festlegungsverfahren AgNes (Bundesnetzagentur, 2026) der deutschen Bundesnetzagentur zu Speichernetzentgelten. Dort wird unter anderem vorgeschlagen, Netzentgelte mit Finanzierungsfunktion nur auf saldierten Energiemengen anzuwenden, sofern diese klar abgegrenzt werden können. In diesem Ansatz würden Strommengen für Mobilität weiterhin Netzentgelte zahlen, während Energie, die später wieder in das Netz eingespeist wird, davon befreit werden könnte. Ein solcher Ansatz könnte auch für Vehicle-to-Grid relevant sein, da er Doppelbelastungen reduziert und Anreize für netzdienliche Rückspeisung schafft.

Gleichzeitig entstehen erste Geschäftsmodelle für bidirektionales Laden. Ein Beispiel ist das 2025 gestartete Angebot von BMW und E.ON in Deutschland⁶¹, bei dem Elektrofahrzeuge als flexible Stromspeicher am Energiemarkt teilnehmen. Kundinnen und Kunden erhalten finanzielle Vorteile, wenn ihre Fahrzeugbatterie für intelligentes Laden und Rückspeisen zur Verfügung steht. Dieses Beispiel zeigt, dass transparente Vergütungsmodelle und klar verständliche Erlösstrukturen wichtig sind, um die Teilnahme von Endkundinnen und Endkunden zu fördern.

Auch die Niederlande gelten als ein frühes Beispiel für die Umsetzung von bidirektionalem Laden. Neben verschiedenen Pilotprojekten wurden dort auch regulatorische Anpassungen vorgenommen, um Elektrofahrzeuge besser als flexible Speicher nutzen zu können. So wurde zum Beispiel die Doppelbesteuerung von Strom in Batteriespeichern reduziert, sodass zwischengespeicherter und später wieder eingespeister Strom nicht mehrfach mit Abgaben belastet wird⁶². Zudem ist der Zugang zu Flexibilitäts- und Regelenenergiemärkten für Aggregatoren offen. Auch die weit verbreitete Smart-Meter-Infrastruktur unterstützt die Einführung dynamischer Tarife und die Nutzung von Flexibilität im Stromsystem.

Im Kontext der Stromspeicherlandschaft ist bidirektionales Laden nicht als Konkurrenz, sondern als Ergänzung zu stationären Speichern zu verstehen. Während Groß- und Heimspeicher planbar und dauerhaft verfügbar sind, bieten Elektrofahrzeuge zusätzliche, hochskalierbare Flexibilität, deren tatsächliches Potenzial jedoch stark von Standzeiten, Nutzerverhalten und funktionierenden Aggregationsmechanismen abhängt. Die Aktivierung dieses Potenzials erfordert daher eine koordinierte Weiterentwicklung von Rechtsrahmen, Marktdesign, Netzentgeltsystematik, technischer Standardisierung und Förderinstrumenten. Nur durch ein abgestimmtes Vorgehen aller relevanten Akteur:innen, von Regulator und Netzbetreibern über Fahrzeug- und Ladeinfrastrukturhersteller bis hin zu Aggregatoren und Endnutzer:innen kann bidirektionales Laden einen substantiellen Beitrag zur Systemnützlichkeit und zur Weiterentwicklung der Stromspeicherlandschaft leisten.

⁶¹ <https://www.eon.com/de/ueber-uns/presse/pressemitteilungen/2025/bmw-group-und-eon-starten-erstes-bidirektionales-kundenangebot-in-deutschland.html>

⁶² <https://www.energie-nederland.nl/en/topics/taxation-financing/positions>

5.4 Bankability von Großspeichern

Dieses Kapitel fasst Erkenntnisse aus Gesprächen mit Banken und Versicherern zusammen, die im Zeitraum der vorliegenden Studie, sowie zuvor seit dem Jahr 2024 geführt wurden. Ziel dieser Gespräche war es, ein besseres Verständnis für die derzeitige Finanzierungspraxis und die Einschätzung von Batteriespeicherprojekten aus Sicht von Finanzinstituten zu gewinnen. Die zentralen Erkenntnisse werden im Folgenden zusammenfassend dargestellt.

Grundsätzlich zeigt sich, dass der österreichische Finanzierungsmarkt für Batteriespeicher lange Zeit als zurückhaltend einzustufen war, mittlerweile jedoch eine zunehmende Dynamik zu beobachten ist. Mehrere Gesprächspartner berichten von wachsendem Interesse an Speicherprojekten sowie von ersten konkreten Finanzierungsfällen. Gleichzeitig wird die Finanzierung von Batteriespeichern weiterhin differenziert nach Projektkonfiguration beurteilt. Zwischen den einzelnen Banken zeigt sich zudem eine heterogene Praxis. Während einige Institute bereits erste Finanzierungen umgesetzt haben oder aktiv an entsprechenden Finanzierungsrichtlinien arbeiten, befinden sich andere Marktteilnehmer:innen noch in einer frühen Lernphase.

Insbesondere Stand-alone-Batteriespeicher werden von Banken nach wie vor häufig als risikoreiche Anlageklasse bewertet. Ein zentraler Grund dafür liegt in der aus Sicht der Finanzierer schwer prognostizierbaren Erlösstruktur, die stark von Marktpreisschwankungen und Handelsstrategien abhängig ist, sowie in der herausfordernden Wirtschaftlichkeit, insbesondere bei vollen Netzentgelten. In der Finanzierungspraxis führt dies häufig dazu, dass Projekte nur unter restriktiven Bedingungen finanziert werden, etwa bei hohen Eigenkapitalanteilen, zusätzlichen Sicherheiten, fortgeschrittenem Entwicklungsprozess (z.B. hinsichtlich Netzanschluss) oder wenn der Projektentwickler:innen über ein diversifiziertes Energieportfolio verfügt. Gleichzeitig ist eine gewisse Entwicklung in der Einschätzung erkennbar. So berichtete beispielsweise eine Bank, dass derzeit eine spezifische Kreditpolicy für Stand-alone-Batteriespeicher ausgearbeitet wird, die auch vollständig marktbasiert vermarktete Anlagen (Fully Merchant) berücksichtigen soll. In diesem Zusammenhang wird eine differenzierte Risikobewertung diskutiert, die unter anderem davon abhängt, ob eine Befreiung von Netzentgelten bei systemdienlichem Betrieb (nach ElWG) zur Anwendung kommt oder nicht. Eine solche regulatorische Klarheit wird von mehreren Gesprächspartnern

als wesentlicher Faktor für die Finanzierung von Großspeichern bewertet. Diese Einschätzung deckt sich grundlegend mit den in Kapitel 3.1.1. durchgeführten Wirtschaftlichkeitsanalysen für Stand-alone Speicher.

Co-location-Projekte, also Speicher in Kombination mit erneuerbaren Erzeugungsanlagen, werden demgegenüber von Finanzinstituten tendenziell positiver eingeschätzt. Der Grund liegt vor allem in der klareren Erlösstruktur solcher Projekte, da ein Teil der Einnahmen weiterhin aus der Stromerzeugung bzw. deren zeitlicher Verlagerung in Stunden mit höheren Preisen stammt und damit auf etablierten Geschäftsmodellen basiert. In der Praxis werden Co-location-Speicher daher häufig von der finanzierenden Institution der jeweiligen Erzeugungsanlage mitfinanziert.

Darüber hinaus wird die Absicherung von Cashflows als wichtiger Faktor für die Finanzierbarkeit genannt. Dies kann etwa durch Stromterminkontrakte (Futures), Power Purchase Agreements (PPAs) oder sogenannte Tolling-Verträge erfolgen. Bei Tolling-Modellen werden die Betriebsrechte einer Batterie für einen bestimmten Zeitraum gegen eine fixe Zahlung pro Megawattstunde an einen Drittanbieter übertragen. Der Batterieeigentümer:in überlässt damit die Handelsstrategie einem Marktakteur:innen und erhält im Gegenzug planbarere Einnahmen. Eine weitere Rolle spielen spezialisierte Vermarkter von Batteriespeichern, die teilweise als Bindeglied zwischen Projektentwickler:innen und Finanzinstituten fungieren. Obwohl die Bewertung konkreter Handelsstrategien von einigen Gesprächspartnern als herausfordernd beschrieben wurde, wurde zugleich darauf hingewiesen, dass sich die Vermarktung von Batteriespeichern auf eine vergleichsweise kleine Zahl etablierter Anbieter konzentriert. Dadurch reduziert sich aus Sicht der Banken die Varianz der erwarteten Vermarktungsergebnisse.

Zusammenfassend zeigt sich, dass der Markt zunehmend an Dynamik gewinnt, während Erfahrungen und Vertrauen im Umgang mit Batteriespeicherprojekten wachsen und Finanzierungsprozesse teilweise standardisiert werden. Grundsätzlich gilt: Je höher die finanziellen Sicherheiten durch den Antragsteller oder je stärker die Cashflows abgesichert sind, desto einfacher gestaltet sich die Finanzierung. Als bedeutendster regulatorischer Faktor wird dabei die potenzielle Befreiung von Netzentgelten im Rahmen der Systemdienlichkeit gemäß ElWG genannt.

6 Rechtliche Rahmenbedingungen

6.1 Einleitung

Im vorliegenden Kapitel werden die für Stromspeicher relevanten rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen dargestellt. Im Mittelpunkt stehen Batteriespeicher (in Folge „BESS“), so weit einschlägig werden Pumpspeicherkraftwerke (PSW) mitbetrachtet.

Zunächst werden die rechtlichen Grundlagen des ElWG und einschlägiger Nebengesetze im Hinblick auf Stromspeicher erläutert. Daran anschließend folgen die Systemnutzungsentgelte und sonstigen wirtschaftlichen Parameter, insbesondere die Netzentgeltbefreiung bei systemdienlichem Speicherbetrieb und Marktprämie. Der dritte Teil behandelt die Regelungen zu Herkunftsnachweisen, Speicherkennzeichnung und der Einsatz von BESS in der gemeinsamen Energienutzung bzw. in Energiegemeinschaften. Im Anschluss werden die neuen Vorgaben zu Netzanschluss, Netzzugang, flexiblem Netzzugang und Ansteuerbarkeit von Anlagen dargestellt und ihre Bedeutung für Speicherprojekte herausgearbeitet. Abschließend werden die Genehmigungsverfahren für BESS und PSW – sowohl nach aktueller Rechtslage als auch nach dem geplanten EABG unter Berücksichtigung des European Grids Packages – zusammengefasst.

6.2 Rechtliche Grundlagen für Batteriespeicher

6.2.1 Einleitung

Im folgenden Kapitel werden die zentralen rechtlichen Rahmenbedingungen für Stromspeicher – mit Fokus auf Batteriespeicher (BESS) – nach dem ElWG und einschlägigen Nebengesetzen dargestellt.

Das Kapitel gliedert sich in vier Teile: Zunächst werden die rechtlichen Grundlagen des ElWG im Hinblick auf Batteriespeicher erläutert. Daran anschließend folgt eine Darstellung der neu eingeführten Speicherkennzeichnung. Abschließend wird die Marktprämie für zwischengespeicherten Strom und die damit verbundenen Fragen der Förderfähigkeit behandelt.

6.2.2 Vom ElWOG 2010 und der Rechtsprechung des BVwG

Das ElWOG 2010⁶³ enthielt zwar vereinzelt Regelungen zu Speichermöglichkeiten (insb. mit Fokus auf Pumpspeicher bzw. teils auf Power-to-X-Anlagen), definierte jedoch den Begriff eines Energie- bzw. Stromspeichers nicht. Mit dem Fortschreiten der technischen Entwicklung und dem zunehmenden Stellenwert von Batteriespeichern (in Folge „BESS“), ergab sich ein gesteigerter Bedarf an einer klaren bundesrechtlichen Einordnung der Energiespeicherung.

Bereits seit 2019 bestand auf europäischer Ebene eine erste Definition der „*Energiespeicherung*“, die sowohl inhaltlich als auch in ihrer systematischen Ausgestaltung prägend war. Die EBM-RL⁶⁴ definiert sowohl die „*Energiespeicherung im Elektrizitätsnetz*“ als auch die „*Energiespeicheranlage im Elektrizitätsnetz*“, wobei die Definition der Anlage auf die Definition der Energiespeicherung verweist.

Diese unionsrechtlich vorgegebene Systematik und die zugrunde liegenden Begriffsbestimmungen wurden in weiterer Folge wortgleich in die Landeselektrizitätswesengesetze des Burgenlands und Tirols⁶⁵ übernommen und bildeten zugleich den maßgeblichen inhaltlichen Ausgangspunkt für die Definition im jüngst auf Bundesebene beschlossenen Elektrizitätswirtschaftsgesetz (im Folgenden „ElWG“).

⁶³ Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 BGBl. I Nr. 110/2010.

⁶⁴ RL (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU, ABl. L 2019/944, 125.

⁶⁵ Vgl. §§ 14a, 14b Bgld. ElWG 2006, Burgenländisches Elektrizitätswesengesetz 2006, LGBl. Nr. 59/2006; §§ 11a, 11b TEG 2012, Tiroler Elektrizitätsgesetz 2012, LGBl. Nr. 134/2011. In anderen Bundesländer haben die Tätigkeit der Energiespeicherung hingegen nicht im Landesrecht abgebildet.

Unabhängig davon fanden sich erste rechtliche Anhaltspunkte zur Einordnung von Energiespeichern bereits zuvor in der Judikatur des Bundesverwaltungsgerichts, insbesondere in der Entscheidung vom 22.9.2023 (W 290 225 0769-1/11E). Darin gelangte das BVwG zu dem Ergebnis, dass ein Betreiber eines BESS je nach Stromflussrichtung entweder als Entnehmer oder als Erzeuger zu qualifizieren sei.⁶⁶ Dabei erscheint die Einordnung als Entnehmer sachlich naheliegend, während die Qualifikation als Erzeuger iSd ElWOG 2010 uE nicht zwingend war: nach dem unionsrechtlichen Verständnis sind die Funktionen der Erzeugung und der Energiespeicherung ausdrücklich voneinander zu trennen (vgl. Art. 2 Nr. 57 EBM-RL).⁶⁷

6.2.3 Zum ElWG

Mit dem am 24.12.2025 in weiten Teilen in Kraft getretenen ElWG werden erstmals Energiespeicheranlagen bundesweit einheitlich definiert und rechtlich adressiert. Gemäß § 6 Abs. 1 Z 38 ElWG ist eine Energiespeicheranlage „*im Elektrizitätsnetz eine Anlage, in der Energiespeicherung erfolgt*“. Diese Definition ist technologieneutral formuliert und erfasst nicht mehr nur Pumpspeicherkraftwerke und Konversionsanlagen (wie bspw. Elektrolyseanlagen), sondern auch BESS und E-Fahrzeuge, die ebenfalls als Energiespeicher fungieren können.⁶⁸

In Folge wird vermehrt zwischen unterschiedlichen Anlagenkonfigurationen unterschieden:

- Ein „**Stand-alone BESS**“ bezeichnet einen BESS, der Strom ausschließlich aus dem öffentlichen Netz bezieht und diesen zeitversetzt wieder in das öffentliche Netz einspeist.

⁶⁶ Diesen systematischen Widerspruch löst das ElWG auf: Die zentrale Regelung in § 88 ElWG hält fest, dass Energiespeicheranlagen je nach Energieflussrichtung als „Entnehmer“ oder „Einspeiser“ zu behandeln sind. Das Gesetz verwendet bewusst „Einspeiser“ und nicht jenen des „Erzeugers“, wie er nach der zitierten, auf dem ElWOG 2010 beruhenden BVwG-Entscheidung naheliegend wäre. Damit beseitigt der Gesetzgeber die bisherige Rechtsunschärfe und stellt den Einklang mit der EBM-RL her (vgl. Kapitel 6.2.3).

⁶⁷ Art. 2 Nr. 57 EBM-RL: „*Elektrizitätsunternehmen*“ [bezeichnet] eine natürliche oder juristische Person, die mindestens eine der Funktionen Erzeugung, Übertragung, Verteilung, Aggregation, Laststeuerung, Energiespeicherung, Lieferung oder Kauf von Elektrizität wahrnimmt und die kommerzielle, technische o-der wartungsbezogene Aufgaben im Zusammenhang mit diesen Funktionen erfüllt, mit Ausnahme der End-kunden;“

⁶⁸ Vgl. ErläutRV 312 BlgNR 28. GP 5.

- Ein „**Co-location BESS**“ hingegen ist ein gemeinsam mit einer Erzeugungsanlage errichteter BESS, der den von der Erzeugungsanlage erzeugten Strom zwischenspeichert und anschließend zeitversetzt in das öffentliche Netz einspeist.

Die detaillierte Beschreibung dessen, was unter „*Energiespeicherung im Elektrizitätsnetz*“ zu verstehen ist, findet sich in § 6 Abs. 1 Z 39 ElWG. Demnach meint Energie-speicherung die „*im Elektrizitätsnetz die Verschiebung der endgültigen Nutzung elektrischer Energie auf einen späteren Zeitpunkt als den ihrer Erzeugung oder deren Um-wandlung in eine speicherbare Energieform, die anschließende Speicherung sowie die Rückumwandlung in elektrische Energie oder die Nutzung als anderen Energieträger*“. Diese weit gefasste Definition beschreibt verschiedene Varianten des Umgangs mit elektrischer Energie, die wie folgt unterteilt werden können:

Verschiebung der endgültigen Energienutzung: Die Nutzung elektrischer Energie wird auf einen späteren Zeitpunkt verschoben. Unter diesen Tatbestand fallen uE BESS, bei denen elektrische Energie gespeichert und zu einem späteren Zeitpunkt wieder in Form elektrischer Energie genutzt wird.⁶⁹

Umwandlung, Speicherung und Rückumwandlung: Elektrische Energie wird in eine speicherbare Energieform umgewandelt, gespeichert und später wieder in elektrische Energie zurückverwandelt. Unter diesen Tatbestand könnten uE beispielsweise Power-to-X-Anlagen fallen, bei denen elektrische Energie im Wege der Elektrolyse in Wasserstoff umgewandelt, gespeichert und in weiterer Folge wieder in elektrische Energie rückverstromt wird.

Umwandlung in einen anderen Energieträger: Die zwischengespeicherte Energie wird nicht zurückverstromt, sondern als ein anderer Energieträger genutzt, etwa in Form von Wärme oder stofflichen Energieträgern wie zB Wasserstoff. Darunter fallen auch daher etwa

⁶⁹ Die vorstehende Zuordnung von BESS zum Tatbestand der Verschiebung der endgültigen Energienutzung folgt unserem Verständnis, wonach elektrische Energie gespeichert und zeitlich versetzt wieder als elektrische Energie genutzt wird. Folgt man hingegen der vom BVwG in seiner Entscheidung vom 22.9.2023 (W 290 225 0769-1/11E) vertretenen Sichtweise, dass elektrische Energie in einem BESS zunächst chemisch umgewandelt und bei der Ausspeisung erneut in elektrische Energie rückverwandelt wird, könnte der BESS auch dem zweiten Tatbestand der Umwandlung, Speicherung und Rückumwandlung zugeordnet werden.

Elektrolyseanlagen, bei denen elektrische Energie in chemische Energie in Form von Wasserstoff umgewandelt wird, der anschließend nicht zur Rückverstromung, sondern als eigenständiger Energieträger weiterverwendet wird.

Die ausdrückliche Bezugnahme auf die Speicherung „im Elektrizitätsnetz“ in beiden Legaldefinitionen wirft die Frage auf, unter welchen Voraussetzungen diese Bedingung für das Vorliegen einer Energiespeicherung iSd ElWG erfüllt ist. Stand-alone BESS dürften regelmäßig darunterfallen, da sie elektrische Energie aus dem Netz beziehen und in diese zu einem späteren Zeitpunkt wieder einspeisen; sie agieren also vollständig im Netz. Bei Co-location BESS ist die Einordnung hingegen weniger eindeutig und dürfte von der konkreten Ausgestaltung abhängen:

- Erfolgt der Energiebezug ausschließlich aus der zugeordneten Erzeugungsanlage außerhalb des Netzes und wird die gespeicherte Energie zeitversetzt über dem dieser Erzeugungsanlage zugeordneten Zählpunkt abgegeben, könnte die Ansicht vertreten werden, dass ein solcher Speicher nicht als „im Elektrizitätsnetz“ agierende und damit eigenständige Energiespeicheranlage, sondern vielmehr als Teil der Erzeugungsanlage anzusehen ist.
- Bezieht ein Co-location BESS hingegen auch elektrische Energie aus dem Netz oder speist auch unabhängig von einem etwaige Bezug einer zugeordneten Erzeugungsanlage in das Netz ein, spricht dies dafür, ihn ebenfalls als „im Elektrizitätsnetz“ befindlich zu qualifizieren.

Als mögliches Abgrenzungskriterium könnte in diesem Zusammenhang dienen, ob die Energiespeicheranlage aus Netzsicht eigenständig in Erscheinung tritt, etwa durch einen eigenen Zähl- oder Abrechnungspunkt; ob und inwieweit diesem Kriterium rechtliche Relevanz zukommt, bleibt jedoch einer weiteren Klärung vorbehalten.

Auf Grundlage dieser Definitionen enthält § 88 ElWG – eine in den Erläuterungen als deklarativ bezeichnete – Bestimmung⁷⁰, wonach Energiespeicheranlagen je nach Richtung des Energieflusses entweder als Entnehmer oder als Einspeiser behandelt werden und den jeweils entsprechenden Regelungen (insb. für Einspei-

⁷⁰ Vgl. ErläutRV 312 BlgNR 28. GP 29.

ser) unterliegen. Ungeachtet dieses deklarativen Charakters kommt der Regelung inhaltliche Bedeutung zu, insbesondere mit Blick auf die Verrechnung von Systemnutzungsentgelten respektive des Versorgungsinfrastrukturbeitrags, die einerseits auf Entnahme und andererseits auf die Einspeisung abstellen.

§ 89 ElWG erlaubt es Netzbetreibern unter restriktiven Voraussetzungen selbst BESS oder andere Energiespeicheranlagen zu betreiben; diese Bestimmung dient der Umsetzung von Art. 36 EBM-RL, der diese Möglichkeit des Netzbetreibers bereits seit 2019 unionsrechtlich vorsieht.

Abgesehen davon beschränkt sich das ElWG weitgehend auf grundlegende definitorische und systematische Festlegungen zur Energiespeicherung. Die Bedeutung von Energiespeicheranlagen zeigt sich darüber hinaus an weiteren Stellen des ElWG, insbesondere im Zusammenhang mit der gemeinsamen Energienutzung und den darunterfallenden Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaften, die jedenfalls den Betrieb von BESS vorsehen.⁷¹

6.2.4 Exkurs: Anlagenrecht

Eine weitere Neuerung ergibt sich aus § 6 Abs. 1 Z 29 ElWG, wonach die Energiespeicherung ausdrücklich in die Definition des „*Elektrizitätsunternehmens*“ aufgenommen wird. Diese Einordnung führt zu folgender anlagenrechtlicher Unterscheidung für Energiespeicheranlagen:⁷² Der Betrieb von Stand-alone BESS, deren Betreiber allein durch den Speicherbetrieb zum Elektrizitätsunternehmen wird, sowie von Co-location BESS, bei denen der Betreiber bereits aufgrund des Betriebs der dahinterstehenden Erzeugungsanlage als Elektrizitätsunternehmen anzusehen ist, ist gleichermaßen erfasst. Aufgrund der Ausnahmebestimmung aus § 2 Abs. 1 Z 20 GewO 1995⁷³, die bestimmt, dass der „*Betrieb von Elektrizitätsunternehmen*“ nicht dem Anwendungsbereich der GewO unterliegt, hat die

⁷¹ Auf die spezifische Ausgestaltung von BESS im Rahmen von Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaften wird in weiterer Folge in AP 4.4 des Projekts näher eingegangen.

⁷² Vgl. ErläutRV 312 BlgNR 28. GP 28.

⁷³ § 2 Abs. 1 Z 20 GewO: „*Dieses Bundesgesetz ist – unbeschadet weiterer ausdrücklich angeordneter Ausnahmen durch besondere bundesgesetzliche Vorschriften – auf die in den nachfolgenden Bestimmungen angeführten Tätigkeiten nicht anzuwenden: [...] den Betrieb von Elektrizitätsunternehmen (§ 7 Z 11 Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 – ElWOG 2010) und jenen Erdgasunternehmen (§ 7 Abs. 1 Z 16 Gaswirtschaftsgesetz 2011 – GWG 2011), die nicht Erdgashändler (§ 7 Abs. 1 Z 14 GWG 2011) sind;*“

anlagenrechtliche Genehmigung wohl nach den einschlägigen Landes-Elektrizitätsgesetzen zu erfolgen (wenngleich die Grundsatzbestimmung § 73 ElWG die Länder zur Festlegung der Bewilligungsvoraussetzungen nur für Stromerzeugungsanlagen verpflichtet, sodass hinterfragt werden könnte, ob sich die anlagenrechtlichen Regelungskompetenz der Länder auch auf Energiespeicheranlagen bezieht).

Anders zu bewerten sind Energiespeicheranlagen, die von Endkundinnen oder Endkunden betrieben werden (§ 6 Abs. 1 Z 29 ElWG). Dienen diese Anlagen der Deckung des Eigenbedarfs, unabhängig davon, ob der gespeicherte Strom aus dem Netz bezogen oder aus eigenen Erzeugungsanlagen stammt, ist der Betreiber nicht als Elektrizitätsunternehmen einzustufen. Demnach ist das bestehende anlagenrechtliche Genehmigungs-regime (bei Betrieben oftmals die GewO) auch für die Energiespeicheranlage einschlägig.

6.3 Wirtschaftliche Parameter

6.3.1 Einleitung

Im folgenden Kapitel geben wir einen strukturierten Überblick über die mit dem ElWG neu geregelten Systemnutzungsentgelte und sonstigen wirtschaftlichen Parameter der Netzinanspruchnahme. Der Fokus liegt dabei auf den Entgeltbestandteilen, die für die Planung und Wirtschaftlichkeitsbewertung von Batteriespeichern maßgeblich sind, sowie auf jenen Begünstigungen und Befreiungen, die einen Speicherbetrieb zugute kommen.

Das Kapitel gliedert sich in vier Teile: Zunächst wird die neue Systematik der Systemnutzungsentgelte dargestellt, insbesondere die Aufspaltung in eine mehrjährige Systemnutzungs-entgelte-Grundsatzverordnung (SNE-GV) und die jährlich anzupassende Systemnutzungsentgelte-Tarifverordnung (SNE-TV). Daran anschließend werden die zentralen Entgeltkomponenten Netzanschlussentgelt und Netznutzungsentgelt erläutert, einschließlich der für BESS relevanten Befreiungs-, Reduktions- und Optimierungsmöglichkeiten. Der dritte Teil behandelt die weiteren Entgelte – Netzverlustentgelt, Regelleistungsentgelt und Entgelt für

sonstige Leistungen – sowie den neu eingeführten Versorgungsinfrastrukturbeitrag für Einspeiser. Anschließend wird das Verfahren zur Festsetzung der Systemnutzungsentgelte durch die E-Control sowie das zeitliche Inkrafttreten der neuen Entgeltsystematik dargestellt. Abschließend wird die Marktprämien-förderfähigkeit von BESS behandelt.

6.3.2 Kurzzusammenfassung der wirtschaftlichen Parameter

Die Systemnutzungsentgelte bilden das zentrale Entgeltregime für die Inanspruchnahme der Stromnetzinfrastuktur. Netzbenutzer haben für sämtliche Leistungen, die von Netzbetreibern zur Erfüllung ihrer gesetzlichen Verpflichtungen erbracht werden, bestimmte Entgelte zu entrichten (§ 127 Abs. 1 ElWG).

Die Struktur der Systemnutzungsentgelt wurde mit dem ElWG im Gegensatz zum El-WOG 2010 revolutioniert und setzt sich nun aus folgenden Bestandteilen zusammen (§ 127 Abs. 2 ElWG):

Netznutzungsentgelt,
Netzverlustentgelt,
Netzanschlussentgelt,
Regelleistungsentgelt sowie
Entgelt für sonstige Leistungen.

Grundsätzlich sind die Systemnutzungsentgelte von Entnehmern in vollem Umfang zu tragen; einzelne Entgeltkomponenten sind jedoch auch von Einspeisern zu entrichten.

Mit dem ElWG wird die Systematik der Systemnutzungsentgelte neu geordnet:

- Das ElWG ordnet die Systemnutzungsentgelte neu und verlagert zentrale Gestaltungsentscheidungen zur Entgeltstruktur auf die E-Control. Künftig ist zwischen einer mehrjährig angelegten **Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (SNE-GV)** und einer darauf aufbauenden, jährlich erlassenen Systemnutzungsentgelte-Tarifverordnung (SNE-TV) zu unterscheiden. Während die SNE-GV die grundlegenden Strukturentscheidungen zur Entgeltgestaltung vorgibt,

konkretisiert die SNE-TV diese Vorgaben durch die jährliche Festlegung der konkreten Entgelthöhen auf Basis der festgestellten Kosten und des Mengengerüsts. Im Mittelpunkt stehen eine stärkere Berücksichtigung der Systemdienlichkeit sowie eine verstärkte Gewichtung leistungsbezogener Entgeltkomponenten gegenüber rein arbeitsbezogenen Ansätzen (vgl. Kapitel 6.3.3)

- Eine erste wesentliche Neuerung betrifft die Ausgestaltung der Netzentgeltsstruktur. Das ElWG führt mit dem **Netzanschlussentgelt** (NAE) eine neue Entgelt-komponente ein, die das bisherige Netzzutrittsentgelt und das Netzbereitstellungsentgelt zusammenfasst. Das NAE ist einmalig zu entrichten und deckt die Kosten des Netzbetreibers für den erstmaligen Anschluss an das Netz sowie für leistungsbedingte Änderungen ab (§ 130 ElWG). Für erneuerbare Erzeugungsanlagen gelten bis zur Festlegung eines konkreten NAE in der Systemnutzungsentgelte-Verordnung (in Folge „SNE-V“)⁷⁴ übergangsweise Pauschalen gemäß § 130 Abs. 5 ElWG in Verbindung mit Anlage V ElWG. Für sonstige Anlagen, einschließlich BESS, ist der Netzbetreiber hingegen berechtigt, das NAE selbst zu berechnen (vgl. Kapitel 6.3.4).
- Außerdem entfällt das sog **Messentgelt** als eigenständige Komponente der Systemnutzungsentgelte. Dieses war nach dem ElWOG 2010 für bestimmte Mess-dienstleistungen des Netzbetreibers zu entrichten. Nach dem ElWG finden sich diese Kosten nun im Netznutzungsentgelt gemäß § 128 ElWG wieder, das ausdrücklich auch der Abdeckung der *„Kosten für die Errichtung und den Betrieb von Zähleinrichtungen einschließlich erforderlicher Wandler, der Eichung, der Datenauslesung sowie der Datenverwaltung“* dient und damit inhaltlich dem bisherigen Messentgelt entspricht (vgl. Kapitel 6.3.6).

Zusätzlich schafft das ElWG einen weiteren durch die Einspeiser zu tragenden Beitrag zur Finanzierung der Netzinfrastuktur:

- Eine zweite wesentliche Neuerung ergibt sich aus der Einführung eines eigenen Beitrags von Einspeisern zur Finanzierung der Strominfrastruktur. Während in der Regierungsvorlage zunächst

⁷⁴ Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2018 – SNE-V 2018, BGBl. II Nr. 398/2017.

vorgesehen war, auch für die Einspeisung ein Netznutzungsentgelt gemäß § 128 ElWG einzuheben, wurde dieses Modell kurz vor der Beschlussfassung verworfen. Stattdessen bleibt das Netznutzungsentgelt (wie bereits nach ElWOG 2010) auf den Bezug beschränkt. Ergänzend wird mit dem **Versorgungsinfrastrukturbeitrag** (VIB) ab dem 1.1.2027 ein eigenständiger Finanzierungsbeitrag eingeführt (§ 75a ElWG). Beitragspflichtig sind Einspeiser mit einer netzwirksamen Leistung von über 20 kW. Der VIB ist jährlich mengenbezogen zu entrichten (vgl. Kapitel 6.3.10.2).

- Die Höhe des VIB wird durch Verordnung des BMWET festgelegt und ist mit 0,05 Cent/kWh gedeckelt. Die Netzbetreiber heben den Beitrag ein und haben ihn gesondert von den übrigen Netzentgelten auszuweisen. Auffällig ist in diesem Zusammenhang, dass die Festlegung der Beitragshöhe nicht der E-Control, sondern dem zuständigen Bundesministerium übertragen wird. Diese Kompetenzverteilung erscheint vor unionsrechtlichem Hintergrund nicht gänzlich unproblematisch (vgl. Kapitel 6.3.10.3).

6.3.3 Aufwertung der Rolle der E-Control: SNE-GV

Mit dem ElWG wird die Rolle der E-Control als Regulierungsbehörde im Bereich der Systemnutzungsentgelte deutlich gestärkt. Diese Aufwertung ist unionsrechtlich vorgeprägt und steht im Zusammenhang mit der fortschreitenden Verdichtung des unionsrechtlichen Rahmens,⁷⁵ insbesondere durch Art. 18 Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung 2019/943 (in Folge „EBM-VO“)⁷⁶, der verbindliche Grundsätze für die Festsetzung von Netzentgelten normiert und diese Aufgabe ausdrücklich den Regulierungsbehörden zuweist.

Vor dem Hintergrund erweitert der Gesetzgeber die Kompetenzen der E-Control: § 135 Abs. 1 ElWG räumt der E-Control erstmals ausdrücklich die Befugnis ein, mit Verordnung grundsätzliche Festlegungen zur Ermittlung der Systemnut-

⁷⁵ Vgl. ErläutRV 312 BlgNR 28. GP 40; mit Verweis auf EuGH 2.9.2021, C-718/18, *Kommission/Deutschland*, ECLI:EU:C:2021:662; Umsetzung der RL 2009/72 und 2009/73

⁷⁶ VO (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt Abl L 2019/158, 54.

zungsentgelte zu treffen. Die dort genannten Festlegungen betreffen insbesondere die Struktur der Entgeltkomponenten, deren Bemessungsgrundlagen und Tarifzeiten, Kriterien zur systemdienlichen Betriebsweise, mögliche Pauschalierungen, Rabatte oder Zuschläge – jeweils mit Ausnahme der konkreten Entgelthöhe.

Systematisch ist künftig zwischen einer Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (im Folgenden „SNE-GV“) gemäß § 127 Abs. 1 ElWG und der darauf aufbauenden Systemnutzungsentgelte-Tarifverordnung (im Folgenden „SNE-TV“) gemäß § 127 Abs. 2 ElWG zu unterscheiden⁷⁷:

Die SNE-GV ist auf mehrere Jahre angelegt und enthält die grundlegenden, strukturierenden Festlegungen für die Ausgestaltung der Systemnutzungsentgelte. Dazu zählen insbesondere Vorgaben zu den Entgeltkomponenten, deren Bemessungsgrundlagen und allfälligen Tarifzeiten, Kriterien zur Beurteilung einer systemdienlichen Betriebsweise, Mindest- oder Höchstbemessungsgrundlagen, Pauschalisierungen sowie Zu- und Abschläge für dynamische Tarife sowie Regelungen zur Ermittlung angemessener Entgelte bei aufwandsbezogener Verrechnung.

Demgegenüber knüpft die SNE-TV jährlich an die Grundsatzverordnung an und konkretisiert diese durch die Festlegung der konkreten Entgelthöhen.

Dieses zweistufige Regelungsmodell wahrt die bisherige Grundsystematik der Systemnutzungsentgelte, insbesondere die Trennung zwischen Kosten- und Mengenermittlung einerseits und der daran anknüpfenden Entgeltermittlung andererseits (§§ 134, 1365 ElWG; vgl. Kapitel 6.3.9.2), führt jedoch zu einer stärkeren inhaltlichen Vorprägung der Entgeltgestaltung durch die von der E-Control festgelegten Grundsätze.

⁷⁷ Vgl. ErläutRV 312 BlgNR 28. GP 40.

Besonders hervorzuheben ist in diesem Zusammenhang der gesetzlich angelegte Fokus auf zeitlich differenzierte Tarife, systemdienliche Anreize sowie die verstärkte Bedeutung der Leistungsbemessung (zB § 128 Abs. 3 ElWG). Diese Akzentuierung wird sich vor allem beim Netznutzungsentgelt niederschlagen.

6.3.4 Netzanschlussentgelt

6.3.4.1 Allgemeines

Das ElWG reformiert die bisherige Struktur der Entgelte für den Netzanschluss im österreichischen Elektrizitätsrecht. Eine der signifikantesten Änderungen betrifft die Konsolidierung der vormals im ElWOG 2010 getrennt geregelten "Netzzutrittsentgelte" (§ 54 ElWOG 2010) und "Netzbereitstellungsentgelte" (§ 55 ElWOG 2010) unter dem neuen, umfassenden Begriff des Netzanschlussentgelts (§ 127 Abs. 2 Z 3, § 130 ElWG).

Netzzutrittsentgelt (§ 54 ElWOG 2010)

Das Netzzutrittsentgelt diente der Abgeltung sämtlicher „Aufwendungen [...], die mit der erstmaligen Herstellung eines Anschlusses an ein Netz oder der Abänderung eines Anschlusses infolge Erhöhung der Anschlussleistung eines Netzbenutzers unmittelbar verbunden“ waren.

Es handelte sich um ein einmalig zu entrichtendes Entgelt, das vom Netzbetreiber selbst festgelegt werden konnte und transparent und nachvollziehbar darzulegen war. Das Netzzutrittsentgelt war aufwandsorientiert zu verrechnen. Für Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger galten jedoch zwingend vorgegebene, leistungsabhängige Pauschalen gemäß § 54 Abs. 4 ElWOG 2010. In diesen Fällen bestand somit keine Festlegungsfreiheit des Netzbetreibers.

Netzbereitstellungsentgelt (§ 55 ElWOG 2010)

Demgegenüber diene das Netzbereitstellungsentgelt zur Abgeltung des „bereits erfolgten sowie notwendigen Ausbau des Netzes zur Ermöglichung des Anschlusses“.⁷⁸

Auch dieses Entgelt war einmalig zu entrichten, unterschied sich jedoch vom Netzzutrittsentgelt insofern, als seine Festsetzung nicht vom Netzbetreiber selbst, sondern von der E-Control in der SNE-V erfolgte (§ 51 Abs. 2 ElWOG 2010). Der Netzbetreiber hatte insoweit keine eigene Festlegungskompetenz.

Vor diesem Hintergrund führt das ElWG beide Entgeltkomponenten im Netzan-schlussentgelt gemäß § 130 ElWG zusammen. Dieses neue Entgelt vereint damit die bisher getrennten Regelungsbereiche von Netzzutritts- und Netzbereitstel-lungsentgelt in einer einheitlichen Entgeltskategorie. Das Netzan-schlussentgelt dient der Abgeltung aller angemessenen und marktüblichen unmittelbaren Netz-anchlusskosten (ehem. Netzzutrittsentgelt), einschließlich anteiliger Kosten für bereits erfolgte und notwendige Netzausbauten (ehem. Netzbereitstellungsent-gelt).

6.3.4.2 Bemessung des Netzan-schlussentgelts

Das Netzan-schlussentgelt ist – ebenso wie die früheren Netzzutritts- und Netz-bereitstellungsentgelte – als einmalige Zahlung ausgestaltet. Es fällt sowohl bei der erstmaligen Herstellung eines neuen Netzan-schlusses als auch bei einer spä-teren Abänderung des Anschlusses an, sofern diese durch eine **Erhöhung** der *netzwirksamen Leistung* eines Netzbenutzers veranlasst ist (§ 130 Abs. 2 ElWG). Die *netzwirksame Leistung* ist dabei die im Vertrag über Netzan-schluss- bzw. -zugang vereinbarte maximale Leistung (§ 6 Abs. 1 Z 117 ElWG).⁷⁹

Maßgeblich ist dabei, dass die netzwirksame Leistung **je Energieflussrichtung ge-trennt zu betrachten** ist, sodass Erhöhungen in Einspeise- und Bezugsrichtung jeweils eigenständig beurteilt und verrechnet werden (§ 130 Abs. 2 ElWG). Dies

⁷⁸ Obwohl beide Entgelte der Finanzierung des Netzan-schlusses dienten und jeweils einmalig anfielen, war ihre Abgrenzung nicht stets trennscharf: Während das Netzzutrittsentgelt primär den direkten Anschluss betraf, zielte das Netzbereitstellungsentgelt auf den vorgelagerten Netzausbau zur Ermöglichung des Anschlusses ab.

⁷⁹ Vgl. ErläutRV 312 BlgNR 28. GP 41.

ist insbesondere für BESS von Bedeutung, da diese das Netzanschlussentgelt sowohl für die Bezugs- als auch für die Einspeiseleistung zu entrichten haben und es insoweit zu einer strukturellen Doppelbelastung kommen kann.

Das Netzanschlussentgelt dient dem Ersatz jener Aufwendungen, die dem Netzbetreiber durch die physische Errichtung bzw. Abänderung des Netzanschlusses entstehen. Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, **ob und in welchem Umfang bei einem BESS tatsächlich doppelte Kosten anfallen**. Es erscheint uE zumindest diskussionswürdig, ob die Erweiterung einer bestehenden Bezugsleistung (zB. 20 kW) um eine zusätzliche Einspeiseleistung in gleicher Höhe tatsächlich vergleichbare Kosten verursacht wie die ursprüngliche Herstellung des Bezugsanschlusses. Es ist uE zumindest naheliegend, dass bereits vorhandene Netzinfrastruktur Teile der zusätzlichen Anforderungen abdeckt und somit geringere Kosten für den zweiten Energiefluss anfallen.

In diesem Zusammenhang kommt der E-Control gemäß § 130 Abs. 4 Z 3 ElWG die Kompetenz zu, Methoden zur „*verursachungsgerechten Zuordnung und Verrechnung der mit dem infolge des Anschlusses bereits erfolgten und notwendigen Netzausbau anfallenden Kosten*“ festzulegen. Hieran ließe sich anknüpfen, um bei BESS synergetische Effekte sowie potenziell reduzierte Zusatzkosten für den zweiten Energiefluss – etwa die Einspeisung bei bereits bestehendem Bezugsanschluss – methodisch angemessen zu berücksichtigen. Denkbar wären differenzierte Tarife oder spezifische Reduktionsfaktoren im Rahmen der Bemessung des Netzanschlussentgelts, um eine unverhältnismäßige strukturelle Doppelbelastung zu vermeiden.⁸⁰

Im Unterschied zur früheren zweigeteilten Entgeltstruktur liegt die Festlegung des Netzanschlussentgelts nun grundsätzlich beim Netzbetreiber, der dieses transparent und nachvollziehbar darzulegen hat. Insoweit entspricht die neue

⁸⁰ Dass die E-Control strukturelle Doppelbelastungen im Kontext von Speichern grundsätzlich im Blick hat, zeigt im Übrigen auch die frühere Rechtslage. In ihrem Entwurf zum Diskussionspapier führt die E-Control zu § 54 ElWOG 2010 aus, dass beim Anschluss eines Speichers in einer bestehenden Kundenanlage, für die bereits ein pauschaliertes Netzzutrittsentgelt entrichtet wurde, lediglich „*tatsächlichen Aufwendungen für allfällige Abänderungen des Netzanschlusses*“ zu verrechnen sind. Besteht keine Notwendigkeit zur Abänderung, soll kein zusätzliches Netzzutrittsentgelt an. Auch wenn diese Aussage noch auf der alten Systematik beruht, verdeutlicht sie, dass bei nachträglichem Speicherzubau eine rein formale doppelte Entgeltbelastung ohne korrespondierende Zusatzkosten vermieden werden soll; vgl. *E-Control*, Diskussionspapier „Elektrische Energiespeicher und Hybridanlagen“. Stand 05.03.2025, S. 41.

Rechtslage funktional der früheren Regelung zum Netzzutrittsentgelt, wobei der E-Control durch die Möglichkeit zur Festlegung von Pauschalen weiterhin gewisse Einflussmöglichkeiten verbleiben.

Die E-Control ist demgegenüber nicht mehr zur unmittelbaren Entgeltfestsetzung befugt (wie sie es zuvor bzgl. des Netzbereitstellungsentgelts war). Ihre Kompetenz beschränkt sich nun darauf, „Festlegungen“ zur Methodik der Bemessung des Netzanschlussentgelts zu treffen sowie Pauschalen (vgl. Kapitel 6.3.3) festzulegen (§ 130 Abs. 4 ElWG).

Diese methodischen Festlegungen erfassen das Netzanschlussentgelt in seiner Gesamtheit und damit sowohl jene Kostenkomponenten, die inhaltlich dem früheren Netzzutrittsentgelt entsprechen (Z 1), als auch jene Anteile, die bislang dem Netzbereitstellungsentgelt zuzuordnen waren (Z 3). Im Einzelnen hat die E-Control insbesondere Festlegungen zu treffen über

die Verrechnung und Bestimmung unmittelbarer Netzanschlusskosten
(ehem. Netzzutrittsentgelt) (Z 1)

technologiespezifische Pauschalen (vgl. Kapitel III. 1.3.), (Z 2)

die verursachungsgerechte Zuordnung von Netzausbaukosten sowie
Mindestleistungswerte für einzelne Netzebenen (ehem.
Netzbereitstellungsentgelt) (Z 3)

Angemessene Reduktion für flexible Netzanschlussverträge⁸¹ (Z 4)

Rückzahlungs-, Übertragungs- und Überleitungsbestimmungen für
bestehende Netzanschluss- oder Netzzugangsvereinbarungen oder
bereits geleistete Netzbereitstellungsentgelte (Z 5)

Damit erfolgt keine direkte Entgeltfestsetzung, sondern lediglich eine methodische Rahmensetzung, innerhalb derer der Netzbetreiber das Entgelt bestimmt. Der dem früheren Netzbereitstellungsentgelt entsprechende Anteil wurde zwar früher in der SNE-V festgelegt, wird jedoch nun als Teil des Netzanschlussentgelts

⁸¹ In einem flexiblen Netzanschlussvertrag wird der Netzanschluss daher garantiert, die verfügbare Leistung kann jedoch je nach Netzsituation flexibel angepasst werden; § 6 Abs. 1 Z 52 definiert den flexiblen Netzanschlussvertrag als „*ein[en] Vertrag über den Anschluss elektrischer Kapazitäten an das Netz, dies schließt Bedingungen ein, die der Begrenzung und Kontrolle der Einspeisung von Elektrizität in das Übertragungs- oder Verteilernetz und der Entnahme von Elektrizität aus diesen Netzen dienen*“;

und wird – vorbehaltlich regulatorischer Vorgaben zur Methodik – vom Netzbetreiber selbst festgelegt.

Die Zusammenführung von Netzzutritts- und Netzbereitstellungsentgelt zum einheitlichen Netzanschlussentgelt wirft Verrechnungsfragen auf. Denkbar sind Konstellationen, in denen für einen Netzanschlusspunkt bereits ein Netzzutrittentgelt für eine hohe Leistung entrichtet wurde, während das Netzbereitstellungsentgelt nur für eine geringere Leistung bezahlt ist. Wird der Anschluss später tatsächlich auf das höhere Leistungsniveau genutzt oder erweitert, stellt sich abstrakt die Frage, ob eine Nachzahlung erforderlich ist.

Diese Problematik lässt sich exemplarisch an einem Fall verdeutlichen, in dem für einen Netzanschlusspunkt ein Netzzutrittentgelt für 1.000 kW entrichtet wurde, während das Netzbereitstellungsentgelt vertraglich nur für 600 kW vereinbart und bezahlt ist. Steigt der tatsächliche Leistungsbedarf auf die 1.000 kW, stellt sich die Frage, ob für die zusätzlich benötigte Leistung von 400 kW eine Nachzahlung zu leisten ist, weil das Netzbereitstellungsentgelt bislang nicht im entsprechenden Umfang abgegolten wurde, oder ob eine solche Nachzahlung zu unterbleiben hat, da der Netzzutritt bereits für die höhere Leistung vollständig bezahlt wurde.

UE könnte § 130 Abs. 4 Z 5 auf solche Fälle abzielen; demnach hat die E-Control festzulegen, in welcher Weise bereits geleistete Entgelte anzurechnen, zu überleiten oder ergänzend zu verrechnen sind.

6.3.4.3 Pauschalen erneuerbare Erzeugungsanlagen

Eine Ausnahme von der grundsätzlich eigenständigen Festlegung des Netzanschlussentgelts durch den Netzbetreiber bilden die pauschalierten Netzanschlussentgelte für Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger. Für diese Anlagen sieht das Gesetz – in Anknüpfung an bereits bekannte pauschalierte Modelle (vgl. § 54 Abs. 4 ElWOG 2010) – eine unmittelbar gesetzlich vorgegebene Pauschalierung vor (§ 130 Abs. 5 iVm Anlage V ElWG).

Aus dem Wortlaut des § 130 Abs. 5 ElWG sowie der Anlage V ElWG geht hervor, dass die Pauschalen nur für erneuerbare Erzeugungsanlagen und demnach nicht

für Energiespeicheranlagen gelten – auch nicht für die Bezugsrichtung von BESS.

⁸² Für BESS kann das Netzanschlussentgelt daher vom Netzbetreiber selbst festgelegt werden.

Während demnach eine Anwendung der **Pauschalen** aus § 130 Abs. 5 ElWG für **Stand-alone BESS** ausgeschlossen ist, ist die Frage, ob sie auf Co-located BESS anzuwenden sind gesetzlich nicht eindeutig. UE ist bzgl. der rechtlichen Einordnung auf die konkrete Betriebsweise des BESS abzustellen.

Wird ein BESS ausschließlich mit Strom aus der zugehörigen Erzeugungsanlage geladen und verfügt über keinen eigenen Netzbezug, könnte er als integraler Bestandteil der Erzeugungsanlage angesehen werden. Der BESS verschiebt dabei lediglich den Einspeisezeitpunkt; bei dem eingespeisten Strom handelt es sich weiterhin um 100 % Strom aus der Erzeugungsanlage. Diese Sichtweise deckt sich mit der Auslegung, dass ein solcher Speicher nicht als eigenständige „*Energiespeicheranlage im Elektrizitätsnetz*“ zu qualifizieren ist, da er aus Netzsicht nicht eigenständig in Erscheinung tritt.⁸³ Folglich bliebe die Qualifikation als „*Stromerzeugungsanlage auf Basis erneuerbarer Energieträger*“ unberührt, sodass die Pauschalen auf das Gesamtsystem Anwendung finden könnten.

Dies dürfte uE auch für den nachträglichen Zubau eines co-located BESS ohne Netzbezug gelten. Da die maximale netzwirksame Leistung durch die Erzeugungsanlage regelmäßig unverändert bleibt, entsteht grundsätzlich sowieso kein zusätzliches Netzanschlussentgelt. Selbst wenn der Zubau eine Erhöhung der netzwirksamen Leistung erfordert, wäre dies uE als Erweiterung der bestehenden Erzeugungsanlage zu qualifizieren, mit der Folge, dass ebenfalls die Pauschalentgelte zur Anwendung kämen.

Komplexer gestaltet sich die Situation, wenn ein co-location BESS mit eigenem Netzbezug errichtet bzw. nachträglich installiert wird (und hierdurch eine Erhöhung der netzwirksamen Leistung erforderlich wird).

⁸² Vgl. dazu den letzten Satz des § 130 Abs. 5: „Für Anschlüsse in Bezugsrichtung oder für kombinierte Anschlüsse in beide Energieflussrichtungen ist bei der erstmaligen Herstellung eines Netzanschlusspunktes das Netzanschlussentgelt aufwandsorientiert zu verrechnen; pauschalisierte Netzanschlussentgelte finden keine Anwendung.“

⁸³ Vgl. Kapitel 6.2.4

Aufgrund der Möglichkeit, Strom aus dem öffentlichen Netz zu beziehen, tritt der Speicher aus Netzsicht eigenständig in Erscheinung und erfüllt damit die Voraussetzungen einer „*Energiespeicheranlage im Elektrizitätsnetz*“ iSd § 6 Abs. 1 Z 38 ElWG.⁸⁴ Da die Pauschalen des § 130 Abs. 5 ElWG ausdrücklich nur für „*Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger*“ vorgesehen sind, ist es naheliegend, dass Netzbetreiber für die durch den Speicher bedingte Leistungserhöhung keine Pauschale anwenden. Vielmehr dürfte für den zusätzlichen Leistungsbedarf ein individuelles Netzanschlussentgelt zur Vorschreibung gelangen.

Mangels ausdrücklicher gesetzlicher Regelung verbleibt insoweit eine Rechtsunsicherheit. Die abschließende Einordnung wird maßgeblich von der SNE-GV der E-Control abhängig sein.

Die Pauschalen sind nach der netzwirksamen Leistung gestaffelt und reichen von 13 Euro pro kW bei Anlagen bis 20 kW bis zu 91 Euro pro kW bei Anlagen mit mehr als 20.000 kW. Übersteigen die tatsächlichen Anschlusskosten 227,50 Euro pro kW, können die darüber hinausgehenden Kosten gesondert in Rechnung gestellt werden, wobei der Netzbetreiber eine detaillierte und nachvollziehbare Begründung vorzulegen hat.

Die Pauschalen gemäß § 130 Abs. 5 iVm Anlage V ElWG sind als Übergangsregelung ausgestaltet und gelten solange, bis die E-Control technologiespezifische Pauschalen je Netzebene durch Verordnung gemäß § 130 Abs. 4 Z 2 ElWG festlegt.

Vor diesem Hintergrund ist darauf hinzuweisen, dass die Verordnungsermächtigung des § 130 Abs. 4 Z 2 ElWG grundsätzlich die Möglichkeit eröffnet, künftig technologiespezifische Pauschalen wohl auch auf BESS zu erstrecken (sofern diese nicht ohnehin als Teil einer Erzeugungsanlage von bestehenden Pauschalen erfasst sind; siehe sogleich). Die konkrete Ausgestaltung liegt im Regelungsermessen der E-Control. Eine entsprechende Klarstellung bzw. ausdrückliche Einbeziehung von BESS in ein pauschaliertes Modell wäre geeignet, um im Hinblick auf Netzanschlusskosten von BESS zusätzliche Rechts- und Planungssicherheit zu schaffen.

⁸⁴ Vgl. Kapitel 6.2.4

6.3.4.4 Befreiungen und Reduktionen

Trotz der grundsätzlichen Verpflichtung zur Entrichtung eines Netzanschlussentgelts sieht das ElWG (insb. in § 130 Abs. 5 ElWG) eine Reihe von gesetzlich vorgesehenen Befreiungs- und Reduktionsmechanismen vor:

„[...] Einspeiser sind für die Einspeisung mit einer netzwirksamen Leistung bis 15 kW vom Netzanschlussentgelt befreit. Für Stromerzeugungsanlagen, die an für einen systemdienlichen Betrieb geeigneten Standorten gemäß § 118 Abs. 2 Z 11 oder gemäß § 123 Abs. 3 Z 4 oder an einem Standort mit erheblich hoher verfügbarer Kapazität gemäß § 99 ans Netz angeschlossen werden, reduziert sich die Pauschale um 30%. [...]“

Zu den einzelnen Befreiungen bzw. Begünstigungen wie folgt:

15-kW Schranke in § 130 Abs. 5 ElWG

Zunächst sind Einspeiser für die Einspeisung mit den ersten 15 kW netzwirksamer Leistung generell vom Netzanschlussentgelt befreit (§ 130 Abs. 5 ElWG). Die Befreiung ist anlagenneutral und erfasst daher gleichermaßen Einspeisungen aus Stromerzeugungsanlagen wie auch aus BESS. Außerdem ist die Befreiung – im Gegensatz zur Befreiung aus § 127 Abs. 3 für BESS – unabhängig von einer systemdienlichen Betriebsweise.

30 % Reduktion bei systemdienlichen Standort für Erzeugungsanlagen

Darüber hinaus ist für Stromerzeugungsanlagen⁸⁵ auf Basis erneuerbarer Energieträger eine Reduktion des pauschalierten Netzanschlussentgelts um 30 % vorgesehen, sofern der Anschluss an einem systemdienlichen Standort erfolgt. Als

⁸⁵ Wenngleich nach der strittigen Judikatur des BVwG vom 22.9.2023 (W 290 225 0769-1/11E) BESS als Erzeugungsanlagen qualifiziert wurden, ist diese Einordnung nicht mehr überzeugend. Das ElWG definiert die „Energiespeicheranlage“ in § 6 Abs. 1 Z 38 nunmehr ausdrücklich und führt sie auch an den übrigen Stellen, an denen sie im Gesetz genannt wird, konsequent als solche an. Dies erfolgt regelmäßig in gemeinsamer, jedoch begrifflich klar getrennter Nennung mit Stromerzeugungsanlagen. Vor diesem Hintergrund wäre es systemwidrig, Energiespeicheranlagen weiterhin als Stromerzeugungsanlagen zu qualifizieren, wenn der Gesetzgeber beide Anlagenarten parallel und unterscheidbar verwendet. Zudem findet sich die Differenzierung in § 130 Abs. 5 ElWG wieder, wonach „für

systemdienlich gelten einerseits Standorte, die im Netzentwicklungsplan für das Verteilernetz (§ 118 Abs. 2 Z 11 ElWG) oder für das Übertragungsnetz (§ 123 Abs. 3 Z 4 ElWG) als geeignet ausgewiesen sind, sowie andererseits Standorte mit erheblich hoher verfügbarer Kapazität, die vom Netzbetreiber gemäß § 99 ElWG bestimmt und auf einer gemeinsamen Internetplattform (§ 117 ElWG) transparent veröffentlicht werden (§ 130 Abs. 5 ElWG).

Dem klaren Wortlaut nach erfasst diese Reduktion jedoch ausschließlich erneuerbare Stromerzeugungsanlagen; Batteriespeichersysteme (BESS) sind von dieser pauschalen Reduktion somit nicht umfasst.⁸⁶ Ungeachtet dessen bleibt der Gedanke der Systemdienlichkeit auch für BESS von Bedeutung. § 130 Abs. 4 zweiter Satz ElWG normiert ausdrücklich, dass „*bei [der]⁸⁷ Bemessung des Netzan schlussentgelts systemdienliche Effekte der Standortwahl zu berücksichtigen*“ sind.

Der besagte Satz steht systematisch zwischen der Zuweisung der Festlegungskompetenzen an die E-Control und der Aufzählung konkreter Regelungsinhalte (vgl. Kapitel 6.3.3), ist jedoch inhaltlich davon unabhängig formuliert.

Aus dem Gesetzeswortlaut bleibt zunächst offen, ob sich dieser Grundsatz ausschließlich an die Regulierungsbehörde bei der Ausgestaltung der methodischen Vorgaben richtet, wofür die systematische Stellung des Satzes sprechen könnte, oder ob er darüber hinaus unmittelbar an die Netzbetreiber adressiert ist. Maßgeblich könnte in diesem Zusammenhang jedoch der verwendete Terminus „*bei [der] Bemessung*“ des Netzan schlussentgelts sein. Da die E-Control das Netzan schlussentgelt nicht selbst bemisst, sondern lediglich den regulatorischen Rahmen vorgibt, während die tatsächliche Bemessung und Verrechnung des Netzan schlussentgelts durch den Netzbetreiber erfolgt (vgl. Kapitel 6.3.4.2), spricht uE einiges dafür, dass der gesetzlich normierte Grundsatz der Berücksichtigung systemdienlicher Effekte bereits auf Ebene der Entgeltbemessung durch den Netzbetreiber zur Anwendung kommen soll.

kombinierte Anschlüsse in beide Energieflussrichtungen [...] bei der erstmaligen Herstellung eines Netzan schlusspunktes das Netzan schlussentgelt aufwandsorientiert zu verrechnen“ ist. Damit sind (u.a.) wohl Netzan schlüsse für BESS gemeint, für die ausdrücklich eine aufwandsorientierte Verrechnung (und keine pauschale) zur Anwendung gelangt.

⁸⁶ Vgl. ErläutRV 312 BlgNR 28. GP 41.

⁸⁷ Ergänzend ist festzuhalten, dass es sich hier wohl um einen redaktionellen Fehler handelt und der Satz „*Bei der Bemessung*“ beginnen sollte.

§ 130 Abs. 5 ElWG knüpft die pauschale Reduktion ausdrücklich an systemdienliche Standorte, diese ist jedoch auf erneuerbare Stromerzeugungsanlagen beschränkt. Dem gegenüber greift der in § 130 Abs. 4 zweiter Satz ElWG normierte Bemessungsgrundsatz ebenfalls standortbezogen, jedoch anlagenübergreifend, sodass systemdienliche Standorte auch bei BESS im Rahmen der individuellen Entgeltbemessung positiv zu berücksichtigen sind, wenn auch ohne festgelegte Reduktionshöhe.

Eigenoptimierung (geringe netzwirksame Leistung)

Weitere Einsparpotenziale ergeben sich aus einer eigenoptimierten Festlegung des Netzanschlussumfangs, bei der nicht die maximal technisch mögliche, sondern die tatsächlich benötigte netzwirksame Leistung zum Maßstab des Netzanschlusses gemacht wird. Netzbenutzer können durch ein entsprechend ausgestaltetes Betriebskonzept – etwa durch die Co-Location-BESS, bei der der Speicher Lastspitzen gezielt abfängt – den gleichzeitig am Netz wirksam werdenden Leistungsbedarf reduzieren und dadurch eine geringere maximale netzwirksame Leistung vertraglich vereinbaren. Da sich das Netzanschlussentgelt unmittelbar an dieser vertraglich vereinbarten maximalen netzwirksamen Leistung orientiert (§ 6 Abs. 1 Z 117 ElWG), wirkt sich eine solche Optimierung direkt und dauerhaft entgeltmindernd aus.⁸⁸

Reduktionsmöglichkeit bei flexiblem Netzanschlussvertrag in SNE-V

Ergänzend kann die E-Control in ihren Verordnungen zum Netzanschlussentgelt angemessene Reduktionen für flexible Netzanschlussverträge vorsehen (§ 130 Abs. 4 Z 4 ElWG). Mithilfe von flexiblen Netzanschlussverträgen kann der Netzbetreiber einen Netzanschluss trotz (noch) unzureichender Netzkapazitäten unter vertraglich vereinbarten Begrenzungen der maximalen netzwirksamen Leistung gewähren. Diese Möglichkeit zur Einschränkung durch den Netzbetreiber ist an den Netzausbau gekoppelt und je nach Netzebene nur für einen klar definierten maximalen Übergangszeitraum zulässig (§§ 103, 104 ElWG).⁸⁹

⁸⁸ Vgl. ErläutRV 312 BlgNR 28. GP 42.

⁸⁹ Maximal für 24 Monate bei Anschluss an Netzebene 3; 18 Monate für Netzebene 4 und 5, 12 Monate für Netzebene 6 und 7. Diese Fristen können sich um bis zu 24 Monate verlängern, wenn die notwendigen Verstärkungen oder Ausbauten des Netzes innerhalb der Fristen aus Gründen, die nicht im Einflussbereich des Netzbetreibers liegen, nicht erfolgen konnten.

Befreiung/Reduktion bei bestehendem Bezugsanschluss für Erzeugungsanlagen

Ein weiterer zentraler Reduktionstatbestand betrifft die Errichtung von Stromerzeugungsanlagen über einen bestehenden Bezugsanschluss. PV-Anlagen mit einer netzwirksamen Leistung bis 15 kW, die über einen solchen bestehenden Bezugsanschluss angeschlossen werden, können bis zu diesem Ausmaß der vereinbarten Bezugsleistung ohne zusätzliches Einspeise-Netzanschlussentgelt angeschlossen werden (§ 96 Abs. 5 ElWG).⁹⁰ Diese Regelung deckt sich hinsichtlich der Entgeltbefreiung mit der allgemeinen Befreiung nach § 130 Abs. 5 ElWG und ist insoweit doppelt normiert; die eigentliche Bedeutung des § 96 Abs. 5 ElWG liegt jedoch weiterhin in der Anschlussverpflichtung des Netzbetreibers.

Für sonstige erneuerbare Stromerzeugungsanlagen auf den Netzebenen 5 bis 7, auf die § 96 Abs. 5 ElWG nicht anwendbar ist, normiert § 96 Abs. 6 ElWG eine vergleichbare, jedoch differenzierter ausgestaltete Begünstigung:

„Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger, die über einen bestehenden Bezugsanschluss eines Netzbenutzers auf den Netzebenen 5 bis 7 an das Netz angeschlossen werden und auf die Abs. 5 nicht anwendbar ist, sind zu 100% des vereinbarten Ausmaßes der Netznutzung für die Entnahme an das Verteilernetz anzuschließen. Das Netzanschlussentgelt fällt in diesem Fall nur für die über 15 kW hinausgehende netzwirksame Leistung an und reduziert sich um 85% gegenüber dem gemäß § 130 Abs. 5 ermittelten Betrag [...]“

Wenngleich der Wortlaut nicht ganz eindeutig ist, ist nach unserem Verständnis (auch aufgrund systematischer Überlegungen) auch hier von einer vollständigen Befreiung für die ersten 15 kW netzwirksamer Leistung auszugehen, während sich das Netzanschlussentgelt für die darüber hinausgehende Leistung um 85 % gegenüber dem pauschalierten Betrag aus § 130 Abs. 5 iVm Anlage V (dieser bei erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen anzuwenden, vgl. Kapitel 6.3.4.3) reduziert.

⁹⁰ § 96 Abs. 5 ElWG: „Photovoltaikanlagen mit einer netzwirksamen Leistung bis 15 kW, die über einen bestehenden Bezugsanschluss eines Netzbenutzers an das Netz angeschlossen werden, sind zu 100% des vereinbarten Ausmaßes der Netznutzung für die Entnahme, maximal jedoch 15 kW, an das Verteilernetz anzuschließen, ohne dass dafür ein zusätzliches Netzanschlussentgelt anfällt.“

In diesem Zusammenhang stellt sich insbesondere die Frage, ob auch PV-Anlagen über 15 kW von der 85-%-Reduktion gemäß § 96 Abs. 6 ElWG profitieren können. Schließlich handelt es sich – dem bloßen Wortlaut zufolge – auch hierbei um Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger, die – sofern sie auf den Netzebenen 5 bis 7 angeschlossen werden – grundsätzlich unter § 96 Abs. 6 ElWG fallen könnten. Unklar ist jedoch, wie die Wendung „und auf die Abs. 5 nicht anwendbar ist“ in Abs. 6 zu verstehen ist: Bezieht sich § 96 Abs. 5 ElWG ausschließlich auf die ersten 15 kW einer PV-Anlage, wäre § 96 Abs. 6 ElWG für die darüber hinausgehende Leistung anwendbar – dies würde wohl zu einer 85-%-Reduktion der über die 15 kW hinausgehende netzwirksame Leistung führen. Jedoch könnte dieser Beisatz jedoch auch anders gelesen werden: Schließt er eine Subsumtion jeglicher PV-Anlagen unter Abs. 6 aus, so würden diese nicht von der 85-% Reduktion profitieren.

Abschließend ist hervorzuheben, dass mehrere Reduktionstatbestände kumulativ zur Anwendung kommen können, wobei die Berechnung multiplikativ und nicht additiv erfolgt.⁹¹ Liegen etwa sowohl die Voraussetzungen für die 85-%-Reduktion aufgrund eines bestehenden Bezugsanschlusses als auch für die 30-%-Reduktion aufgrund eines systemdienlichen Standorts vor, ergibt sich ein zu entrichtender Betrag von $15 \% \times 70 \% = 10,5 \%$ der ursprünglichen Pauschale. Dies entspricht einer Gesamtvergünstigung von 89,5 %. Die multiplikative Anwendung anstatt einer additiven soll eine Überkompensation verhindern und negative Entgelte („Cashback“) ausschließen.

Die Befreiungen bzw. Reduktionen des Netzanschlussentgelts können wie folgt tabellarisch dargestellt werden:⁹²

⁹¹ Vgl. ErläutRV 312 BlgNR 28. GP 42.

⁹² „X“ in diesem Kontext bedeutet, dass keine Befreiung oder Reduktion besteht.

		Erneuerbare Erzeugungsanlagen	Sonstige Erzeugungsanlagen inkl BESS
15-kW Freigrenze (§ 130 Abs. 5)	Bezug	X	X
	Einspeisung	15 kW befreit	15 kW befreit
bestehender Bezugsanschluss (§ 96 Abs. 5 & 6)	Bezug	nur Erhöhung	nur Erhöhung
	Einspeisung	- 85 % (ab 15 kW, NE 5 bis 7)	X
systemdienlicher Standort (§ 130 Abs. 5 iVm §§ 118, 123, 99)	Bezug	- 30 %	X (Berücksichtigung nach § 130 Abs. 4)
	Einspeisung		
flexibler Netzanschlussvertrag (§ 130 Abs. 4 Z 4 iVm §§ 103, 104)	Bezug	evtl. in SNE-V	evtl. in SNE-V
	Einspeisung		
Eigenoptimierung			

Abbildung 91 Befreiungen bzw. Reduktionen des Netzanschlussentgelts

6.3.5 Netznutzungsentgelt

6.3.5.1 Allgemeines

Das Netznutzungsentgelt stellt eine zentrale Komponente der Systemnutzungsentgelte dar und wird im ElWG unter § 128 detailliert geregelt, wobei gegenüber der früheren Rechtslage des ElWOG 2010 einige Anpassungen und Klarstellungen vorgenommen wurden.

Das Netznutzungsentgelt dient primär der Abgeltung der *„Kosten für die Errichtung, den Ausbau, die Instandhaltung und den Betrieb des Netzsystems“* (§ 128 Abs. 1 Z 1 ElWG). Dies umfasst jedoch nur solche Kosten, die noch nicht bereits durch andere Entgeltkomponenten abgedeckt sind und dient demnach als eine Art **Auffangentgelt** (§ 128 Abs. 1 Z 1 iVm § 127 Abs. 2 Z 2 – 5 ElWG).

Eine Neuerung im Vergleich zum Netznutzungsentgelt nach ElWOG 2010 ist die explizite Einbeziehung der Kosten für *„Zähleinrichtungen einschließlich notwendiger Wandler, der Eichung und der Datenauslesung sowie für die Datenverwaltung“* in das Netznutzungsentgelt (§ 128 Abs. 1 Z 2 ElWG). Dies lässt das **ehemalige Messentgelt** gemäß § 57 ElWOG 2010, welches als separate Entgeltkomponente ausgewiesen war, nunmehr im Netznutzungsentgelt aufgehen. Ein eigenständiges Messentgelt ist im ElWG als eigene Entgeltkomponente nicht mehr vorgesehen und entfällt. Effektive Auswirkungen wird dies jedoch kaum haben, da das Messentgelt in der SNE-V bisher ohnedies sehr niedrig angesetzt ist und zu

erwarten ist, dass daher das Netznutzungsentgelt auch nur um diesen geringen Anteil ansteigen wird.

Das Netznutzungsentgelt ist **ausschließlich von Entnehmern**⁹³ pro Zählpunkt zu entrichten (§ 128 Abs. 2 ElWG). Für die Einspeisung ist im ElWG hingegen – im Gegensatz zur Regierungsvorlage – kein eigenes Netznutzungsentgelt mehr vorgesehen. Es ist jedoch wichtig zu beachten, dass für die Einspeisung ab 1.1.2027 ein sog. Versorgungsinfrastrukturbeitrag (VIB) gemäß § 75a ElWG zu entrichten ist. Dieser Beitrag ist zwar ebenfalls ein Entgelt im Kontext der Netzinfrastuktur, wird jedoch getrennt vom Netznutzungsentgelt erhoben (siehe dazu Kapitel 6.3.9).

BESS sind bei systemdienlichem Betrieb für einen Zeitraum von 20 Jahren ab Inbetriebnahme von der Entrichtung eines Netznutzungsentgelts befreit (§ 127 Abs. 3 ElWG; vgl. Kapitel 6.3.6).

6.3.5.2 Ausgestaltung durch die E-Control

§ 128 Abs. 3 bestimmt, dass „*die Regulierungsbehörde [hat] durch Verordnungen gemäß § 135 Abs. 1 und 2 das Netznutzungsentgelt zu bestimmen*“ hat. Die konkrete Ausgestaltung und Höhe des Netznutzungsentgelts obliegt demnach der E-Control

Während sie nach dem Wortlaut des § 51 Abs. 2 ElWOG 2010 grundsätzlich auch das Netznutzungsentgelte der Höhe nach festzulegen hatte (und dies stets in der SNE-V getan hat), kann sie nach dem ElWG weitere Festlegungen treffen, die in den § 128 Abs. 3 Z 1-3 ElWG aufgezählt sind:

- Bemessung des Arbeits- und Leistungspreises (§ 128 Abs. 3 Z 1 ElWG)

Zentral ist zunächst die Möglichkeit, das Netznutzungsentgelt als Arbeits- und/oder Leistungspreis auszugestalten. Diese Struktur knüpft an die bisherige Systematik der SNE-V an. Dogmatisch wirft die Formulierung, die

⁹³ BESS sind beim Bezug aus dem Netz als Entnehmer zu qualifizieren und unterliegen insoweit dem Netznutzungsentgelt (sofern sie nicht aufgrund eines systemdienlichen Betriebs gemäß § 127 Abs. 3 ElWG von diesem befreit sind).

Regulierungsbehörde könne Festlegungen „zur Festlegung des Arbeits- und/oder Leistungspreises“ treffen, Fragen auf. Vor diesem Hintergrund liegt es nahe, dass sich diese Festlegungen weniger auf die absolute Entgelthöhe als vielmehr auf die Ausgestaltung der Bemessungsparameter beziehen, etwa darauf, wie der Leistungspreis zu ermitteln ist.⁹⁴

– Pauschalierungen und Mindestbezugswerte (§ 128 Abs. 3 Z 1 ElWG)

Die Möglichkeit zur Einführung von Pauschalierungen und Mindestbezugswerten dient der praktischen Umsetzbarkeit und der Absicherung der Kostenbasis der Netzbetreiber. Pauschalierungen wären jedenfalls dort notwendig, wo eine Leistungsmessung noch nicht möglich ist.⁹⁵ Mindestbezugswerte sollen demgegenüber sicherstellen, dass der laufende Aufwand für Netzbetrieb, Wartung und Leistungsvorhaltung auch bei geringer tatsächlicher Netznutzung angemessen abgegolten wird. In solchen Konstellationen fällt der arbeitsbezogene Entgeltanteil naturgemäß niedrig aus, da er ausschließlich an die tatsächlich bezogene Energiemenge anknüpft. Durch die Festlegung eines „Mindestbezugswerts“ wird daher gewährleistet, dass auch dann ein Mindestentgelt zu entrichten ist, wenn der tatsächliche Energiebezug unter diesem Schwellenwert liegt.⁹⁶

– Blindleistungsbereitstellung (§ 128 Abs. 3 Z 1 ElWG)

Die gesonderte Abgeltung der Blindleistungsbereitstellung, trägt einer netztechnischen Notwendigkeit Rechnung. Die Blindleistung wird im arbeitsbezogenen Netznutzungsentgelt nicht erfasst, da sich dieses ausschließlich an der bezogenen Wirkarbeit orientiert, also an jener Energiemenge, die tatsächlich genutzt wird. Blindleistung stellt demgegenüber keinen verbrauchbaren Energieanteil dar und wird daher im Rahmen der arbeitsbezogenen Abrechnung nicht sichtbar. Gleichwohl verursacht ihr Transport erhebliche Kosten, weil die Netzinfrastuktur auf die Scheinleistung, also die Summe aus Wirk- und Blindleistung, ausgelegt sein muss.

⁹⁴ Zugleich ist dieser Regelungsspielraum vor dem Hintergrund eines von der Regulierungsbehörde verfolgten Trends zu einer stärkeren Gewichtung leistungsabhängiger Entgeltbestandteile zu sehen, der sich in einer zunehmenden Bedeutung des Leistungspreises gegenüber dem Arbeitspreis niederschlägt.

⁹⁵ Vgl. ErläutRV 312 BlgNR 28. GP 41.

⁹⁶ Vgl. ErläutRV 312 BlgNR 28. GP 41.

Die mit der Blindleistung verbundenen Aufwendungen können daher über das arbeitsbezogene Netznutzungsentgelt nicht sachgerecht abgebildet werden und bedürfen folgerichtig einer gesonderten Abgeltung.

Im Elektrizitätsnetz ist Blindleistung ein Phänomen, das eng mit dem Transport von Wirkleistung, der tatsächlich nutzbaren Energie, verbunden ist. Während Wirkleistung Motoren antreibt oder Licht erzeugt, entsteht Blindleistung als scheinbar "nutzloser" Energieanteil, der zwischen Erzeuger und Verbraucher hin- und herpendelt. Dies geschieht vor allem durch induktive Verbraucher wie Elektromotoren oder Transformatoren, die zum Aufbau von Magnetfeldern Energie aus dem Netz ziehen und diese beim Abbau wieder zurückspeisen.⁹⁷

– Unterbrechbare und/oder regelbare Leistungen (§ 128 Abs. 3)

Ein weiterer Regelungsschwerpunkt betrifft unterbrechbare und/oder regelbare Leistung. Netzbenutzer können vertraglich vereinbaren, dass ihre Leistung vom Netzbetreiber ganz oder teilweise unterbrochen oder gesteuert werden darf.⁹⁸ Für diese Flexibilisierung sind entsprechende Abschläge auf das Netznutzungsentgelt vorzusehen. Damit soll ein Anreiz für systemdienliches Verhalten geschaffen werden, indem Netzbenutzer durch ihre Flexibilität zur Entlastung des Netzes in Spitzenzeiten beitragen. Die SNE-GV (vgl. Kapitel 6.3.3.) kann hierzu nähere Vorgaben enthalten, etwa zu Unterbrechungssignalen, zur maximalen Unterbrechungsdauer oder zu Vorankündigungspflichten der Netzbetreiber.

– Zeitvariable Netznutzungsentgelte (§ 128 Abs. 3)

Von besonderer Bedeutung ist die Einführung zeitvariabler Netznutzungsentgelte, mit denen gezielt Anreize für einen systemdienlichen Betrieb gesetzt werden sollen. Durch zeitabhängige Preissignale werden Netzbenutzer dazu motiviert, ihren Stromverbrauch in Phasen hoher Netzbelastung (aufgrund hoher Einspeisung von erneuerbaren Erzeugungsanlagen) zu verlagern. Dies trägt zur Netzstabilisierung und langfristig zur Begrenzung

⁹⁷ Vgl. Bundesnetzagentur, Spannungshaltung in Netzen („Blindleistung“); https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK08/BK8_05_EOG/60_Bindleistung/start.html (zuletzt abgerufen am 12.1.2026).

⁹⁸ Vgl. ErläutRV 312 BlgNR 28. GP 41.

von Netzausbaukosten bei; dieser Vorteil soll an die Netzbenutzer weitergegeben werden.⁹⁹

Eine solche Konzeption wird bereits in dem mit der SNE-V-Novelle 2026¹⁰⁰ eingeführten „Sommertarif“ umgesetzt, der für den Zeitraum vom 1. April bis 30. September jeweils zwischen 10:00 und 16:00 Uhr einen reduzierten Sommerarbeitspreis in Höhe von 80 % des Basiswerts vorsieht.

Netzbenutzer haben dabei das Recht, zwischen einem zeitvariablen und einem nicht-zeitvariablen Netznutzungsentgelt zu wählen (§ 128 Abs. 4 ElWG). „*Nicht zeitvariabel*“ bedeutet dabei, dass innerhalb des Abrechnungszeitraums keine Staffelung der Preissätze nach Uhrzeit, Wochentag oder Saison erfolgt. Die bloße Messung eines monatlichen Viertelstundenhöchstwerts als Bemessungsgröße führt nicht zu einem zeitvariablen Entgelt, solange die Preissätze während des Abrechnungszeitraums unverändert bleiben.¹⁰¹

– Sonstiges (§ 128 Abs. 3 Z 2, 3)

Eine der wesentlichen Festlegungen, die die E-Control treffen kann, betrifft den Zeitraum für die Abrechnungsperiode und das Abrechnungsintervall (§ 128 Abs. 3 Z 2 ElWG).¹⁰² Darüber hinaus ermächtigt § 128 Abs. 3 Z 3 ElWG die Regulierungsbehörde zur Festlegung einer gesonderten Abgeltung von bestimmten Systemdienstleistungen, sofern deren Kosten durch das Netznutzungsentgelt zu decken sind.

⁹⁹ Vgl. ErläutRV 312 BlgNR 28. GP 41.

¹⁰⁰ Verordnung der Regulierungskommission der E-Control, mit der die Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2018 geändert wird (SNE-V 2018 – Novelle 2026), BGBl. II Nr. 305/2025.

¹⁰¹ Vgl. ErläutRV 312 BlgNR 28. GP 41.

¹⁰² Das Abrechnungsintervall bezeichnet die zeitliche Auflösung der Mess- und Abrechnungsgrundlage, etwa stündlich oder viertelstündlich (vgl. § 6 Abs. 1 Z 101), während sich die Abrechnungsperiode wohl auf den Zeitraum der Rechnungslegung bezieht, etwa monatlich, quartalsweise oder jährlich.

6.3.5.3 Entgeltsreduktion im Nahebereich

Eine wesentliche Reduktion des Netznutzungsentgelts ist für teilnehmende Netzbewerber vorgesehen, die an der gemeinsamen Energienutzung¹⁰³ (zB über Peer-to-Peer Verträge, Energiegemeinschaften etc.) im Nahebereich teilnehmen. Für jenen Verbrauch, der durch zugeordnete eingespeiste Energie einer Stromerzeugungsanlage im Nahebereich abgedeckt ist, wird das Netznutzungsentgelt gesondert reduziert festgelegt (§ 128 Abs. 5 ElWG). Diese Regelung, die bereits aus der SNE-V für Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften bekannt ist, wird nun auf alle Formen der gemeinsamen Energienutzung im Nahebereich ausgeweitet.

Als Nahebereich gelten insbesondere der Lokalbereich („*Niederspannungs-Verteilernetz und Niederspannungsteil der Transformatorstation*“; § 70 Abs. 6 Z 3 ElWG), der Regionalbereich („*Mittelspannungsnetz und alle ohne Umspannung miteinander verschaltbaren Mittelspannungs-Sammelschienen im Umspannwerk*“; § 70 Abs. 6 Z 4 ElWG) sowie der Standortbereich („*gemeinschaftliche Leitungsanlagen (Hauptleitungen) mit Ausnahme der Durchleitung durch die Sammelschienen*“; § 70 Abs. 6 Z 2 ElWG).¹⁰⁴

Es ist davon auszugehen, dass die Entgeltsreduktion künftig in vergleichbarer Weise wie bislang für Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften gemäß § 5 Abs. 1a

¹⁰³ Die *gemeinsame Energienutzung* (§ 6 Abs. 1 Z 57 iVm § 68 ElWG) ist ein zentrales neues Modell der Bürgerenergie, bei denen sog aktive Kunden – insbesondere Prosumer – Strom gemeinsam erzeugen, nutzen oder über das Netz miteinander teilen. Sie schließt bestehende Modelle wie Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften, Bürgerenergiegemeinschaften und gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen ebenso ein, wie neue Formen des Peer-to-Peer-Handels, bei dem selbst erzeugter Strom direkt an Dritte weitergegeben wird.

¹⁰⁴ Für Behind-the-Meter-Konstellationen, etwa bei einer Versorgung über eine Direktleitung gemäß § 64 ElWG, fallen keine Systemnutzungsentgelte an.

SNE-V ausgestaltet wird. Die Reduktion erfolgt demnach als prozentueller Abschlag auf den arbeitsbezogenen Anteil¹⁰⁵ des jeweils anzuwendenden Netznutzungsentgelts.¹⁰⁶

Dem steht jedoch gegenüber, dass der administrative Mehraufwendungen der Netzbetreiber, die im Zusammenhang mit der gemeinsamen Energienutzung im Nahebereich entstehen, bei der Bestimmung des Netznutzungsentgelts berücksichtigt werden können.¹⁰⁷ Angesichts des voraussichtlich erheblichen administrativen Aufwands, erscheint es daher nicht ausgeschlossen, dass diese Zusatzkosten die prozentuellen Abschläge teilweise oder sogar vollständig kompensieren. In diesem Fall bestünde die Gefahr, dass trotz formal vorgesehener Reduktionen kein nennenswerter effektiver Entgeltvorteil für die teilnehmenden Netzbenutzer verbleibt.

6.3.6 Ausnahme von den bezugsseitigen Systemnutzungsentgelten für Energiespeicher

6.3.6.1 Allgemeines

Das ElWG befreit Energiespeicheranlagen (inkl. BESS) von bezugsseitigen Netzentgelten, wenn diese systemdienlich betrieben werden. Konkret sind u.a. BESS von der Entrichtung von Netznutzungsentgelt und von Netzverlustentgelt für die bezogene Strommenge befreit. § 127 Abs. 3 ElWG lautet:

¹⁰⁵ § 5 Abs. 1a SNE-V: „Der Arbeitspreis (AP) für das Netznutzungsentgelt gemäß Abs. 1 werden für teilnehmende Netzbenutzer einer Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft in Bezug auf jenen Verbrauch, [...]. Die reduzierten Arbeitspreise sind im Zuge der Abrechnung in Cent/kWh anzugeben und auf zwei Kommastellen kaufmännisch zu runden“; Die Reduktion bezieht sich ausschließlich auf den Arbeitspreis und nicht auch auf den Leistungspreis, wodurch die Befreiung in ihrer tatsächlichen Wirkung deutlich an Attraktivität verliert.

¹⁰⁶ Nach der bisherigen Rechtslage betrug dieser Abschlag im Lokalbereich für die Netzebenen 6 und 7 57 %, im Regionalbereich für die Netzebenen 6 und 7 28 % sowie für die Netzebenen 4 und 5 64 %.

¹⁰⁷ Vgl. ErläutRV 312 BlgNR 28. GP 41.

„Energiespeicheranlagen sind unter Berücksichtigung des systemdienlichen Betriebs für einen Zeitraum von 20 Jahren ab Inbetriebnahme hinsichtlich des Bezugs der zu speichernden elektrischen Energie von den Entgeltkomponenten gemäß § 128 (Netznutzungsentgelt) und § 129 (Netzverlustentgelt) freigestellt.“

Diese Entgeltbefreiung ist zeitlich auf die ersten 20 Jahre nach der Inbetriebnahme der Energiespeicheranlage beschränkt und gilt ausschließlich für den Bezug von Strom. Systemnutzungsentgelte und sonstige Abgaben (wie bspw. der Versorgungsinfrastrukturbeitrag) bleiben jedoch unabhängig vom systemdienlichen Betrieb bestehen.

Voraussetzung für die Entgeltbefreiung ist der sogenannte „systemdienliche Betrieb“. Dieser Begriff soll folgend näher untersucht werden:

6.3.6.2 Systemdienlicher Betrieb als gesetzliche Voraussetzung für die Netzentgeltsbefreiung

Die Begrifflichkeit des „systemdienlichen Betriebs“ wird in § 6 Abs. 1 Z 148 ElWG legaldefiniert als:

„die Betriebsart einer Stromerzeugungs-, Verbrauchs- oder Energiespeicheranlage, bei der systemdienlicher Nutzen im Sinne von Kostenreduktionen, Kostenvermeidung oder Aufrechterhaltung der Netz- und Versorgungssicherheit erbracht wird, insbesondere durch die Erbringung einer Flexibilitätsleistung, den Betrieb an einem bestimmten, durch die Ausweisung im Netzentwicklungsplan für das Verteiler- oder Übertragungsnetz definierten Standort oder nach den Anforderungen des Netzbetreibers. [...]“

Der Begriff des „Systems“ ist im ElWG nicht definiert, er wird vielmehr vorausgesetzt. Aus einer Zusammenschau von Sinn und Zweck der einschlägigen Regelungen spricht vieles dafür, dass damit nicht nur das Elektrizitätsnetz im engeren Sinn gemeint ist, sondern das gesamte, miteinander verbundene Elektrizitätsversorgungssystem. Dies könnte von Erzeugung über Übertragung und Verteilung bis hin zum Verbrauch elektrischer Energie gehen, ausgerichtet auf einen sicheren, zuverlässigen und effizienten Betrieb der Anlagen, der zur Erreichung der gesetzlichen Ziele beiträgt.

- Systemdienlicher Nutzen

Im Mittelpunkt der Definition des § 6 Abs. 1 Z 148 ElWG steht der „systemdienliche Nutzen“, der als übergeordnetes Kriterium für die Beurteilung eines systemdienlichen Betriebs fungiert. Dieser Nutzen kann auf drei (alternative) Weisen erreicht werden:

- Kostenreduktion
- Kostenvermeidung
- Aufrechterhaltung der Netz- und Versorgungssicherheit

Systemdienlichkeit ist nicht an bestimmte Technologien gebunden, sondern orientiert sich an dem objektiven Beitrag der jeweiligen Anlage zum Gesamtsystem. Für BESS bedeutet dies, dass jede Betriebsweise, die eines dieser Ziele erfüllt, als systemdienlich iSd Legaldefinition gilt.

§ 6 Abs. 1 Z 148 ElWG präzisiert dabei insbesondere die Aspekte der Kostenvermeidung und Kostenreduktion – wenngleich in sprachlich komplexer Weise:

„Kostenvermeidung oder Kostenreduktion liegt insbesondere dann vor, wenn auf Grund vorliegender oder prognostizierter Erzeugungs- und Verbrauchsdaten oder auf Grund technischer oder vertraglicher Gegebenheiten offensichtlich ist, dass der Höchstleistungsbeitrag der Anlage vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstleistung aller Entnahmen aus dieser Netz- oder Umspannebene abweicht;“

Kostenvermeidung oder Kostenreduktion liegt demnach vor, wenn:¹⁰⁸

- der Höchstleistungsbeitrag der Anlage¹⁰⁹

¹⁰⁸ Vgl. hierzu, dass in der Regierungsvorlage noch der Begriff „Höchstlastbeitrag“ sowie „Jahreshöchstlast“ verwendet wurde, dieser jedoch im Zuge eines Änderungsantrags auf „Höchstleistungsbeitrag“ sowie „Jahreshöchstleistung“ geändert wurde.

¹⁰⁹ Der **Höchstleistungsbeitrag** bezeichnet dabei den individuellen, für die Netzauslegung maßgeblichen Leistungswert einer einzelnen Anlage, also ihre maximale Entnahme oder Einspeisung am jeweiligen Anschlusspunkt. Er bestimmt, in welchem Ausmaß die betreffende Anlage zu jenen kritischen Netzsituationen beiträgt, in denen die Infrastruktur an ihre Kapazitätsgrenzen gelangt.

- vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstleistung aller Entnahmen in dieser Netzebene abweicht.¹¹⁰

Die gesetzliche Formulierung wirft in mehrfacher Hinsicht Auslegungsfragen auf. Dass der Höchstleistungsbeitrag einer einzelnen Anlage von der aggregierten Jahreshöchstleistung aller Entnahmen auf einer Netzebene abweicht, ist begrifflich evident und für sich genommen nicht aussagekräftig. Sinnvollerweise kann damit nicht eine bloße Differenz der Leistungswerte gemeint sein, sondern vielmehr der zeitliche Aspekt der Leistungsanspruchnahme, nämlich, dass der Höchstleistungsbeitrag der betreffenden Anlage gerade nicht zu jenem Zeitpunkt abgerufen wird, in dem die zeitgleiche Jahreshöchstleistung der jeweiligen Netzebene auftritt.

Die Bestimmung zielt demnach uE auf eine zeitliche Entkopplung des individuellen Leistungsabrufs vom systemischen Lastmaximum ab, indem der Leistungsbeitrag der einzelnen Anlage der gleichzeitigen Gesamtbelastung des jeweiligen Netzabschnitts gegenübergestellt wird, um ein objektives, netztechnisch überprüfbares Beurteilungsmodell zu schaffen.¹¹¹

Eine Entlastung bewirkt, dass zusätzliche Investitionen oder Aufwendungen für einen Netzausbau entfallen oder geringer ausfallen. Die Netzbetreiber können somit jene Kosten vermeiden oder zumindest reduzieren, die ohne diesen Effekt angefallen wären.¹¹²

¹¹⁰ Demgegenüber bildet die **zeitgleiche Jahreshöchstleistung aller Entnahmen einer Netz- oder Umspannebene** den höchsten kumulierten Leistungsbedarf sämtlicher in diesem Abschnitt angeschlossener Verbraucher zu einem einzigen Zeitpunkt im Jahr. Dieser Spitzenwert definiert die maximale Belastung der gesamten Netzstruktur in diesem Bereich.

¹¹¹ Es bleibt unklar, was genau als „erhebliche Abweichung“ des individuellen Höchstleistungsbeitrags von der Netzspitze gilt. Ob bereits eine reine Abflachung der Lastspitzen, also eine Reduktion der Spitzenlast durch das Nicht-Einspeisen der Anlage während dieser Zeiten, ausreicht, oder ob es erforderlich ist, dass die Anlage aktiv gegensteuert – etwa indem sie in Spitzenzeiten Energie verbraucht (bzw. einspeichert), um das Netz zu entlasten – ist noch nicht eindeutig definiert

¹¹² Eine Möglichkeit stellt der vertraglich vereinbarte flexible Netzzugang dar, der vom gesetzlich vorgesehenen flexiblen Netzzugang (§ 103 ElWG) zu unterscheiden ist: Während der gesetzliche flexible Netzzugang nach dem Netzbetreiber ein einseitiges Recht einräumt, den Netzzugang einer Anlage bei unzureichendem Netzausbau zeitlich befristet und hinsichtlich der netzwirksamen Leistung zu reduzieren, beruht der vertraglich vereinbarte flexible Netzzugang auf einer zweiseitigen Vereinbarung zwischen Netzbetreiber und

Die Aufrechterhaltung der Netz- und Versorgungssicherheit steht zwar in systematischen Zusammenhang mit den kostenbezogenen Effekten, bildet jedoch eine selbstständige Alternative in der Definition aus § 6 Abs. 1 Z 148 ElWG. Weder das Gesetz noch die Erläuterungen beschreiben dieses Kriterium inhaltlich näher. Unseres Erachtens sind damit insbesondere Verhaltensweisen (oft im Rahmen einer Dienstleistung) adressiert, die Stabilisierung des gesamten Netzsystems beitragen, obgleich sie im Einzelfall sogar – etwa aus Sicht des lokalen Netzbetreibers – Kosten verursachen.

Gesetzliche Beispiele für systemdienlichen Betrieb

§ 6 Abs. 1 Z 148 ElWG konkretisiert drei Fälle, bei deren Vorliegen jedenfalls von einem systemdienlichen Nutzen – Kostenreduktion, Kostenvermeidung sowie Aufrechterhaltung der Netz- und Versorgungssicherheit – und daher von einem systemdienlichen Betrieb auszugehen ist. Liegt einer der drei Fälle bei einem Energiespeicheranlagenprojekt vor, greift eine Art gesetzliche Vermutung des systemdienlichen Betriebs. Die Aufzählung ist alternativ (dh das Vorliegen eines Falles reicht; arg: „oder“) und nicht abschließend (arg: „insbesondere“), sodass auch andere Betriebsweisen (außerhalb der drei Fälle) als systemdienlich gelten können, sofern sie diese Ziele erfüllen. Die drei in § 6 Abs. 1 Z 148 ElWG genannten Fälle systemdienlichen Nutzens lauten:

Erbringung von Flexibilitätsleistungen: Bei einer Flexibilitätsleistung handelt es sich um eine vom Netzbetreiber angeforderte, im Rahmen einer (i) Systemdienstleistung oder des (ii) Engpassmanagements durchgeführte Veränderung der Einspeisung oder Entnahme (§ 6 Abs. 1 Z 51 ElWG).¹¹³

- Eine Systemdienstleistung ist wiederum eine *„zum Betrieb eines Übertragungs- oder Verteilernetzes erforderliche Dienstleistung, einschließlich Regelreserve und nicht frequenzgebundener*

Netzzugangsberechtigten. In diesem Rahmen können auch über die gesetzlichen Zeiträume hinaus etwa für mehrere Jahre ein dauerhaft reduzierter oder zeitlich differenzierter Netzzugang (zB grundsätzlich 1 MW, an Wochenenden jedoch nur 200 kW netzwirksame Leistung) vereinbart werden; eine solche Ausgestaltung kann ebenfalls als systemdienlicher Betrieb qualifiziert werden, ohne unter eine der drei ausdrücklich im Gesetz genannten Fallgruppen zu fallen (vgl. Kapitel 2.2.2. b).

¹¹³ Der Netzbetreiber hat den Bedarf an Flexibilitätsleistungen im Rahmen der Erstellung des Netzentwicklungsplans (§§ 118, 123 ElWG) zu evaluieren und erforderlichenfalls zu beschaffen; das Verfahren zur Beschaffung von Engpassleistungen ist in §§ 139 ff ElWG geregelt.

Systemdienstleistungen, jedoch ohne Engpassmanagement;“ (§ 6 Abs. 1 Z 149 ElWG).

- Engpassmanagement ist wiederum *„die Gesamtheit von kurz-, mittel- und langfristigen Maßnahmen, welche nach Maßgabe der systemtechnischen Anforderungen ergriffen werden können, um unter Berücksichtigung der Netz- und Versorgungssicherheit Engpässe im Übertragungs- und Verteilernetz zu vermeiden oder zu beseitigen;“ (§ 6 Abs. 1 Z 42 ElWG)*

Betrieb an einem im Netzentwicklungsplan ausgewiesenen Standort: Wird eine Anlage an einem Standort betrieben, der im Netzentwicklungsplan (NEP) als systemdienlich ausgewiesen ist, liegt ein systemdienlicher Betrieb vor. Sowohl Übertragungsnetzbetreiber (§ 123 Abs. 3 Z 4 ElWG) als auch Verteilernetzbetreiber (§ 118 Abs. 3 Z 11 ElWG) haben in ihren jeweiligen NEP Standorte als systemdienlich festzulegen. Diese Standorte können daher auf unterschiedlichen Netzebenen liegen.¹¹⁴

Betrieb nach den Anforderungen des Netzbetreibers: Ein systemdienlicher Betrieb liegt weiters dann vor, wenn die Anlage nach *„den Anforderungen des Netzbetreibers“* betrieben wird. Was unter den Anforderungen gemeint ist, wird weder im Gesetz noch in den Erläuterungen konkretisiert, sodass den Netzbetreibern ein weiter Ermessensspielraum eingeräumt wird. Da die Anforderungen einen systemdienlichen Nutzen im Sinne einer Kostenvermeidung oder Kostenreduzierung zur Folge haben sollen, werden diese Anforderungen unter Berücksichtigung der konkreten Netzsituation festzulegen sein (etwa Vorgabe von sog. Hüllkurven, aus denen sich Zeiten für Entnahme bzw. Einspeisung in das Netz ergeben).¹¹⁵

¹¹⁴ Derzeit ist offen, ob und nach welchem Verfahren die Vergabe dieser systemdienlichen Standorte erfolgt. Insbesondere ist unklar, ob die Zuteilung an ein bestimmtes Vergabemodell geknüpft ist oder ob etwa die Genehmigung des Netzanschlusses maßgeblich sein könnte.

¹¹⁵ Gleichwohl ist festzuhalten, dass die Systemdienlichkeit in dieser Fallgruppe nicht vom Erlass einer künftigen Verordnung der E-Control abhängt (vgl. Kapitel 2.2.2.c). Bereits der Gesetzeswortlaut qualifiziert den Betrieb *„nach den Anforderungen des Netzbetreibers“* als eigenständigen Tatbestand, bei dessen Vorliegen ein systemdienlicher Betrieb jedenfalls anzunehmen ist. Die Norm knüpft damit unmittelbar an die konkret abgestimmte Betriebsweise des BESS an und benötigt wohl keine regulatorische Konkretisierung durch die E-Control.

6.3.6.3 Konkretisierung der systemdienlichen Betriebsweise im Rahmen der Systemnutzungsentgelte durch die E-Control

Dem mit dem ElWG eingeführten, allgemeinen Konzept des systemdienlichen Betriebs von Betriebsmitteln ist ein finanzieller Anreiz zur Verhaltenssteuerung immanent. Das ElWG stellt ausdrücklich klar, dass die E-Control bei der Festlegung der Systemnutzungsentgelte „Anreize für systemdienlichen Betrieb [sic!] zu setzen“ hat (§ 127 Abs. 1 ElWG).

Auf dieser Grundlage setzt die normative Konkretisierung durch die E-Control an: Der Gesetzgeber hat darauf verzichtet, technische und operative Anforderungen für die systemdienliche Gestaltung der Systemnutzungsentgelte im Gesetz festzulegen und überträgt diese Aufgabe stattdessen der Regulierungsbehörde.¹¹⁶ Die E-Control ist daher beauftragt, die konkreten Kriterien für eine systemdienliche Betriebsweise im Verordnungsweg – insbesondere in der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (in Folge „SNE-GV“)¹¹⁷ – auszugestalten (§ 135 Abs. 1 ElWG). Diese Kriterien haben in weiterer Folge in der Ausgestaltung der konkreten Systemnutzungsentgelte in der SNE-TV Eingang zu finden.

Bei der Festsetzung dieser Kriterien sind insbesondere folgende Aspekte zu berücksichtigen:¹¹⁸

- saisonale oder tageszeitabhängige Erzeugungs- und Betriebsweisen,
- Anforderungen des Netzbetreibers, etwa die Bereitstellung von „Blindleistung“¹¹⁹ oder der Abruf von Regelernergie.

¹¹⁶ EuGH 2.9.2021, C-718/18, *Kommission/Deutschland*, ECLI:EU:C:2021:662 (auch „BNetzA-Entscheidung“ genannt).

¹¹⁷ Bisher Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2018 BGBl. II Nr. 398/2017.

¹¹⁸ Vgl. ErläutRV 312 BlgNR 28. GP 6.

¹¹⁹ Was unter der „Bereitstellung von Blindleistung“ im konkreten Zusammenhang genau zu verstehen ist, ist bislang nicht eindeutig geklärt. Aus technischer Sicht benötigen bestimmte Verbrauchsanlagen Blindleistung, die zwar keinen tatsächlichen Energieverbrauch im engeren Sinn darstellt, das Netz jedoch belastet. Diese Blindleistung muss vom Netzbetreiber bereitgestellt werden, um den ordnungsgemäßen Betrieb der angeschlossenen Anlagen und die Stabilität des Netzes sicherzustellen. In diesem Sinne kann die Bereitstellung von Blindleistung uE als Ausgleich jener netzseitigen Belastungen verstanden werden, die durch solche Verbrauchsanlagen entstehen, ohne dass ihnen ein entsprechender Wirkleistungsbezug gegenübersteht.

6.3.6.4 Die „neuen“ Systemnutzungsentgelts-Verordnungen

Wie soeben ausgeführt kommt der regulatorischen Ausgestaltung durch die E-Control die praktische Wirksamkeit des Konzepts des systemdienlichen Betriebs eine große Bedeutung zu. Mit dem ElWG werden die SNE-GV und die SNE-TV zu zentralen Steuerungsinstrument gemacht für Stromerzeugungsanlagen, Energiespeicheranlagen und Verbrauchsanlagen gemacht. Während in der SNE-GV die Grundsätze, etwa zur systemdienlichen Betriebsweise, festgelegt werden, spezifiziert die SNE-TV u.a. die Höhe der Tarife und die Aufteilung in Leistungs- und Arbeitspreis.

Der „Spielball“ liegt somit nunmehr bei der E-Control: Erst mit Erlass einer neuen SNE-V werden die konkret anzuwendenden Kriterien und Entgelte feststehen, so dass eine fundierte Wirtschaftlichkeitsberechnung oder eine abschließende Beurteilung zukünftiger BESS-Projekte möglich sein wird. Wenngleich sich die Verordnungsermächtigung des § 135 Abs. 1 ElWG ihrem Wortlaut nach nicht auf die Freistellung von Energiespeicheranlagen von bezugsseitigen Netzentgelten gemäß § 127 Abs. 3 ElWG erstreckt, ist davon auszugehen, dass Konkretisierungen der E-Control zur systemdienlichen Betriebsweise – selbst wenn sie lediglich das Design der Systemnutzungsentgelte betreffen – faktische Auswirkungen auf das Verständnis der Systemdienlichkeit im Rahmen der Netzentgeltbefreiung für BESS & Co haben werden.

Die E-Control veröffentlicht ihre Verordnungen regelmäßig im Dezember, abgesehen von außergewöhnlichen Situationen wie der Energiekrise. Vor diesem Hintergrund ist nach aktueller Einschätzung davon auszugehen, dass die einschlägigen Verordnungen im letzten Quartal 2026 erlassen und mit 1.1.2027 in Kraft treten werden.

Bis dahin gilt die Novelle 2026¹²⁰ der SNE-V 2018; diese Verordnung enthält noch keine Kriterien zur Beurteilung der Systemdienlichkeit, da sie auf dem bisherigen Rechtsrahmen des ElWOG 2010 fußt.

Mit der SNE-V Novelle 2026 wurde ein sogenannter „Sommer-Nieder-Arbeitspreis“ (kurz „SNAP“) eingeführt, der – zumindest in der Theorie – bereits

¹²⁰ Begutachtung Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2018 (SNE-V 2018) – Novelle 2026.

2026 gezielt Anreize für systemdienlicheres bzw. netzdienlicheres Verhalten schaffen soll (Anreiz Strom in den typischen Sonnenstunden zu konsumieren). Die Novelle sieht eine grundlegende Reform der zeitabhängigen Netznutzungsentgelte vor: Die bislang geltenden Sommer- und Winter-Hoch- und Niedertarife sollen entfallen und durch ein neues, vereinfachtes Modell ersetzt werden. Konkret ist vorgesehen, dass im Zeitraum vom 1. April bis 30. September jeweils von 10:00 bis 16:00 Uhr ein reduzierter Arbeitspreis für den Netzbezug gilt. In diesem Zeitfenster wird zur Entlastung des – insbesondere im Niederspannungsnetz – potenziell stärker belasteten Netzes ein vermindertes Netznutzungsentgelt in Höhe von 80 % des jeweiligen Basiswertes verrechnet. Eine signifikante netzentlastende Wirkung des SNAP ist aufgrund seiner noch sehr groben Gestaltung (keine Differenzierung nach Netzgebiet, Reduktion auch wenn keine Sonne scheint) nicht zu erwarten.

6.3.6.5 Rechtsschutz bei fehlerhafter Beurteilung

Die Beurteilung der Systemdienlichkeit – auf Basis des Gesetzestextes (Begriffsdefinition aus § 6 Abs 1 Z 148 ElWG), allenfalls unter Berücksichtigung der Festlegungen der E-Control im Rahmen der SNE-GV (§ 135 Abs. 1 ElWG) – obliegt in erster Linie dem jeweiligen Netzbetreiber. Dieser entscheidet, ob eine Energiespeicheranlage systemdienlich betrieben wird. Soweit dies zu bejahen ist und die anderen Voraussetzungen des § 127 Abs. 3 ElWG vorliegen, greift die gesetzliche Freistellung von den bezugsseitigen Netznutzungs- und Netzverlustentgelten; dh dem Netzbetreiber ist es grds. untersagt, diese Systemnutzungsentgelte zu verrechnen.

Sollte der Netzbetreiber eine Energiespeicheranlage – entgegen der Ansicht des Energiespeicher-Betreibers – nicht als systemdienlich einstufen und die vollen Netzentgelte verrechnen, besteht grundsätzlich die Möglichkeit, eine Klage vor den ordentlichen Gerichten gemäß § 105 Abs. 2 Z 1 ElWG einzubringen.¹²¹ Voraussetzung dafür ist jedoch, dass zuvor ein Streitschlichtungsverfahren bei der E-Control eingeleitet wird (§ 26 Abs. 1 E-ControlG). Erst wenn dieses Verfahren beendet ist, wird der Weg zu den ordentlichen Gerichten eröffnet; solange das

¹²¹ Bei einem Streitwert über EUR 15.000 wäre das örtlich zuständige Landesgericht, darunter das örtlich zuständige Bezirksgericht sachlich zuständig.

Streitschlichtungsverfahren der E-Control anhängig ist, ist der Rechtsweg zu den ordentlichen Gerichten ausgeschlossen (§ 105 Abs. 2 EIWG).

6.3.6.6 Rechtssicherheit durch Bescheid?

Eine Möglichkeit zur Schaffung von Rechtssicherheit bestünde darin, die Systemdienlichkeit eines BESS rechtsverbindlich feststellen zu lassen, etwa durch Erlass eines entsprechenden Bescheids.

Weder das Unionsrecht noch das EIWG sehen jedoch ein ausdrücklich normiertes Verfahren vor, in dem Betreiber einer Energiespeichereinrichtung die Feststellung der „Systemdienlichkeit“ ihres Betriebs beantragen könnten. Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, ob eine entsprechende Feststellung mangels spezifischer Rechtsgrundlage auf allgemeine verfahrensrechtliche Grundsätze gestützt werden kann.

In Betracht käme insoweit der in der ständigen Rechtsprechung der Gerichtshöfe des öffentlichen Rechts entwickelte allgemeine Feststellungsantrag.¹²² Dieser ermöglicht es Verwaltungsbehörden, auch ohne ausdrückliche gesetzliche Grundlage Feststellungsbescheide über das Bestehen oder Nichtbestehen von Rechten oder Rechtsverhältnissen zu erlassen.¹²³ Voraussetzung ist jedoch, dass ein feststellungsfähiges Rechtsverhältnis vorliegt; nicht zulässig ist demgegenüber die bloße Qualifikation eines Sachverhalts.¹²⁴ Die Beurteilung, ob eine bestimmte Betriebsweise die Kriterien der „Systemdienlichkeit“ erfüllt, stellt wohl eine solche Sachverhaltsqualifikation dar und ist daher nicht Gegenstand eines feststellungsfähigen Rechtsverhältnisses. Folglich scheidet ein allgemeiner Feststellungsantrag als Rechtsgrundlage aus.; die verbindliche Bestätigung der Systemdienlichkeit bedürfte vielmehr einer ausdrücklichen gesetzlichen Grundlage im EIWG, die derzeit nicht besteht.

Zur Schaffung der erforderlichen Rechtssicherheit käme daher eine gesetzgeberische Anpassung des Rechtsrahmens in Betracht. Als Vorbild könnte ein in der

¹²² Vgl. VfSlg 2376/1952 uva; VwSlg 1566A/1950 uva.

¹²³ Vgl. *Hengstschläger/Leeb*, AVG § 56 Rz 68.

¹²⁴ Vgl. VwGH 24. 4. 2018, Ra 2017/05/0215 uva.

Literatur im Zusammenhang mit Energiegemeinschaften genannter Lösungsansatz dienen.¹²⁵ Insbesondere wäre die Regelung eines eigenständigen Feststellungsverfahrens denkbar: Der Gesetzgeber könnte der E-Control die Kompetenz einräumen, auf Antrag eines BESS-Betreibers das Vorliegen eines systemdienlichen Betriebs mit Bescheid festzustellen. Ein solcher Bescheid würde Bindungswirkung gegenüber Netzbetreibern entfalten und damit die rechtssichere Anwendung der Entgeltbefreiung nach § 127 Abs. 3 ElWG gewährleisten. Der Antrag hätte dabei freiwilligen Charakter; insbesondere dürfte ein Feststellungsbescheid nicht zur materiell-rechtlichen Voraussetzung der Systemdienlichkeit erhoben werden.

6.3.6.7 Fazit zur Systemdienlichkeit

Trotz der aufgezeigten Unsicherheiten und legislativen Unschärfen ist der Erlass einer die offenen Fragen klarstellenden SNE-V unerlässlich. Die Entgeltbefreiung nach § 127 Abs. 3 ElWG stellt einen wesentlichen wirtschaftlichen Faktor für BESS-Projekte dar und ist regelmäßig entscheidend für deren Wirtschaftlichkeit. Projektentwickler:innen und Investoren benötigen daher verlässliche Rechtssicherheit, dass ihr Investment – bei Vorliegen der gesetzlichen Voraussetzungen – tatsächlich ganz oder zumindest teilweise von Netznutzungs- und Netzverlustentgelten befreit ist. Jede Maßnahme, die zur Klarstellung der Voraussetzungen und zur Erhöhung der regulatorischen Sicherheit beiträgt, ist vor diesem Hintergrund ausdrücklich zu begrüßen.

¹²⁵ Vgl. *Nigmatullin*, Bescheidmäßige Feststellung des Status "Energiegemeinschaft"?, *ecolex* 2022/57.

6.3.7 Weitere Systemnutzungsentgelte

6.3.7.1 Allgemeines

Neben dem Netznutzungs- und Netzanschlussentgelt definiert das ElWG weitere Entgeltkomponenten. Diese wurden teilweise neu strukturiert oder in ihren Bezeichnungen angepasst, um den unionsrechtlichen Vorgaben und den aktuellen Anforderungen des Energiemarktes Rechnung zu tragen. Dazu gehören:

- Netzverlustentgelt
- Regelleistungsentgelt
- Entgelt für sonstige Leistungen

Ein eigenes Messentgelt sieht das ElWG im Vergleich zum ElWOG 2010 nicht mehr vor; dieses ist im Netznutzungsentgelt aufgegangen (vgl. Kapitel 6.3.5.1).

6.3.7.2 Netzverlustentgelt

- Grundlagen

Die Regelung zum Netzverlustentgelt wurde im ElWG inhaltlich weitgehend unverändert aus dem ElWOG 2010 übernommen. § 129 Abs. 1 ElWG entspricht wortgleich § 53 Abs. 1 ElWOG 2010 und stellt klar, dass mit dem Netzverlustentgelt jene Kosten abgegolten werden, *„die dem Netzbetreiber für die transparente und diskriminierungsfreie Beschaffung angemessener Energiemengen zum Ausgleich physikalischer Netzverluste entstehen“*.

Solche Netzverluste sind technisch unvermeidbar und treten insbesondere beim Stromtransport über Leitungen (zB Wärmeverluste) sowie bei Umwandlungsprozessen in Transformatoren auf. Um die Netzstabilität zu gewährleisten, ist der Netzbetreiber verpflichtet, diese Verluste auszugleichen, indem er die fehlenden Energiemengen am Markt beschafft. Das Netzverlustentgelt dient somit der Abgeltung genau jener Beschaffungskosten, die durch diesen Ausgleichsvorgang entstehen.

Bei der Ermittlung der „angemessenen Energiemengen“ sind – wie bereits nach dem ElWOG 2010 – Durchschnittsbetrachtungen zulässig (§ 129 Abs. 1 ElWG). Es ist daher nicht erforderlich, die tatsächlich in jedem Einzelfall auftretenden Netzverluste exakt zu messen; vielmehr können auf Basis durchschnittlicher Netzverluste die insgesamt erforderlichen Energiemengen ermittelt und darauf aufbauend die Entgelte festgesetzt werden.

BESS sind bei systemdienlichem Betrieb für einen Zeitraum von 20 Jahren ab Inbetriebnahme hinsichtlich des Bezugs von der Entrichtung eines Netzverlustentgelts befreit (§ 127 Abs. 3 ElWG; vgl. Kapitel 6.3.6).

– Ausnahme für kleine Erzeuger

Das Netzverlustentgelt ist sowohl von Entnehmern als auch von Einspeisern zu entrichten (§ 129 Abs. 1 ElWG). Wie bereits nach ElWOG 2010 sind jedoch Einspeiser mit einer netzwirksamen Leistung bis einschließlich 5 MW von der Entrichtung des Netzverlustentgelts befreit.

Diese Befreiung erfasst ausdrücklich auch Kraftwerksparks, demnach Gruppen von Kraftwerken hinter einem gemeinsamen Netzanschlusspunkt (§ 6 Abs. 1 Z 86, 87 ElWG). Maßgeblich ist damit – systematisch konsequent – stets die gesamte netzwirksame Leistung an einem Netzanschlusspunkt und nicht etwa die Leistung einzelner Erzeugungseinheiten, wie beispielsweise einzelner Windkraftanlagen.

– Ermittlung des Entgelts

Eine formale Änderung gegenüber dem ElWOG 2010 besteht darin, dass § 129 ElWG – anders als § 53 Abs. 2 ElWOG 2010 – nicht mehr ausdrücklich festhält, dass das Netzverlustentgelt arbeitsbezogen festzulegen ist. Ob damit eine inhaltliche Neuausrichtung intendiert ist, bleibt jedoch offen; zugleich könnte das Netzverlustentgelt weiterhin arbeitsbezogen ausgestaltet und in der SNE-V wie bisher fortgeführt werden.

Entsprechend der bisherigen Praxis ist davon auszugehen, dass das Netzverlustentgelt

- für Einspeiser unabhängig von Netzebene und Netzbereich einheitlich festgelegt wird, während es
- für Entnehmer über 5 MW je nach Netzebene und Netzbereich (meist Bundesland) differenziert ausgestaltet wird.

§ 129 Abs. 2 ElWG beschränkt sich nunmehr darauf, der E-Control die Kompetenz einzuräumen, das Netzverlustentgelt durch Verordnung gemäß § 135 Abs. 1 und 2 ElWG festzulegen. Dabei kann sie insbesondere Festlegungen zur Bemessung und Verrechnung treffen und – als wesentliche Neuerung gegenüber dem ElWOG 2010 – auch eine zeitvariable Ausgestaltung des Netzverlustentgelts vorsehen. Damit wird das Netzverlustentgelt systematisch an jene Instrumente herangeführt, die das ElWG auch für das Netznutzungsentgelt vorsieht und die mit der SNE-V-Novelle 2026 („Sommertarif“) auch bereits umgesetzt wurden (vgl. Kapitel 6.3.5.2).

6.3.7.3 Regelleistungsentgelt

- Grundlagen

Eine weitere Komponente der Systemnutzungsentgelte ist das – zumindest der Bezeichnung nach neu eingeführte – Regelleistungsentgelt. Gemäß § 131 Abs. 1 ElWG werden durch das Regelleistungsentgelt dem Regelzonenführer *„die Beschaffungskosten für die Vorhaltung der Regelleistung, inklusive Primärregelleistung, abgegolten“*.

Regelleistung umfasst jene Wirkleistungsreserven, die zur Stabilisierung der Netzfrequenz bei Ungleichgewichten zwischen Erzeugung und Verbrauch bereitgestellt werden müssen, um die Frequenz im europäischen Verbundnetz dauerhaft bei 50 Hz zu halten. Sie gliedert sich in Primär-, Sekundär- und Tertiärregelleistung.

Während das ElWOG 2010 mit dem *Systemdienstleistungsentgelt* im Wesentlichen nur die Kosten der Sekundärregelung erfasste (§ 56 Abs. 1 ElWOG 2010), vollzieht das ElWG mit dem Regelleistungsentgelt eine systematische Neuausrichtung.

- Künftig werden die Kosten für die Vorhaltung sämtlicher Regelleistungsarten (daher sowohl Primär-, Sekundär- und Tertiärregelleistung) gebündelt über das Regelleistungsentgelt finanziert (§ 131 Abs. 1 ElWG).¹²⁶
- Demgegenüber werden jene Kosten, die dem Regelzonenführer aus der tatsächlichen Inanspruchnahme der Regelleistung entstehen – also die Arbeitsleistung –, nicht mehr über dieses Entgelt, sondern über den Preis für die Ausgleichsenergie (§ 12 Abs. 3 Z 2 ElWG) verrechnet.¹²⁷ Damit wird eine Trennung zwischen der Vergütung für die Bereitstellung von Leistung und der Vergütung für die tatsächlich gelieferte Energie vorgenommen.

Die Entrichtungspflicht für das Regelleistungsentgelt trifft ausschließlich Einspeiser, nicht jedoch Entnehmer. Wie auch beim Netzverlustentgelt sind jedoch Einspeiser mit einer netzwirksamen Leistung bis einschließlich 5 MW von der Entrichtung befreit. Maßgeblich ist dabei – systematisch konsequent – die netzwirksame Leistung am Netzanschlusspunkt, unabhängig davon, ob sich dahinter eine einzelne Erzeugungsanlage oder ein gesamter Kraftwerkspark (also mehrere Erzeugungsanlagen oder eine Hybridanlage) befinden (Vgl. Kapitel 6.3.7.2).

– Festlegung durch die E-Control

Die konkrete Ausgestaltung und Höhe des Regelleistungsentgelts wird durch die E-Control in der SNE-V gemäß § 135 Abs. 1 und 2 ElWG festgelegt (§ 131 Abs. 2 ElWG). Dabei kann die E-Control insbesondere Festlegungen zur Bemessungsgrundlage treffen und entscheiden, ob das Entgelt leistungsbezogen, arbeitsbezogen oder in kombinierter Form verrechnet wird. Dies stellt eine Abweichung vom Vorgängermodell des Systemdienstleistungsentgelts nach ElWOG 2010 dar, das ausdrücklich eine arbeitsbezogene Bemessung vorsah (§ 53 Abs. 2 ElWOG 2010); auch die frühere gesetzliche Vorgabe zur Bemessungsgrundlage (§ 53 Abs. 3 ElWOG 2010) wurde nicht übernommen.

¹²⁶ Vgl. ErläutRV 312 BlgNR 28. GP 42

¹²⁷ Vgl. ErläutRV 312 BlgNR 28. GP 42.

Die Datenbasis für die Verrechnung wird durch die Einspeiser selbst (jährliche Bekanntgabe der notwendigen Daten an den Regelzonenführer) und die Netzbetreiber (jährliche Bekanntgabe der 5 MW-Einspeiser an den Regelzonenführer) bereitgestellt (§ 131 Abs. 3 ElWG).

– Ausnahme vom Regelleistungsentgelt

Schließlich sieht § 131 Abs. 4 ElWG eine Ausnahme vor: Das Regelleistungsentgelt findet keine Anwendung, wenn ein von der Regulierungsbehörde auf Antrag des Regelzonenführers genehmigter zusätzlicher Abrechnungsmechanismus gemäß Art. 44 Abs. 3 der VO (EU) 2017/2195 (Systemausgleichs-VO)¹²⁸ zur Anwendung gelangt. Diese unionsrechtliche Regelung erlaubt es Übertragungsnetzbetreibern, alternative Mechanismen zur Abdeckung der Regelleistungs-, Verwaltungs- und sonstigen systemausgleichsbedingten Kosten einzuführen, vorbehaltlich der Genehmigung durch die E-Control.

6.3.7.4 Entgelt für sonstige Leistungen

Ergänzend übernimmt § 132 ElWG das Entgelt für sonstige Leistungen im Wesentlichen aus § 58 ElWOG 2010. Dieses Entgelt erfasst „*jene Leistungen die den Netzbetreibern nicht durch die Entgelte gemäß § 127 Abs. 2 Z 1 bis 4 abgegolten sind*“ (Netznutzungs-, Netzanschluss-, Netzverlust- und Regelleistungsentgelt) und die „*vom Netzbenutzer unmittelbar verursacht werden*“ (§ 132 ElWG).

Darunter fallen insbesondere Mahnspesen, vom Netzbenutzer veranlasste Änderungen der Messeinrichtung, Kosten für Abschaltung und Wiederherstellung des Netzzugangs sowie Zwischenabrechnungen auf Wunsch des Netzbenutzers.¹²⁹

Ausdrücklich nicht vom Entgelt für sonstige Leistungen erfasst sind hingegen Aufwendungen der Netzbetreiber im Zusammenhang mit Energiegemeinschaften (§ 70 Abs. 6 iVm § 71 ElWG). Die durch die gemeinsame Energienutzung entstehenden Aufwendungen werden jedoch bereits im Rahmen der Bemessung des

¹²⁸ VO (EU) 2017/2195 der Kommission vom 23. November 2017 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem, ABl. L 2017/312, 6.

¹²⁹ Vgl. ErläutRV 312 BlgNR 28. GP 42; § 11 SNE-V.

Netznutzungsentgelts berücksichtigt, sodass der damit verbundene Aufwand systematisch sehr wohl erfasst wird (vgl. Kapitel 6.3.5.3)

Die konkrete Festlegung dieser gesonderten Entgelte erfolgt durch die E-Control in der SNE-V gemäß § 135 Abs. 1 und 2 ElWG.

Dabei hat die E-Control jedoch auf die soziale Verträglichkeit Bedacht zu nehmen (§ 132 ElWG), insbesondere bei Entgelten für Mahnungen oder Netztrennungen, bei denen der Kostenaspekt hinter sozialen Erwägungen zurückzutreten hat.¹³⁰ Diese Verpflichtung ist auf Art. 27 Abs. 6 der RL (EU) 2023/1791¹³¹ zurückzuführen, wonach tarifliche Systemkomponenten mit sozialer Zielsetzung zulässig sind, sofern ihre Auswirkungen auf das Netz auf das erforderliche Mindestmaß beschränkt bleiben und nicht außer Verhältnis zum verfolgten sozialen Zweck stehen.

6.3.8 Inkrafttreten und SNE-V

6.3.8.1 Inkrafttreten der neuen Entgelte

Die einzelnen Bestimmungen zu den Systemnutzungsentgelten (§ 127 Abs. 1 und Abs. 2 sowie die §§ 128 bis 133) treten erst mit 31. Dezember 2026 in Kraft (§ 188 Abs. 5 ElWG). Von diesem verzögerten Inkrafttreten ausgenommen ist § 127 Abs. 3 ElWG, der BESS bei systemdienlichem Betrieb von der Entrichtung von Netznutzungs- bzw. verlustentgelt befreit. Diese Bestimmung gilt bereits mit dem der Kundmachung folgenden Tag und ist daher per sofort anzuwenden (§ 188 Abs. 6 ElWG).

Des deckt sich mit der Prognose, dass die einschlägigen Verordnungen erst im Dezember 2026 erlassen und frühestens mit 1.1.2027 in Kraft treten werden.¹³²

¹³⁰ Vgl. ErläutRV 312 BlgNR 28. GP 42.

¹³¹ RL (EU) 2023/1791 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. September 2023 zur Energieeffizienz und zur Änderung der Verordnung (EU) 2023/955; ABl. L 2023/231, 1.

¹³² Diese zeitliche Erwartung stimmen mit den Aussagen von E-Control-Vorstand Alfons Haber überein, wonach es „*ohnehin bis Anfang 2027*“ dauern werden, bis eine neue SNE-V in Kraft

Damit fallen das Wirksamwerden der neuen gesetzlichen Entgeltregelungen und der auf ihnen beruhenden Verordnung zeitlich zusammen, während bis zu diesem Zeitpunkt weiterhin der Rechtsrahmen des ElWOG 2010 samt der Novelle 2026 der SNE-V anzuwenden ist. Die Entgeltausnahme für BESS entfaltet ihre rechtliche Wirkung unabhängig von der neuen SNE-V bereits unmittelbar.

6.3.8.2 Verfahren zum Erlass einer SNE-V durch die E-Control

Die Festsetzung der Systemnutzungsentgelte, welche sämtliche zuvor dargestellten Entgeltkomponenten erfasst – soweit deren Festlegung nicht dem Netzbetreiber selbst, sondern der E-Control im Rahmen der SNE-V obliegt – folgt einem zweistufigen Verfahren. Dieses Verfahren gliedert sich in

- Feststellung der Kostenbasis
- Festsetzung der konkreten Systemnutzungsentgelte.

Feststellung der Kostenbasis (§ 134 ElWG)

Den Ausgangspunkt bildet die Feststellung der sog. Kostenbasis. Die E-Control ermittelt und stellt mittels Bescheid die angefallenen effizienten Kosten sowie das zugrunde liegende Mengengerüst der Netzbetreiber fest (§ 134 Abs. 1 ElWG). Diese Kostenbasis bildet die zentrale rechnerische Grundlage für sämtliche nachfolgenden Entgeltfestsetzungen. Dabei wendet die E-Control die in § 138 ElWG näher geregelte Regulierungssystematik an, die sowohl Effizienzaspekte als auch den Bedarf an notwendigen Investitionen berücksichtigt. In dieses Verfahren sind Interessensvertretungen, insbesondere die Wirtschaftskammer und die Bundesarbeitskammer, durch umfassende Einsichts- und Stellungnahmerechte eingebunden und haben Beschwerderechte (§ 134 Abs. 2 ElWG).

Feststellung der konkreten Systemnutzungsentgelte (§ 135 ElWG)

ist. Vgl. *Neuper/Sommersguter*, Kleine Zeitung vom 21.8.2025, Neue Tarifstruktur kommt wohl nicht vor 2027 <https://www.kleinezeitung.at/wirtschaft/20016281/neue-tarifstruktur-kommt-wohl-nicht-vor-2027> (zuletzt abgerufen am 11.12.2025); *Nagl*, MeinBezirk vom 29.7.2025, Ab 2027: E-Control stellt Einspeiseentgelte für PV-Anlagen in Aussicht https://www.meinbezirk.at/c-wirtschaft/e-control-stellt-einspeiseentgelte-fuer-pv-anlagen-in-aussicht_a7484533 (zuletzt abgerufen am 11.12.2025).

Aufbauend auf der festgestellten Kostenbasis erfolgt die Festsetzung der konkreten Systemnutzungsentgelte. Nach einem vorgelagerten Stellungnahmeverfahren der Netzbetreiber (§ 135 Abs. 3, 4, 5 ElWG) setzt die E-Control die konkreten Entgelte im Rahmen eines zweistufigen Verordnungsverfahrens fest.

- In einem ersten Schritt werden durch Verordnung Festlegungen „dem Grunde nach“ getroffen (§ 135 Abs. 1 ElWG).¹³³ Diese betreffen die grundlegende Ausgestaltung der Entgelte, insbesondere die Struktur der einzelnen Entgeltkomponenten, deren Bemessungsgrundlagen, Tarifzeiten sowie Kriterien für systemdienliche Betriebsweisen.¹³⁴ Offen bleibt dabei, inwieweit die Kriterien für einen systemdienlichen Betrieb einen allgemeinen Bewertungsmaßstab darstellen oder primär für die Netznutzungsentgelts-Befreiung nach für BESS gemäß § 127 Abs. 3 ElWG heranzuziehen sind.¹³⁵
- In einem zweiten Schritt werden auf Basis der jeweils aktuellen Kostenbasis Festlegungen „der Höhe nach“ getroffen (§ 135 Abs. 2 ElWG).¹³⁶ Dabei bestimmt die E-Control jährlich durch Verordnung die konkrete Höhe der Systemnutzungsentgelte für sämtliche Netzbereiche und Netzebenen, differenziert nach leistungs- oder arbeitsbezogenen Komponenten. In diesem Zusammenhang erfolgt auch eine Kostenwälzung, einschließlich der Festlegung allfälliger Ausgleichszahlungen zwischen Netzbetreibern, sofern dies zur Sicherstellung einer sachgerechten Kostenverteilung erforderlich ist.

Begleitend führt die E-Control ein fortlaufendes Monitoring der Entgeltentwicklung (§ 136 ElWG). Gestützt auf die von den Netzbetreibern vorzulegenden Netzentwicklungspläne (§§ 118, 123 ElWG) erstellt sie Prognosen über die Entwicklung der Systemnutzungsentgelte für einen Zeitraum von bis zu zehn Jahren und veröffentlicht dabei insbesondere die Auswirkungen von Direktleitungen, Eigenversorgung und gemeinsamer Energienutzung.

¹³³ Vgl. ErläutRV 312 BlgNR 28. GP 43.

¹³⁴ Inhaltlich überschneiden bzw. konkretisieren diese Festlegungen die in den §§ 128 Abs. 3; 130 Abs. 4 ElWG angelegten Regelungsoptionen, etwa zur Ausgestaltung von Arbeits- und Leistungspreisen, zu Pauschalierungen oder zur Einführung zeitvariabler Entgelte.

¹³⁵ Näheres dazu siehe unser Memo zu den rechtlichen Grundlagen für BESS im Rahmen des Projekts.

¹³⁶ Vgl. ErläutRV 312 BlgNR 28. GP 43.

Abweichungen zwischen den tatsächlich erzielten Erlösen und den der Verordnung zugrunde gelegten Erlösannahmen werden über das Regulierungskonto ausgeglichen (§ 137 ElWG).¹³⁷

6.3.9 Versorgungsinfrastrukturbeitrag

6.3.9.1 Vorgeschichte

Sowohl im Begutachtungsentwurf des ElWG vom 3.7.2025 als auch noch in der Regierungsvorlage (ElWG-RV) war vorgesehen, das Netznutzungsentgelt nicht nur für den Bezug, sondern auch für die Einspeisung einzuhoben. So bestimmte § 128 Abs. 2 ElWG-RV Folgendes: *„Das Netznutzungsentgelt ist von Entnehmern und Einspeisern pro Zählpunkt zu entrichten. Einspeiser sind für die ersten 7 kW ihrer netzwirksamen Leistung von der Entrichtung des Netznutzungsentgelts befreit.“*

Diese Regelung wurde jedoch wenige Tage bzw. wenige Stunden vor der Beschlussfassung im Nationalrat – offenbar im Zuge der Herstellung des erforderlichen politischen Konsenses, insbesondere der erforderlichen 2/3-Mehrheit – wieder gestrichen. An ihre Stelle trat § 75a ElWG, der den sog. Versorgungsinfrastrukturbeitrag (in Folge „VIB“) einführt.

6.3.9.2 Allgemeines und Befreiung vom VIB

Anstelle des gestrichenen § 128 Abs. 2 ElWG normiert nun § 75a Abs. 1 ElWG folgendes: *„Einspeiser haben ab 1. Jänner 2027 jährlich einen Versorgungsinfrastrukturbeitrag zur Erreichung der Ziele gemäß § 5 zu entrichten. Einspeiser mit einer netzwirksamen Leistung bis inklusive 20 kW sind von der Entrichtung des Versorgungsinfrastrukturbeitrags befreit“*

Netzbenutzer haben demnach für die Einspeisung ab 1.1.2027 einen VIB zur „Erreichung der Ziele gemäß § 5 ElWG“ zu entrichten. Der VIB wird damit nicht als

¹³⁷ Vgl. ErläutRV 312 BlgNR 28. GP 43; Dieses Instrument dient der zeitlichen Glättung der Entgeltentwicklung und ermöglicht es, unvorhergesehene Ereignisse zu berücksichtigen.

Netznutzungsentgelt, sondern als jährlicher, eigenständiger Beitrag ausgestaltet und richtet sich ausschließlich an Einspeiser mit einer netzwirksamen Leistung von mehr als 20 kW. Typische Haushalts-Kleinanlagen sind folglich jedenfalls ausgenommen. Da BESS-Betreiber bei der Entladung in das öffentliche Netz als „Einspeiser“ zu qualifizieren sind (§ 88 ElWG), unterliegen sie insoweit auch dem VIB.

Offen bleibt die Auslegungsfrage, ob die in § 75a Abs. 1 ElWG vorgesehene 20-kW-Schwelle als Freigrenze oder als Freibetrag zu verstehen ist. Der Wortlaut der Bestimmung spricht eher dafür, dass lediglich Einspeiser unterhalb dieser Schwelle vollständig von der Beitragspflicht ausgenommen sind, während Einspeiser oberhalb von 20 kW den Versorgungsinfrastrukturbeitrag für die gesamte netzwirksame Leistung zu entrichten hätten (etwa bei 24 kW für 24 kW und nicht bloß für die übersteigenden 4 kW). Demgegenüber könnte die Systematik der Systemnutzungsentgelte, die regelmäßig mit stufenweisen Entlastungen arbeitet, dafür sprechen, auch beim VIB die ersten 20 kW beitragsfrei zu stellen und lediglich den darüber hinausgehenden Leistungsanteil zu belasten. Die Norm selbst lässt diese Frage offen, wenngleich aus methodischer Sicht dem Wortlaut wohl größeres Gewicht zukommt.

6.3.9.3 Zur Höhe des VIB

Die konkrete Höhe des Versorgungsinfrastrukturbeitrags wird nicht durch die E-Control, sondern durch das BMWET mittels Verordnung festgelegt (§ 75a Abs. 2 ElWG), gestützt auf ein oder mehrere Gutachten. Dabei ist eine gesetzlich normierte Obergrenze von 0,05 Cent/kWh Jahresstrommenge einzuhalten.

Bei der Festsetzung des Beitrags sind insbesondere der wirtschaftliche Betrieb von Anlagen, das Unterbleiben nachteiliger Auswirkungen auf die Strompreisentwicklung sowie eine gleichförmige Belastung je Netzebene zu berücksichtigen (§ 75a Abs. 2 ElWG).

Der VIB ist – wie auch die sonstigen Systemnutzungsentgelte – vom Netzbetreiber einzuheben. Diese haben den Beitrag gesondert von den sonstigen Systemnutzungsentgelten auf der Rechnung auszuweisen (§ 75a Abs. 3 ElWG). Die durch den VIB erzielten Einnahmen sind bei der Kostenbasis für die Bemessung der übrigen Systemnutzungsentgelte kostenmindernd zu berücksichtigen (§ 75a Abs. 4 ElWG).

6.3.9.4 Zuständigkeiten

Während für Streitigkeiten über Systemnutzungsentgelte grundsätzlich die E-Control zuständig ist (§ 176 ElWG iVm § 2 E-ControlG), sollen Streitigkeiten über den VIB den ordentlichen Gerichten unterliegen.

Die Rolle der E-Control beschränkt sich bzgl. des VIB hingegen darauf, dass sie vom BMWET bei der Festlegung des VIB die „Regulierungsbehörde beiziehen“ kann (§ 75a Abs. 6 ElWG).

6.3.10 Weiter Abgaben: EAG-Förderpauschale und -beitrag

Im Rahmen der wirtschaftlichen Parameter stellt sich die Frage, ob Betreiber von BESS zur Entrichtung des Erneuerbaren-Förderbeitrags und der Erneuerbaren-Förderpauschale verpflichtet sind.

Die **Erneuerbaren-Förderpauschale** iSd § 73 Abs. 1 EAG ist als Fixbetrag in Euro pro Zählpunkt ausgestaltet, der von allen an das öffentliche Elektrizitätsnetz angeschlossenen Endverbraucher:innen zu leisten ist. Die Höhe ist nach der Netzebene des Anschlusses gestaffelt. Gemäß § 73 Abs. 1 EAG sind neben Endverbraucher:innen, die Netzreserve erbringen, auch Pumpspeicherkraftwerke explizit „von der Pflicht zur Leistung der Erneuerbaren-Förderpauschale ausgenommen“. Eine explizite Ausnahme für BESS oder allgemein für Energiespeicher iSd der ElWG-Definition (vgl. Kapitel 6.2.3) findet sich in der Bestimmung nicht, weshalb BESS nach dem bloßen Wortlaut zunächst der Verpflichtung zur Entrichtung der Erneuerbaren-Förderpauschale unterliegen könnten.

Diese Einordnung setzt jedoch voraus, dass BESS-Betreiber:innen als Endverbraucher:innen zu qualifizieren sind. Nach der bisherigen Begriffsbestimmung des § 7 Abs. 1 Z 12 ElWOG ist „Endverbraucher“ eine natürliche oder juristische Person oder eingetragene Personengesellschaft, „die Elektrizität für den Eigenverbrauch kauft“. Der „Endkunde“ – welcher die Nachfolgebestimmung des „Endverbrauchers“ nach ElWOG 2010 darstellen soll – ist in § 6 Abs. 1 Z 31 ElWG inhaltsgleich als Personen oder Personengesellschaften, „die Strom für den Eigenverbrauch

kaufen“ definiert. Vor diesem Hintergrund ist fraglich, ob der Bezug insb. bei Stand-alone BESS – die ja Strom nur deshalb beziehen, damit sie ihn zeitversetzt wieder einspeisen können – als „Eigenverbrauch“ zu werten ist.

Hierzu ist zunächst festzuhalten, dass Stand-alone-BESS Strom für betriebsnotwendige Zwecke, etwa für die Kühlung oder das Batteriemanagementsystem, benötigen. Hinzu kommen die Energieverluste im elektrochemischen Lade-/Entladeprozess. Sofern diese Entnahmen als Eigenverbrauch qualifiziert würden, wären die BESS-Betreiber:innen als Endverbraucher:innen bzw. Endkund:innen anzusehen, mit der Konsequenz, dass die volle Erneuerbaren-Förderpauschale zu entrichten wäre. Bei Stromerzeugungsanlagen bildet der Eigenbedarf explizit keinen Endverbrauch: *„Die ausschließliche Entnahme von elektrischer Energie zur Aufrechterhaltung der Funktionsfähigkeit von Stromerzeugungsanlagen gilt nicht als Endverbrauch [...]“* (§ 73 Abs. 1 zweiter Satz EAG). Ein BESS ist nach hier vertretener Ansicht jedoch keine Stromerzeugungsanlage (vgl. Kapitel 6.2.3). Nach ihrem Wortlaut ist diese Stromerzeuger-Ausnahme daher auf Energiespeicheranlagen nicht anwendbar, mit der Konsequenz, dass schon aus diesem Grund auch für Stand-alone BESS eine EAG-Förderpauschale abzuführen wäre.

Fraglich ist, ob auch jene Strommengen, die wieder eingespeist werden, als Eigenverbrauch eines BESS zu qualifizieren sind. Zu Pumpspeicherkraftwerken hat der VfGH¹³⁸ festgehalten, dass es auf den genauen Verwendungszweck des bezogenen Stroms für die Qualifikation als „Endverbraucher“ iSd § 7 Abs. 1 Z 12 ElWOG 2010 nicht ankomme. Selbst der Bezug zum Zweck der reinen Wiedereinspeisung sei als „Eigenverbrauch“ zu werten. Überträgt man diesen Gedanken auf Stand-alone BESS, würde auch der zwischengespeicherte Strom als Eigenverbrauch gelten. Aus unserer Sicht lässt sich hinterfragen, ob diese Rechtsprechung im Lichte der jüngeren Rechtsentwicklung (insb. die Anerkennung der Energiespeicherung als eigenständige Tätigkeit neben dem Verbrauch und der Erzeugung) auf eine andere Energiespeicherform (BESS statt Pumpspeicherkraftwerk) und zur Bewertung einer anders gelagerten Rechtsfrage (Hintergrund der VfGH-Entscheidung war die SNE-VO, gegenständliche Frage bezieht sich auf das EAG) herangezogen werden kann. Gleichsam lassen sich aber auch im Unionsrecht

¹³⁸ VfGH vom 12.3.2013, V63/12 (VfGlg. 19.740)

Hinweise finden, dass ein Endverbraucher den Strom nicht zwingend konsumieren iSv Verbräuchen muss und der Begriff weit iSv die Zwischenspeicherung mitumfassend zu verstehen ist.¹³⁹

Folglich dürfte nicht nur der Eigenbedarf des BESS, sondern sämtliche bezogenen Strommengen (also auch jene Mengen, die zeitversetzt wieder eingespeist werden) einen „Eigenverbrauch“ im Sinne des EAG darstellen. Systematisch wird dieses Ergebnis durch die Ausnahmebestimmung des § 73 Abs. 1 EAG selbst gestützt: Der Gesetzgeber hat Pumpspeicherkraftwerke ausdrücklich von der EAG-Förderpauschale befreit. Wären Pumpspeicher bereits dem Begriff nach keine Endverbraucher und hätten schon deshalb keine EAG-Förderpauschale zu entrichten, hätte es einer solchen ausdrücklichen Ausnahme gar nicht erst bedurft.

Da BESS-Betreiber:innen demnach (unter Zugrundelegung dieser weiten Auslegung) als Endverbraucher:innen gelten und – im Gegensatz zu Pumpspeichern – nicht gesetzlich ausgenommen sind, sind sie wohl zur Entrichtung der Erneuerbaren-Förderpauschale verpflichtet.

Zu einer sachlich fraglichen Situation führt diese Auslegung jedoch bei Co-location BESS: § 73 Abs. 1 EAG stellt auf den Zählpunkt ab („Förderpauschale in Euro pro Zählpunkt“). Daher ist bei einem Co-location BESS, der gemeinsam mit einer Verbrauchsanlage betrieben wird, zu unterscheiden. Für den Zählpunkt der Verbrauchsanlage ist die Betreiber:in sowieso Endkund:in, weil er Strom für den Eigenverbrauch kauft; insoweit ist die Förderpauschale jedenfalls zu entrichten. Verfügt das BESS über einen eigenen Abrechnungspunkt iSd § 6 Abs. 1 Z 3 ElWG, könnte auch für diesen – Abrechnungspunkte sind laut Legaldefinition grundsätzlich ebenfalls Zählpunkte (vgl § 6 Abs. 1 Z 3 ElWG) – eine Förderpauschale anfallen; es würde eine Doppelbelastung drohen, die sachlich nicht gerechtfertigt erscheint – schließlich wird die Anlage „nur“ erweitert und der Abrechnungspunkt letztlich „freiwillig“ eingerichtet, um eine saubere bilanzielle Trennung und Abrechnung zu ermöglichen. Müsste mit dieser freiwilligen Einrichtung nochmals

¹³⁹ So definiert die englische Sprachfassung des Art. 2 Z 3 EBM-RL den Endkunden als „customer who purchases electricity for own use“. Die Begrifflichkeit „own use“ ist weiter als der reine Verbrauch (insofern ist die deutsche Sprachfassung der RL, die von Eigenverbrauch statt von Eigengebrauch [vgl auch die französische Sprachfassung: „propre usage“] spricht, auch etwas missverständlich) und kann uE auch die Zwischenspeicherung mitumfassen.

die volle EAG-Förderpauschale entrichtet werden, würde dies in der Praxis wohl niemand machen.

Zwingend ist diese Auslegung allerdings nicht. So wurde das EAG vor dem ElWG und damit zu einem Zeitpunkt erlassen, in dem es noch keine Abrechnungspunkte gegeben hat. Das damalige Verständnis von Zählpunkt bezog sich typischerweise auf die physische Netzverbindung, nicht aber auf Sub-Metering hinter dem Netzanschlusspunkt.

Wenngleich die Endverbrauchereigenschaft von BESS-Betreiber:innen auf dieser Grundlage wohl zu bejahen ist und diese auch die EAG-Förderpauschale zu entrichten haben, würde eine ausdrückliche gesetzliche Klarstellung für Rechtssicherheit sorgen. Darüber hinaus bleiben weitere Folgefragen offen: So besteht bei Co-location BESS mit eigenem Abrechnungspunkt erhebliche Rechtsunsicherheit, ob für diesen eine (weitere) Erneuerbaren-Förderpauschale zu entrichten ist.

In Anbetracht der bestehenden Rechtsunsicherheit in dieser Frage wäre eine gesetzliche Klarstellung im EAG wünschenswert. Da die Situation von BESS jener von Pumpspeicherkraftwerken – die von der Förderpauschale befreit sind – weitaus ähnlicher als jener typischer Endverbraucher:innen ist, wäre eine Befreiung von der Erneuerbaren-Förderpauschale auch für BESS aus unserer Sicht sachgerecht und in Einklang mit dem Gleichbehandlungsgebot.

Der **Erneuerbare-Förderbeitrag** iSd § 75 Abs. 1 EAG ist hingegen ein verbrauchsabhängiger Aufschlag, der „*im Verhältnis zu den jeweilig zu entrichtenden Netznutzungs- und Netzverlustentgelten zu leisten*“ ist. Auch nach § 75 Abs. 1 EAG sind Pumpspeicherkraftwerke „*von der Pflicht zur Leistung des Erneuerbaren-Förderbeitrags ausgenommen*“; eine explizite Ausnahme für BESS (oder allgemein für Energiespeicher iSd ElWG) gibt es auch beim EAG-Förderbeitrag nicht.

- Der Terminus „*im Verhältnis zu den jeweilig zu entrichtenden Netznutzungs- und Netzverlustentgelten*“ bietet jedoch Interpretationsspielraum: da systemdienlich betriebene BESS nach § 127 Abs. 3 ElWG von eben diesen Netzentgelten befreit sind, könnte man argumentieren, dass bei einem Entgelt von null auch der Förderbeitrag null betragen müsse. Dieser rein textlichen Auslegung steht jedoch die Systematik der Festlegung des Förderbeitrags entgegen. Der Gesetzgeber

ermächtigt in § 75 Abs. 2 EAG den BMWET (im Gesetzestext noch die BMK), den Beitrag jährlich durch Verordnung festzulegen. Die Erneuerbaren-Förderbeitragsverordnung 2026¹⁴⁰ legt in ihrem § 1 zwar einen Prozentsatz des „österreichweit durchschnittlichen“ Netznutzungs- und Netzverlustentgelts fest, bestimmt aber in § 2 konkrete, für alle Endverbraucher (außer den explizit ausgenommenen) unmittelbar geltende Beträge.

- Die Formulierung „*im Verhältnis zu*“ in § 75 Abs. 1 EAG ist daher uE primär als methodische Vorgabe an den Verordnungsgeber (der BMWET) zu verstehen, wie die Gesamtlast der Förderbeiträge auf die Netzebenen zu verteilen ist. Sie begründet jedoch keine automatische, individuelle Befreiung für den einzelnen Endverbraucher, dessen Netzentgelte aufgrund anderer Bestimmungen (wie § 127 Abs. 3 ElWG) reduziert sind. Die Zahlungspflicht ergibt sich direkt aus den in der Verordnung festgelegten Tarifen.
- Sollen systemdienlich betriebene BESS vom Erneuerbaren-Förderbeitrag befreit werden, bedürfte es daher – analog zur Regelung für Pumpspeicherkraftwerke – einer ausdrücklichen Ausnahme in § 75 Abs. 1 EAG. Da eine solche derzeit nicht vorgesehen ist, sind BESS auch zur Entrichtung des Erneuerbaren-Förderbeitrags nach Maßgabe der geltenden Verordnung verpflichtet.

Nach der geltenden Rechtslage sind BESS aus unserer Sicht weder von der Erneuerbaren-Förderpauschale, noch – auch bei systemdienlichem Betrieb – vom Erneuerbaren-Förderbeitrag befreit. Die expliziten Ausnahmen im EAG beschränken sich auf Pumpspeicherkraftwerke. Die Befreiung von Netznutzungs- und Netzverlustentgelten für systemdienliche BESS nach § 127 Abs. 3 ElWG führt nicht automatisch zu einer Befreiung vom Erneuerbaren-Förderbeitrag, da dessen Höhe durch eine separate Verordnung mit fixen Beträgen festgelegt wird.

¹⁴⁰ Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft, Energie und Tourismus über die Bestimmung des Erneuerbaren-Förderbeitrags für das Kalenderjahr 2026 (Erneuerbaren-Förderbeitragsverordnung 2026) BGBl. II Nr. 301/2025.

Es steht dem BMWET jedoch frei, im Rahmen zukünftiger Verordnungen die Systemdienlichkeit von BESS bei der Tarifgestaltung zu berücksichtigen und gegebenenfalls eigene, reduzierte Beitragssätze für diese Anlagenkategorie festzulegen.

6.3.11 Marktprämie bei BESS

6.3.11.1 Allgemeines

Die Marktprämie ist eine laufende Förderung nach dem EAG, die die wirtschaftlich tragfähige Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen unterstützt. Sie wird zusätzlich zu den am Markt erzielbaren Erlösen gewährt und soll Investitionen in erneuerbare Technologien langfristig absichern.

Förderfähig sind die in § 10 Abs. 1 EAG genannten Anlagen, darunter neu errichtete PV-Anlagen mit einer Engpassleistung von mehr als 10 kW_{peak} (§ 10 Abs. 1 Z 3 EAG) oder Windkraftanlagen. Voraussetzung ist, dass der erzeugte Strom in das öffentliche Elektrizitätsnetz eingespeist wird und die Anlage über geeignete messtechnische Einrichtungen (Lastprofilzähler oder intelligentes Messgerät) sowie eine Fernsteuerbarkeit gemäß § 22 Energie-Control-Gesetz verfügt (§ 10 Abs. 2 EAG).

6.3.11.2 Regelung im EAG und den AFB-MP

Rechtsgrundlagen der Marktprämienförderung sind insbesondere §§ 9 ff EAG sowie ergänzend die Allgemeinen Förderbedingungen Marktprämie (in Folge „AFB-MP“) gemäß § 17 EAG. Nach erfolgtem Zuschlag richten sich die vertraglichen Beziehungen nach dem mit der OeMAG abgeschlossenen Fördervertrag sowie den zugrundeliegenden AFB-MP.

Weder EAG noch AFB-MP noch der Fördervertrag enthalten ausdrückliche Regelungen zur Errichtung oder zur Einspeisung von Strom aus einem BESS – weder für Co-location BESS (Erweiterung einer bestehenden Erzeugungsanlage, z.B. PV-Anlage) noch für Stand-alone BESS, die ohne Erzeugungsanlage direkt an das Netz

angeschlossen sind. Im Folgenden sind daher beide Konstellationen gesondert zu beurteilen.

6.3.11.3 Zu Co-location BESS

Im Fall der Co-location wird die Erzeugungsanlage (in weiterer Folge wird zur Illustration beispielhaft von einer PV-Anlage ausgegangen) in Kombination mit einem BESS (das sich also hinter demselben Zählpunkt befindet) betrieben. Zu klären ist, ob Strom aus der EAG-geförderten Erzeugungsanlage, der im BESS zwischengespeichert und zeitversetzt in das öffentliche Netz eingespeist wird, weiterhin marktpremienfähig ist. Die Rechtslage ist nicht eindeutig; aus unserer Sicht sprechen die besseren rechtlichen Gründe dafür:

Anlagenbegriff nach § 5 EAG

Nach § 5 Abs. 1 Z 3 EAG umfasst der Begriff „Anlage“ sämtliche „Einrichtungen, die dem Zweck der Erzeugung oder Speicherung von Energie aus erneuerbaren Quellen dienen“ und in einem technisch-funktionalen Zusammenhang stehen. Ein solcher Zusammenhang liegt jedenfalls vor, wenn mehrere Erzeugungsanlagen hinter demselben Zählpunkt betrieben werden.¹⁴¹

Zwar fehlt eine ausdrückliche Aussage zur Kombination von Erzeugungs- und Speicheranlage, aus der Systematik lässt sich uE jedoch ableiten, dass der technisch-funktionale Zusammenhang allgemein eine betrieblich und energiewirtschaftlich verbundene Einheit meint. Nutzen PV-Anlage und BESS einen gemeinsamen Zählpunkt und weisen sie ein gemeinsames Betriebskonzept auf (zB BESS dient – zumindest auch – der zeitversetzten Einspeisung des PV-Stroms), erfüllt sie uE diese Voraussetzungen. Die erweiterte Konfiguration (PV-Anlage inkl. BESS) ist daher als einheitliche „Anlage“ iSd EAG zu qualifizieren.

¹⁴¹ Vgl. § 5 Abs. 1 Z 3 EAG: „[...] sofern nicht anders bestimmt, ist bei Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen der technisch-funktionale Zusammenhang durch den Zählpunkt gegeben [...]“

Der weite Anlagenbegriff wirkt in § 10 Abs. 1 EAG fort, der die Förderfähigkeit nach Erzeugungsanlagentypen, etwa „*Photovoltaikanlagen*“ in Z 3, differenziert. Der Begriff „*Photovoltaikanlage*“ enthält sprachlich den allgemeinen Anlagenbegriff des § 5 EAG. Daher kann uE argumentiert werden, dass die PV-Anlage förderrechtlich eine einheitliche, marktpremienfähige Anlage bleibt, auch wenn sie mit einem Co-location BESS kombiniert wird.

Förderlogik des EAG: Gleichbehandlung mit Investitionszuschuss

Systematisch stützt sich diese Sichtweise auch auf den Vergleich mit der Investitionsförderung nach §§ 56 ff EAG. Dort wird das Co-location-Modell im Bereich der kleinkapazitären Speicher als förderfähig anerkannt. Es ist nicht ersichtlich, warum dieselbe technische Konfiguration im Rahmen der Marktpremienförderung anders beurteilt werden sollte. Beide Fördermechanismen dienen demselben Ziel, nämlich der Förderung der erneuerbaren Stromerzeugung. Es wäre uE systematisch nicht nachzuvollziehen, wenn ein und dieselbe Konstellation durch den Investitionszuschuss gefördert werden sollte aber aus der Marktpremienförderung herausfallen würde.

Voraussetzung: keine Missbrauchsgefahr

Sofern technisch sichergestellt ist, dass der BESS ausschließlich mit Strom aus der jeweiligen PV-Anlage geladen wird und eine Aufnahme von Netzstrom mit anschließender Einspeisung ausgeschlossen bleibt, besteht aus unserer Sicht auch kein Missbrauchspotenzial (im Sinne einer Marktpremienförderung für zugekauften Netzstrom). In einer solchen Konfiguration bleibt die Förderlogik unberührt: Gefördert wird allein der aus der eigenen Erzeugungsanlage stammende erneuerbare Strom.

Bei Co-Location BESS bleibt die Marktpremienförderfähigkeit des aus der erneuerbaren Erzeugungsanlage stammenden Stroms ungeachtet der Zwischenspeicherung bestehen. Die zeitlich versetzte Einspeisung ändert weder die Herkunft noch die Qualität des Stroms; die Fördervoraussetzung – Einspeisung von erneuerbarem Strom – bleibt gewahrt. Kein Missbrauchspotenzial birgt eine Konfiguration ohne Bezug aus dem Netz (vollständige Co-Location; zur hybriden Co-Lo-

cation vgl. Kapitel 6.3.11.5). Auch jüngste Literatur teilt die Ansicht, dass Co-location BESS mit der Inanspruchnahme einer Marktprämienförderung vereinbar ist.¹⁴²

6.3.11.4 Zu Stand-alone BESS

Stand-alone BESS unterscheiden sich grundlegend von Co-location-Modell. Sie werden unabhängig von einer erneuerbaren Erzeugungsanlage betrieben, beziehen Strom aus dem Netz und speisen diesen zu einem späteren Zeitpunkt wieder ein. Daraus ergibt sich die zentrale Frage, ob der von ihnen eingespeiste Strom die Voraussetzungen der Marktprämienförderung erfüllt.

Ausgehend vom Anlagenbegriff des § 5 Abs. 1 Z 3 EAG könnte ein Stand-alone BESS zwar grundsätzlich als „Anlage“ verstanden werden, da die Bestimmung alle Einrichtungen umfasst, die der Erzeugung oder Speicherung von Energie aus erneuerbaren Quellen (dazu siehe sogleich) dienen.

Entscheidend ist vielmehr § 10 Abs. 1 EAG, der die förderfähigen Anlagentypen abschließend regelt und Stand-alone BESS nicht nennt. Die Bestimmung erfasst lediglich Anlagen zur Erzeugung von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen, wie bspw Wind und Sonne, jedoch nicht die Speicherung dieses – uU bereits einmal geförderten – Stroms. Bereits daraus folgt uE, dass ein Stand-alone BESS nicht als förderfähige Anlage qualifiziert werden kann und nicht marktprämienfähig ist.

6.3.11.5 Zu Co-location BESS mit Bezug aus dem Netz (hybrides Co-location BESS)

Eine Konstellation, die systematisch zwischen dem vollständig Co-location BESS und dem Stand-alone BESS einzuordnen ist, liegt vor, wenn ein BESS gemeinsam mit einer erneuerbaren Erzeugungsanlage betrieben wird und gleichzeitig Strom aus dem öffentlichen Netz beziehen kann (Co-location BESS mit Bezug). In diesem Fall kommt es im Speicher physisch zu einer Vermengung unterschiedlicher

¹⁴² Vgl. *Seidl*, Die Vereinbarkeit des Stromspeichereinsatzes mit der Ökostromförderung, *ecolex* 2025/467.

Stromqualitäten (einerseits Netzstrom aus unbekannter Erzeugungsquelle, andererseits unmittelbar vor Ort produzierter Grünstrom), sodass in der Energiespeicheranlage eine Art „Mischstrom“ gespeichert wird. Im Falle einer Rückeinspeisung über den Einspeisezählpunkt einer geförderten Erzeugungsanlage, stellt sich die Frage, ob dieser „Mischstrom“ marktpremienfähig ist.

Allgemein ist zwischen dem eigenproduzierten Strom aus der marktpremiengeförderten erneuerbaren Erzeugungsanlage¹⁴³ und dem aus dem Netz bezogenen Strom zu unterscheiden:

- Soweit der Strom aus der eigenen erneuerbaren Erzeugungsanlage stammt, greifen dieselben Argumente wie bei einem klassischen Co-location BESS. Insbesondere handelt es sich hierbei weiterhin um erneuerbaren Strom, dessen Fördergrundlage unverändert bleibt (vgl. Kapitel 6.3.11.3).
- Der aus dem Netz bezogene Strom ist hingegen selbstredend nicht marktpremienfähig, da er nicht aus der geförderten Co-location Erzeugungsanlage stammt (vgl. Kapitel 6.3.11.4).

Nach erfolgter Vermengung kann grundsätzlich (dh ohne entsprechende messtechnische Vorkehrungen, siehe dazu sogleich) nicht festgestellt werden, welcher Herkunft der später eingespeiste Strom ist.¹⁴⁴ Aus unserer Sicht sprechen in dieser Konstellation (keine Nachvollziehbarkeit der Herkunft der eingespeisten Strommengen) gute Gründe dafür, dass die OeMAG berechtigt ist, die Auszahlung der Marktpremie zur Gänze (also auch hinsichtlich der Strommengen, die aus der geförderten Anlage stammen) zu verweigern. Dies folgt uE aus dem Zusammenspiel der Fördervoraussetzung, wonach ausschließlich aus der geförderten Anlage in das öffentliche Elektrizitätsnetz eingespeister Strom förderfähig ist (§ 9 Abs. 2 EAG) und dem Fördernehmer das Erfüllen dieser Voraussetzungen nachzuweisen hat.¹⁴⁵ Erfolgt eine Rückeinspeisung von nicht getrennt gemessenen Mischstrommengen, kann dieser Nachweis nicht erbracht werden, da eine

¹⁴³ Wir gehen dabei davon aus, dass bei Co-Location die erneuerbare Erzeugungsanlage und der BESS von derselben Rechtsperson betrieben werden (Betreiberidentität).

¹⁴⁴ Selbst dann, wenn garantiert werden könnte, dass ausschließlich erneuerbarer Strom aus dem Netz bezogen wird, bliebe das Abgrenzungsproblem bestehen, da nicht mehr unterschieden werden kann, ob es sich um bereits geförderten Strom aus dem Netz oder um selbst erzeugten, bislang nicht geförderten Strom handelt.

¹⁴⁵ Abschnitt C), Pkt. 1.3 und 1.4, S. 17 AFB-MP.

Abgrenzung zwischen eigenproduziertem Strom und Netzstrom fehlt. Im Ergebnis trägt der Fördernehmer das Risiko dieser fehlenden Nachweisbarkeit.¹⁴⁶

Vor diesem Hintergrund ist eine Förderfähigkeit nur dann gesichert, wenn eine eindeutige Abgrenzung zwischen eigenproduziertem Strom und aus dem Netz bezogenem Strom sichergestellt ist. Dies kann durch ein entsprechendes Messkonzept erfolgen, das gewährleistet, dass über den förderrelevanten Zählpunkt ausschließlich jene eingespeisten Strommengen berücksichtigt werden, die nachweislich aus der förderfähigen erneuerbaren Erzeugungsanlage stammen.¹⁴⁷ Eine solche Trennung kann etwa mittels Abrechnungspunkten iSd § 6 Abs. 1 Z 3 ElWG (vormals bekannt als „virtuelle Zählpunkte“) erfolgen, die zwischen Erzeugungsanlage und BESS eingerichtet werden.¹⁴⁸ Förderfähig wären in diesem Fall die gemessenen Strommengen aus der erneuerbaren Erzeugung, wobei etwaige Energieverluste im Zusammenhang mit der Zwischenspeicherung zu berücksichtigen wären.¹⁴⁹

¹⁴⁶ Im Zweifel ist die OeMAG berechtigt, bereits ausbezahlte Förderungen zurückzufordern, wenn der erforderliche Nachweis über das Vorliegen der Fördervoraussetzungen nicht erbracht werden kann (Abschnitt D) II.5.1, S. 28 AFB-MP); Teilt ein Fördernehmer der Abwicklungsstelle nicht mit, dass auch Netzstrom über den Erzeugungsanlagenzählpunkt eingespeist wird, könnte es sich darüber hinausgehend auch um eine kriminalstrafrechtlich zu ahnende (Betrugs-) Handlung handeln.

¹⁴⁷ Vgl. *Seidl*, Die Vereinbarkeit des Stromspeichereinsatzes mit der Ökostromförderung, *ecolex* 2025/467. In diesem Zusammenhang ist auf das der Konstellation eines Co-Location BESS entsprechende Messkonzept der E-Control zu verweisen, wie es in Ihrem Entwurf zum Diskussionspapier „Elektrische Energiespeicher und Hybridanlagen“ unter Punkt 4.4, AK 5 (S. 24) dargestellt ist; <https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/Diskussionspapier+Speicher+und+Hybridanlagen+-+E-Control.pdf/614e1278-ea1c-1369-9a4a-e86c977652f5?t=1741275233528> (zuletzt abgerufen am 9.1.2026).

¹⁴⁸ In den Stellungnahmen zum in FN 43 genannten Diskussionspapier wird wiederholt die Auffassung vertreten, dass durch das von der E-Control bezeichnete „Konzept der virtuellen Trennung“ eine eindeutige Zuordnung der Erzeugungsmengen möglich und eine Marktprämienförderung daher zulässig sei (vgl. Anm. 29, 66, insb. 104). Die E-Control teilt diese Ansicht dem Grunde nach weitgehend, verweist jedoch darauf, dass hierzu noch zeitnah Rechtssicherheit herzustellen sei, und nimmt daher bislang keine abschließende Beurteilung vor, <https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/Replik-Stellungnahmen-Diskussionspapier-Website.pdf/3ca75509-7d3e-ccf1-a654-66adfed85969?t=1761898049336> (zuletzt abgerufen am 9.1.2026).

¹⁴⁹ Das BMWET hat diese Ansicht beim Abstimmungstermin am 13.1.2026 bestätigt. Der in § 111 ElWG enthaltene Verweis auf das EAG wird dabei als bewusster Hinweis verstanden, dass eine entsprechende zeitlich differenzierte Abbildung – insbesondere über ein

6.3.11.6 Exkurs: Investitionszuschuss für Co-location BESS

Der Investitionszuschuss iSd EAG stellt eine einmalige Förderung der Errichtungskosten einer erneuerbaren Erzeugungsanlage dar. § 56 EAG regelt ausdrücklich die Investitionszuschüsse für „*Photovoltaikanlagen und Stromspeicher*“. Im Unterschied zur Marktpremie wird damit nicht der laufende Betrieb, sondern die Errichtung der Anlage gefördert.

Gefördert wird grundsätzlich die Neuerrichtung sowie die Erweiterung von Photovoltaikanlagen mit einer Engpassleistung von bis zu 1 000 kWpeak (§ 56 Abs. 1 EAG). Verfügt eine solche Photovoltaikanlage über einen Stromspeicher, kann zusätzlich ein Investitionszuschuss für diesen Stromspeicher gewährt werden. Voraussetzung ist, dass der Stromspeicher eine Mindestkapazität von 0,5 kWh pro kWpeak installierter Engpassleistung der Photovoltaikanlage aufweist. Die Förderung für Stromspeicher ist dabei auf eine maximale Speicherkapazität von 50 kW pro Anlage begrenzt und betrifft demnach nur Kleinspeicher (§ 56 Abs. 2 EAG). BESS, die gemeinsam mit einer PV-Anlage errichtet werden, daher Co-location BESS, werden demnach gefördert – Stand-alone BESS werden hingegen nicht über den Investitionszuschuss gefördert.

Die Förderung erfolgt für Photovoltaikanlagen je installiertem kWp und für Stromspeicher je kWh Speicherkapazität anhand festgelegter Fördersätze. Für Stromspeicher kann zusätzlich zur Photovoltaikförderung ein Investitionszuschuss beantragt werden, der für das Jahr 2025 150 EUR pro kWh beträgt (§ 5 EAG-IZV).¹⁵⁰ Die Höhe des Investitionszuschusses ist jedoch insgesamt mit maximal 30 % der förderfähigen (Netto-)Kosten begrenzt (§ 56 Abs. 7 EAG).

geeignetes Mess- und Abrechnungskonzept – grundsätzlich möglich sein soll. Ergänzend weisen wir darauf hin, dass uns bislang keine Praxisfälle bekannt sind, in denen derartige Abrechnungspunkte bereits realisiert wurden (schließlich besteht das Recht auf die Einrichtung solcher Abrechnungspunkte gesetzlich erst seit dem Inkrafttreten des EIWG). Vor diesem Hintergrund kann derzeit noch nicht beurteilt werden, ob dieses Konzept mit dem Verständnis der OeMAG übereinstimmt.

¹⁵⁰ EAG-Investitionszuschüsseverordnung-Strom BGBl. II Nr. 64/2023.

6.3.11.7 Conclusio

Die Marktprämienförderung knüpft an die in § 10 Abs. 1 EAG genannten förderfähigen Erzeugungsanlagen und die eindeutige Herkunft des eingespeisten Stroms aus erneuerbaren Quellen an. Co-location BESS sind uE als Bestandteil einer Anlage zur Erzeugung von erneuerbarem Strom anzusehen, sofern sie technisch ausschließlich mit hierdurch produziertem Strom geladen werden und die Einspeisung über den auf die Erzeugungsanlage laufenden Zählpunkt erfolgt. Diese Zurechnung des Speichers zur marktprämiengeförderten Erzeugungsanlage durchbricht die Förderlogik des EAG nicht, sodass der zwischengespeicherte und – über den im Fördervertrag genannten Zählpunkt – zeitversetzt eingespeiste Strom uE weiterhin als marktprämienfähig zu qualifizieren ist.

Stand-alone BESS erfüllen diese Voraussetzungen hingegen nicht: Sie sind förderfähige Anlagen iSd § 10 Abs. 1 EAG.

Bei Co-location BESS mit zusätzlichem Netzbezug ist der durch eine Erzeugungsanlage produzierte und im BESS zwischengespeicherte Strom marktprämienfähig, wenn durch ein geeignetes Messkonzept eine eindeutige Abgrenzung zwischen Netzbezug und dem aus der erneuerbaren Erzeugungsanlage stammenden Strommengen möglich ist; förderfähig wären dabei ausschließlich die eindeutig als vor Ort produziert belegten Einspeisemengen.

6.4 Herkunftsnachweise bei Stromspeichern

6.4.1 Einleitung

Im folgenden Kapitel werden die rechtlichen Rahmenbedingungen für Herkunftsnachweise im Zusammenhang mit Batteriespeichern dargestellt. Im Mittelpunkt stehen die Zuordnung und Behandlung von Herkunftsnachweisen bei unterschiedlichen Speicher- und Anlagenkonfigurationen sowie die Auswirkungen auf Vermarktungsmodelle, insbesondere im Kontext der gemeinsamen Energienutzung.

Das Kapitel gliedert sich in vier Teile: Zunächst werden die allgemeinen Grundlagen der Herkunftsnachweise und die spezifischen Regelungen zu BESS nach ElWG, EAG und KenV erläutert. Daran anschließend folgt eine Darstellung der praktischen Handhabung der HKN bei verschiedenen Speicherkonfigurationen (Stand-alone, Co-location mit/ohne Netzbezug). Der dritte Teil widmet sich der Rolle von BESS in der gemeinsamen Energienutzung bzw. in Energiegemeinschaften und analysiert, inwieweit zwischengespeicherter Netzstrom dort derzeit eingesetzt werden kann. Abschließend werden zentrale Problemfelder identifiziert und mögliche Lösungsansätze – insbesondere Opt-In-Modelle, neue HKN-Prozesse und vereinfachende Regime – skizziert.

6.4.2 BESS und Herkunftsnachweise

6.4.2.1 Kennzeichnungspflicht im ElWG

Herkunftsnachweise (HKN) sind unionsweit als maßgebliches Instrument zur Deklaration und Dokumentation der Stromherkunft aus erneuerbaren Energiequellen etabliert. Da sich die physische Herkunft von Strom im Netz nicht unmittelbar feststellen lässt, kann sie nur über ein transparentes und nachvollziehbares Zertifizierungssystem abgebildet werden. Die HKN erfüllen diese Funktion durch eine eindeutige, zentral verwaltete Zuordnung der erzeugten Strommengen zu spezifischen Anlagen.

Die allgemeinen nationalen Bestimmungen zu HKN finden sich in den §§ 81 ff EAG. Danach richtet die Regulierungsbehörde eine Herkunftsnachweisdatenbank ein, in der Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie zu registrieren sind und über die Ausstellung, Übertragung und Entwertung der Herkunftsnachweise abgewickelt werden. Für jede erzeugte Energieeinheit darf nur ein HKN ausgestellt werden; dieser bezieht sich grundsätzlich auf 1 MWh, ist zwölf Monate gültig und wird nach seiner Verwendung entwertet.¹⁵¹

¹⁵¹ Die Ausstellung erfolgt u.E. nach einer einmaligen Registrierung der Anlage in der HKN-Datenbank des Anlagenbetreibers weitgehend automatisiert. Die operative Pflicht zur laufenden Anforderung der HKN-Ausstellung für jede erzeugte Mengeneinheit liegt nicht beim Erzeuger selbst. Vielmehr ist es die Aufgabe des zuständigen Netzbetreibers oder Bilanzgruppenkoordinators, die Ausstellung bei der E-Control anzustoßen (§ 81 Abs. 3 EAG)

Davon zu unterscheiden ist die Kennzeichnungspflicht nach § 86 Abs. 1 ElWG. Nach § 86 Abs. 1 ElWG sind „Lieferanten, die in Österreich Endkundinnen und Endkunden beliefern“ verpflichtet, einmal jährlich den an Endkund:innen gelieferten Strom auszuweisen (sog. Labeling). Lieferant ist nach § 6 Abs. 1 Z 98 ElWG jede natürliche oder juristische Person bzw. Personengesellschaft, die Elektrizität liefert; Lieferung bedeutet nach § 6 Abs. 1 Z 99 ElWG den Verkauf oder Weiterverkauf von Elektrizität an Kund:innen.¹⁵²

Da BESS-Betreiber regelmäßig Strom veräußern, sind sie grundsätzlich als Lieferanten einzustufen und unterliegen damit den entsprechenden Pflichten (insb. §§ 20 ff, §§ 42 ff ElWG). In der Regel beliefern BESS-Betreiber jedoch keine Endkund:innen. Endkund:innen sind Personen, die Strom zum Eigenverbrauch erwerben (§ 6 Abs. 1 Z 31 ElWG).

Unabhängig von der Endkund:innenbelieferung enthält § 86 Abs. 7 ElWG jedoch eine spezifische Regelung für den Umgang mit HKN bei BESS¹⁵³: Für Strommengen, die von Energiespeichieranlagen entnommen wurden, hat der Lieferant entsprechende HKN auf das HKN-Konto des Speichers zu übertragen; Wirkungsgradverluste sind zu löschen. Speicher unter 250 kWh sind gemäß Abs. 8 ausgenommen.¹⁵⁴

Obwohl BESS-Betreiber in der Regel keine Endkund:innen beliefern und damit nicht unter die Labelingpflicht des § 86 Abs. 1 ElWG fallen, unterliegen sie dennoch den speziellen Regelungen des § 86 Abs. 7 und 8 ElWG.

¹⁵² Keine Lieferung in diesem Sinne ist die Abgabe von Strom über Direktleitungen sowie der Bezug über einen Strombezugsvertrag nach § 61 ElWG.

¹⁵³ Diese Bestimmung wurde mit der Novelle BGBl. I Nr. 150/2021 des ElWOG 2010 in § 78 Abs. 7 ElWOG 2010 geschaffen und nahezu wortgleich in das ElWG übernommen.

¹⁵⁴ Vgl. § 86 Abs. 7, 8 ElWG: „(7) Abweichend von Abs. 1 bis 6 und § 87 hat der Lieferant Herkunftsnachweise für jene Strommengen, die von Energiespeichieranlagen entnommen und nicht in Form anderer Energieträger genutzt werden, dem Betreiber dieser Energiespeichieranlagen in der Herkunftsnachweisdatenbank zu übertragen. Bei der Einspeisung sind je nach Wirkungsgrad der Anlagen die Herkunftsnachweise entsprechend zu löschen. Dafür müssen auf Verlangen der Regulierungsbehörde Gutachten vorgelegt werden, die den Wirkungsgrad belegen. Die Betreiber von Energiespeichieranlagen haben bei der Einspeisung der elektrischen Energie die abgenommenen Strommengen durch den Lieferanten mit den übertragenen Herkunftsnachweisen in der Stromkennzeichnung zu belegen. (8) Energiespeichieranlagen mit einer Speicherkapazität von unter 250 kWh sind von den Bestimmungen gemäß Abs. 1 bis 7 und § 87 ausgenommen.“

6.4.2.2 Kennzeichnungspflicht nach KenV

Das bislang nur rudimentär geregelte Labeling-System für Stromspeicher wurde im Rahmen der Stromkennzeichnungsverordnungs-Novelle 2025 (KenV-Novelle 2025)¹⁵⁵ grundlegend weiterentwickelt, um insbesondere die Transparenz der Herkunftskennzeichnung von Strom zu erhöhen, der in Energiespeichern zwischengespeichert und wieder in das öffentliche Netz eingespeist wird.¹⁵⁶

§ 2 Abs. 1 Z 2 KenV 2022 definiert Stromspeicher als *Pumpspeicherkraftwerke und sonstige stationäre Stromspeichertechnologien, die der Speicherung aus dem öffentlichen Stromnetz entnommener elektrischer Energie und ihrer Rückeinspeisung in das öffentliche Stromnetz dienen*.¹⁵⁷ Erfasst sind damit Stand-alone BESS sowie hybride Co-location BESS mit Netzbezug. Co-location BESS, die technisch ausschließlich mit Strom aus einer Erzeugungsanlage geladen werden, fallen nicht in den Anwendungsbereich der Speicherkennzeichnung (vgl. Kapitel 6.2.3).

Die bereits aus § 78 Abs. 8 ElWOG 2010 bzw. § 86 Abs. 8 ElWG bekannte Ausnahme für Speicher mit einer Kapazität unter 250 kWh wurde unverändert in die KenV 2022 übernommen. Insgesamt soll die Speicherkennzeichnung entsprechend dem System der Stromkennzeichnung ausgestaltet sein und dieses ergänzen.

Die KenV-Novelle 2025 hat den Ablauf der Speicherkennzeichnung durch Einfügung des „neuen“ § 10 in die KenV 2022 präzisiert. Dieser erfolgt – parallel zur herkömmlichen Stromkennzeichnung – in mehreren aufeinanderfolgenden Schritten.

1. Einmeldung der Strommengen durch den Netzbetreiber:

Zunächst hat der Netzbetreiber für jeden Speicher (mit einer Kapazität von mehr als 250 kWh¹⁵⁸) monatlich an die HKN-Datenbank zu melden,

¹⁵⁵ Achtung: Der letztlich beschlossene Verordnungstext enthält gegenüber dem ursprünglichen Entwurf gewisse Änderungen. Die auf der Website der E-Control veröffentlichten Erläuterungen beziehen sich jedoch noch auf den alten Entwurf und eignen sich daher nicht als verlässliche Orientierung. (vgl. die Ausführungen zu Elektroautos in den Erläuterungen, die im aktuellen Verordnungstext gar nicht mehr vorkommen).

¹⁵⁶ Vgl. Erläuterungen Stromkennzeichnungsverordnungs-Novelle 2025, KenVNovelle 2025, S 4.

¹⁵⁷ Vgl. dazu das Bundesgesetzblatt direkt, die konsolidierte Fassung im RIS ist unvollständig.

¹⁵⁸ § 86 Abs. 8 ElWG.

welche Strommengen im Vormonat in den Speicher geliefert und welche wieder in das Netz abgegeben wurden; die dafür erforderlichen Messwerte sind von ihm zu erheben und – bei neuen Anlagen – mittels intelligenter Messgeräte zu erfassen.

2. Belegung der Strommengen mit HKN durch den Lieferanten:

Daran anschließend trifft den Lieferanten die Verpflichtung, die im Kalenderjahr an den Speicher gelieferten Strommengen mit HKN zu belegen und die dabei entstehenden Wirkungsgradverluste anhand technologiespezifischer Referenzwirkungsgrade zu berücksichtigen und selbstständig abzuziehen. Diese Speicherkennzeichnung erfolgt parallel zur herkömmlichen Stromkennzeichnung. Für die an den Speicher gelieferten Strommengen werden HKN auf ein Speicherkonto übertragen.

3. Prüfung durch die E-Control:

In einem weiteren Schritt hat die E-Control die vom Lieferanten eingebrachten HKN einer Prüfung zu unterziehen.¹⁵⁹ Zwar ergibt sich aus dem Gesetz nicht ausdrücklich, welchen Prüfungsumfang sie dabei wahrzunehmen hat; konsequenterweise ist jedoch davon auszugehen, dass sie insbesondere die Plausibilität der gemeldeten Zu- und Ausspeisemengen sowie die ordnungsgemäße Berechnung und Löschung der Wirkungsgradverluste – weitgehend automatisiert – überprüft.

4. Freigabe der HKN:

Nach Abschluss dieser Prüfung gibt die E-Control die HKN frei. Mit dieser Freigabe stehen die „bereinigten“ HKN dem BESS-Betreiber zur weiteren Verfügung. Er kann die HKN uE in der Folge frei verwerten, regelmäßig an einen Lieferanten seiner Wahl weitergeben, der auch den Strom abgenommen hat. Ebenso ist theoretisch eine vom Stromverkauf

¹⁵⁹ Vgl. Erläuterungen zur Stromkennzeichnungsverordnungs-Novelle 2025, KenVNovelle 2025, S 4: „Nach einer Prüfung erhält der Lieferant wieder Zugriff auf die HKN.“

unabhängige, gesonderte Vermarktung möglich, etwa indem der Strom an der Börse veräußert und die HKN separat verkauft werden.¹⁶⁰

6.4.3 Praktische Handhabung

6.4.3.1 Allgemeines

Weder das ElWG noch die KenV enthalten über die dargestellten Grundmechanismen hinaus detaillierte Abwicklungsregelungen. Aus den Stellungnahmen und Konzepten der E-Control, insbesondere dem Diskussionspapier „Elektrische Energiespeicher und Hybridanlagen“, lässt sich jedoch ableiten, wie HKN in der Praxis in Abhängigkeit von Anlagenkonfiguration und Speicherkapazität (über oder unter 250 kWh) behandelt werden.

Systematisch ist – wie bereits bei der Marktprämie (vgl. Kapitel 6.3.11) – zunächst zwischen Stand-alone BESS und Co-location BESS zu unterscheiden. Bei Co-location BESS ist darüber hinaus maßgeblich, ob der Speicher auch aus dem öffentlichen Netz geladen werden kann. Diese Differenzierung ist für die HKN-Zuordnung entscheidend.

6.4.3.2 Stand-alone BESS

Bei Stand-alone BESS ist nach der gesetzlichen Schwelle von 250 kWh zu unterscheiden:

- **≥ 250 kWh:** Diese Speicher unterliegen vollumfänglich dem Regime der Speicherkennzeichnung gemäß § 10 KenV. Für die aus dem Netz bezogenen Strommengen werden HKN auf ein zentrales Speicherkonto übertragen. Bei der Ausspeicherung werden diese – unter

¹⁶⁰ Wobei der den Strom abnehmende Lieferant idR auch die entsprechenden HKN mit übernehmen wird wollen.

Berücksichtigung und Abzug der Wirkungsgradverluste – von der E-Control freigegeben und können weitervermarktet werden.¹⁶¹

- **< 250 kWh:** Speicher unterhalb der Schwelle sind vom HKN-Regime ausgenommen. Es wird kein Speicherkonto geführt. Nach Auffassung der E-Control gilt die aus dem Netz bezogene Strommenge rechtlich als Endverbrauch. Die dafür verwendeten HKN werden nach unserem Verständnis von der E-Control entwertet, sodass für später wieder eingespeisten Strom folglich keine HKN übertragen (und konsequenterweise auch nicht „neu“ ausgegeben) werden können.¹⁶²

Die Schwelle von 250 kWh entscheidet somit darüber, ob ein Speicher als eigenständiger HKN-relevanter Akteur:in behandelt wird oder ob die mit dem Netzbezug verbundenen HKN endgültig entwertet werden.

6.4.3.3 Co-location BESS ohne Netzbezug

Co-location BESS, die technisch ausschließlich mit Strom aus einer Erzeugungsanlage geladen werden und keinen Netzbezug aufweisen, fallen nicht in den Anwendungsbereich der KenV (Vgl. Kapitel 6.4.2.2).¹⁶³

¹⁶¹ E-Control, Diskussionspapier Elektrische Energiespeicher und Hybridanlagen (2025), S 13 <https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/Diskussionspapier+Speicher+und+Hybridanlagen+-+E-Control.pdf/614e1278-ea1c-1369-9a4a-e86c977652f5?t=1741275233528>.

¹⁶² E-Control, Replik auf die Stellungnahmen zum Diskussionspapier „Elektrische Energiespeicher und Hybridanlagen“ S 3, Anm. 8 <https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/Replik-Stellungnahmen-Diskussionspapier-Website.pdf/3ca75509-7d3e-ccf1-a654-66adfed85969?t=1761898049336>.

¹⁶³ § 2 Abs. 1 Z 2 KenV definiert als „Pumpspeicherkraftwerke und sonstige stationäre Stromspeichertechnologien, die der Speicherung aus dem öffentlichen Stromnetz entnommener elektrischer Energie und ihrer Rückeinspeisung in das öffentliche Stromnetz dienen;“ Co-location BESS ohne Netzbezug sind demnach nicht erfasst.

Folglich wird die in das öffentliche Netz eingespeiste Strommenge unmittelbar dem Primärenergieträger der Erzeugungsanlage zugerechnet. Die HKN werden direkt vom Konto der Erzeugungsanlage generiert und vermarktet.¹⁶⁴

Offen bleibt dabei die Behandlung von etwaigen Wirkungsgradverlusten, die technisch uE auch bei dieser Konstellation entstehen können (sofern die Messung nicht ohnedies erst nach der Zwischenspeicherung erfolgt).¹⁶⁵ Anders als bei Stand-alone BESS oder netzladenden Speichern sieht die KenV hierfür jedoch keine gesonderte HKN-Reduktion vor. Die Verluste werden im HKN-System daher nicht gesondert abgebildet. Diese Differenzierung mag systematisch nicht vollständig konsistent erscheinen, entspricht jedoch der geltenden Rechtslage.

6.4.3.4 Co-location BESS mit Netzbezug

Die komplexeste Konstellation betrifft wohl Co-location BESS, die sowohl aus der lokalen Erzeugungsanlage als auch aus dem öffentlichen Netz geladen werden können. Hier ist neben der Anlagenstruktur uE wiederum die Schwelle von 250 kWh maßgeblich.

- **< 250 kWh:** Hier ist wohl nach Herkunft des Stroms zu unterscheiden: Für den aus dem Netz bezogenen Strom greift die gesetzliche Ausnahme; dieser gilt als Endverbrauch und wird HKN-seitig entwertet (vgl. Kapitel 1.3.2.). Für Strom aus der Erzeugungsanlage werden die HKN – wie bei Co-location BESS ohne Netzbezug – direkt vom Konto der Erzeugungsanlage generiert und vermarktet (vgl. Kapitel 6.4.3.3).

¹⁶⁴ *E-Control*, Replik auf die Stellungnahmen zum Diskussionspapier „Elektrische Energiespeicher und Hybridanlagen“ S 3, Anm. 8 <https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/Replik-Stellungnahmen-Diskussionspapier-Website.pdf/3ca75509-7d3e-ccf1-a654-66adfed85969?t=1761898049336>.

¹⁶⁵ Erfolgt die Messung erst nach der Zwischenspeicherung, werden Wirkungsgradverluste faktisch bereits berücksichtigt, da nur die tatsächlich eingespeiste – und durch die Speicherverluste entsprechend reduzierte – Strommenge erfasst wird; eine gesonderte HKN-Reduktion wäre in diesem Fall nicht erforderlich. Anders kann es sein, wenn die Messung unmittelbar bei der Erzeugungsanlage erfolgt, der Strom anschließend (nachgelagert) in einen Speicher geleitet wird und erst danach eingespeist wird; in diesem Fall werden HKN für die gesamte erzeugte Strommenge ausgestellt, während die im Speicher entstehenden Wirkungsgradverluste nicht gesondert im HKN-System abgebildet werden.

Voraussetzung ist uE jedoch ein entsprechendes Mess- und Abrechnungskonzept.¹⁶⁶ Nur wenn rechnerisch eindeutig erfasst wird, welcher Stromanteil aus der Erzeugungsanlage und welcher aus dem Netz stammt, können HKN korrekt zugeordnet werden. Bei Vermengung im Speicher ohne getrennte Erfassung wäre eine trennscharfe HKN-Zuordnung nicht mehr möglich.

- **≥ 250 kWh:** In dieser Konstellation unterliegt der Speicher dem HKN-Regime, da er Strom aus dem Netz bezieht und unter den Anwendungsbereich der KenV fällt; Demnach wird ein Speicherkonto zu führen sein. Die entsprechenden HKN werden wie beim stand-alone BESS für die vom Netz bezogenen Strommengen übertragen und bei Ausspeicherung – abzüglich der Speicherverluste – freigegeben. Auch dieses setzt ein präzises Mess- und Abrechnungskonzept voraus, das die Herkunft der Strommengen bilanziell abgrenzt.

Der aus der Erzeugungsanlage stammende Strom wird grundsätzlich weiterhin dem Konto der Erzeugungsanlage zugeordnet. Ob dessen HKN vorübergehend über das Speicherkonto geführt werden oder unmittelbar generiert und vermarktet werden, ist nicht abschließend geklärt. Erfolgt eine Führung über das Speicherkonto, wären Wirkungsgradverluste abzuziehen; andernfalls nicht.

UE sollte insoweit der gewohnten Systemlogik gefolgt werden: Strom aus der Erzeugungsanlage ist unmittelbar dem Anlagenkonto zuzuordnen und die entsprechenden HKN sind direkt zu generieren und zu vermarkten; für aus dem Netz bezogene Strommengen ist hingegen das Speicherkonto maßgeblich, über das die HKN – unter Berücksichtigung der Speicherverluste – abzuwickeln sind. Um Rechtssicherheit zu schaffen wäre eine entsprechende Klarstellung im Gesetz oder in der KenV erforderlich.

¹⁶⁶ Bzgl Abrechnungspunkte und Messkonzepten siehe das BESS-Memo im Rahmen dieser Studie.

6.4.4 Problemfelder

6.4.4.1 Die 250-kWh Grenze

Die starre gesetzliche Befreiung von Speichern unter 250 kWh führt zu systematischen Unschärfen: Wird Strom aus dem Netz bezogen, werden die entsprechenden HKN entwertet, da der Bezug rechtlich als Endverbrauch gilt. Erfolgt später eine Rückeinspeisung aus dem Speicher, wird dieser Strom ohne zuordenbare HKN vermarktet, obwohl physisch zuvor erneuerbarer Strom bezogen wurde. Die HKN gelten somit bereits als verbraucht, während der Strom weiterhin im System zirkuliert und erneut in den Markt gelangt. Dadurch kann faktisch Strom ohne HKN („Graustrom“) vermarktet werden, obwohl ihm ursprünglich erneuerbare Herkunft zugrunde lag. Das kann etwa dann problematisch sein, wenn die im Speicher „zwischengelagerten“ Strommengen (alleine oder als Teil gemeinsam vermarkteter BESS) direkt an einen Abnehmer geliefert werden sollen. Diesfalls können dem Abnehmer keine HKN mitübertragen werden; der eingespeicherte Grünstrom verliert dadurch erheblich an Wert. Die Entwertung der HKN beim BESS (im Ergebnis eine Verbrauchsfiktion) haben auch keinerlei Mehrwert für den Speicherbetreiber:innen; dadurch werden BESS unter 250 kWh weniger attraktiv für Vermarktungsmodelle und die Entwicklung von „Schwarmspeichern“ (aggregierte Kleinspeicher) wird behindert.

Vor diesem Hintergrund hat die E-Control angekündigt zu prüfen, ob künftig eine gesetzliche Opt-In-Möglichkeit geschaffen werden kann, die auch kleineren Speichern eine freiwillige Teilnahme am HKN-System eröffnet.¹⁶⁷

¹⁶⁷ E-Control, Replik auf die Stellungnahmen zum Diskussionspapier „Elektrische Energiespeicher und Hybridanlagen“ S 3, Anm. 117 <https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/Replik-Stellungnahmen-Diskussionspapier-Website.pdf/3ca75509-7d3e-ccf1-a654-66adfed85969?t=1761898049336>.

6.4.4.2 HKN in Energiegemeinschaften

Trotz dieser Weiterentwicklungen hat die KenV-Novelle 2025 bestehende Praxisprobleme nicht vollständig beseitigt. Dies zeigt sich insbesondere bei Energiegemeinschaften, in denen ausschließlich erneuerbarer Strom verwendet werden darf; entsprechende Unsicherheiten wurden bereits nach der Rechtslage vor dem ElWG und damit vor der Einführung der „gemeinsamen Energienutzung“ kritisiert.¹⁶⁸ Die KenV 2022 regelt im Wesentlichen nur jene Konstellation ausdrücklich, in der der nach der Ausspeicherung verfügbare Strom an einen Lieferanten veräußert wird. Für andere Fallgestaltungen – insbesondere für die Weitergabe innerhalb einer Energiegemeinschaft – fehlen hingegen klare Vorgaben.¹⁶⁹ Damit innerhalb einer gemeinsamen Energienutzung die Identität des Grünstroms trotz Zwischenspeicherung erhalten bleibt und die Integration von Speichern in Energiegemeinschaften ermöglicht wird, bedarf es legislatischer Anpassungen (vgl. Kapitel 6.5).

6.4.5 Abwicklung, fehlende Technologiestandards

Ein weiteres ungelöstes operatives Problem betrifft die technische Abwicklung in den IT-Systemen der Netzbetreiber und der E-Control. HKN durchlaufen in der Stromnachweisdatenbank der E-Control einen „Lebenszyklus“ (Generierung bis

¹⁶⁸ Vgl. iZm mit den Energiegemeinschaften nach dem ElWOG 2010 und der Forderung nach einer Integrationsmöglichkeit von Speichern: Österreichs Energie, Überlegungen zum Einsatz von Batteriespeichern für Erneuerbare Energiegemeinschaften (2022) https://oesterreichsenergie.at/fileadmin/user_upload/Oesterreichs_Energie/Publikationsdatenbank/Leitfaden/2022/20220520_Batterien_in_EGs_Clean.pdf (zuletzt abgerufen am 5.3.2026).

¹⁶⁹ Fraglich bleibt, ob innerhalb einer Energiegemeinschaft nicht auf andere Weise nachgewiesen werden kann, dass der zwischengespeicherte Strom jedenfalls erneuerbaren Ursprungs ist, beziehungsweise ob und in welcher Weise ein Stromspeicher innerhalb der Energiegemeinschaft alternativ eingesetzt und genutzt werden kann. Auf diese Fragen sowie auf mögliche Lösungsansätze wird in der Ausarbeitung zu AP 4.4 im Rahmen des Projekts näher eingegangen.

Entwertung).¹⁷⁰ Die Information darüber, wie viele HKN für eine bestimmte Anlage zu generieren sind, stammt primär aus der standardisierten Marktkommunikation via EDA und basiert auf den Werten der Einspeise- und Bezugszähler.

Für Bezugszählpunkte fehlen in diesem Zusammenhang jedoch die Technologiecodes für Batteriespeicher. Zudem hat die E-Control hierfür noch keinen verbindlichen Prozess für die Marktkommunikation definiert.¹⁷¹

Um diesen operativen Engpass aufzulösen, hat die Plattform ebUtilities im Rahmen einer Konsultation jüngst eine verbindliche und einheitliche Liste von Tech- und Fuelcodes zur Klassifizierung von Stromerzeugungs- und Speichereinrichtungen definiert. Als Ergebnis wurde festgelegt:¹⁷²

- Die Techcodes für Batteriespeicher beginnen künftig verpflichtend mit „T21“.
- Für die Ausspeisung aus netzgeladenen Batteriespeichern wurde zudem der spezifische Fuelcode „F00100000“ („Ausspeisung netzgeladene Batteriespeicher ohne HKN“) eingeführt.

Die systemtechnische Einführung dieses spezifischen Fuelcodes bewirkt, dass für diese spezifischen (bereits mit HKN des Speicherkontos belegten oder als Endverbrauch gewerteten) Strommengen keine neuen, zusätzlichen Herkunftsnachweise bei der Ausspeisung generiert werden, was eine unzulässige Doppelzählung im System verhindert.

¹⁷⁰ E-Control, Diskussionspapier Elektrische Energiespeicher und Hybridanlagen (2025), S 13 <https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/Diskussionspapier+Speicher+und+Hybridanlagen+-+E-Control.pdf/614e1278-ea1c-1369-9a4a-e86c977652f5?t=1741275233528>.

¹⁷¹ E-Control, Replik auf die Stellungnahmen zum Diskussionspapier „Elektrische Energiespeicher und Hybridanlagen“ S 3, Anm. 145 <https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/Replik-Stellungnahmen-Diskussionspapier-Website.pdf/3ca75509-7d3e-ccf1-a654-66adfed85969?t=1761898049336>.

¹⁷² ebUtilities, <https://www.ebutilities.at/konsultationen/89>.

6.4.6 Zwischenfazit

§ 86 Abs. 7 und 8 ElWG begründet ein spezielles Herkunftsnachweisregime für Energiespeicher, das durch § 10 KenV verfahrensmäßig konkretisiert wird. Zentrales Element ist ein Speicherkonto, über das die dem Speicher zugeordneten HKN erfasst, unter Berücksichtigung von Wirkungsgradverlusten bereinigt und anschließend für die Vermarktung freigegeben werden.

Die praktische Behandlung von HKN bei BESS hängt dabei wesentlich von der Anlagenkonfiguration (Stand-alone oder Co-location, mit oder ohne Netzbezug) sowie von der gesetzlichen Kapazitätsschwelle von 250 kWh ab. Demnach bestehen weiterhin einzelne systematische Unschärfen, insbesondere bei kleineren Speichern, hybriden Anlagenkonstellationen, Energiegemeinschaften sowie der technischen Marktkommunikation.

6.5 BESS in Energiegemeinschaften

6.5.1 Zur gemeinsamen Energienutzung im ElWG

Das ElWG fasst die verschiedenen Modelle des lokalen Stromaustauschs unter dem einheitlichen Dach der sog „gemeinsamen Energienutzung“ zusammen (in Folge „gemEN“).¹⁷³ Diese ist in § 6 Abs. 1 Z 57 ElWG definiert und umfasst sowohl die etablierten Energiegemeinschaftsformen (EEG in § 66 ElWG, BEG in § 67 ElWG, gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen [im ElWG allerdings nicht mehr in einer eigenen Bestimmung adressiert]) als auch neue vertragliche Gestaltungsformen wie Peer-to-Peer-Modelle.¹⁷⁴

¹⁷³ Noch nicht abschließend geklärt ist das Verhältnis zwischen der gemeinsamen Energienutzung und den bestehenden Energiegemeinschaften. Nach dem Verständnis des BMWET ist jedoch davon auszugehen, dass Energiegemeinschaften (EEG und BEG wie sie derzeit bestehen) künftig als besondere Ausprägung der gemeinsamen Energienutzung gelten und die Regelungen zur gemeinsamen Energienutzung aus §§ 61 ff ElWG-E auf sie Anwendung finden.

¹⁷⁴ P2P-Verträge sind in § 6 Abs. 1 Z 118 ElWG als „Verkauf oder die Schenkung von erneuerbarer Elektrizität zwischen Marktteilnehmern auf Grundlage eines Vertrags mit vorab festgelegten Bedingungen für die automatische Abwicklung und Abrechnung der

Folglich gelten für all diese Modelle – sofern sie die Voraussetzungen erfüllen – dieselben rechtlichen Rahmenbedingungen der gemEN (§§ 68 ff ElWG), wie zB die Inanspruchnahme von reduzierten Netznutzungsentgelten nach § 128 Abs. 5 ElWG bei Energieaustausch im lokalen oder regionalen Bereich.

Teilnahmeberechtigt sind sog. aktive Kunden iSd § 6 Abs. 1 Z 7 ElWG als Endkund:innen, die Strom aus erneuerbaren Quellen selbst erzeugen, aber deren berufliche oder gewerbliche Haupttätigkeit dies nicht ist (bisher bekannt als die klassischen „Prosumer“).

Aktive Kunden können für das Management ihres Stromtauschs einen Organisator iSd § 6 Abs. 1 Z 123 ElWG bestellen, der die operative Abwicklung (Abrechnung, Netzbetreiber-Kommunikation etc.) übernimmt. Zugleich kann der Organisator oder aber auch ein „*anderer Dritter*“¹⁷⁵ mit einer eigenen Erzeugungsanlage bzw. Energiespeicheranlage mit einer Leistung von bis zu 6 MW an einer gemEN beteiligen, ohne selbst als „*aktive Kunden*“ zu gelten (§ 68 Abs. 3 ElWG). Dies bedeutet, dass auch professionelle Akteur:innen (z.B. Energieversorger), deren Haupttätigkeit die Stromerzeugung ist, Strom für eine Energiegemeinschaft bereitstellen können, an der gemEN teilnehmen.

Anzumerken ist, dass § 68 Abs. 3 ElWG, insbesondere der zweite Satzteil („[...]ohne aktive Kunden zu sein, sofern sie sich nicht selbst an der gemeinsamen Energienutzung beteiligen“), isoliert betrachtet nur eingeschränkte Klarheit hinsichtlich seines Regelungsgehalts entfaltet.¹⁷⁶ Das ElWG will mit dieser Bestimmung wohl vorsehen, dass Erzeugungsanlagen mit einer Maximalkapazität von bis zu 6 MW an der gemeinsamen Energienutzung teilnehmen dürfen. Aus den Erläuterungen zum Gesetz geht klar hervor, dass sich diese Grenze auf

Transaktion“ definiert. P2P-Modelle basieren auf einem vertraglichen Austausch von Strom zwischen Marktteilnehmer:innen und erfordern – anders als Energiegemeinschaften – keinen eigenen Rechtsträger. Sie funktionieren auf vertraglicher Basis und bieten somit eine hohe Flexibilität, da sie auch großen Unternehmen und eine potenziell österreichweite Teilnahme ermöglichen.

¹⁷⁵ Der in § 68 Abs. 3 ElWG genannte „andere Dritte“ eröffnet wohl die Möglichkeit, auch mit 6 MW an der gemeinsamen Energienutzung teilzunehmen, ohne diese auch zu organisieren (wie der Organisator).

¹⁷⁶ Hintergrund dürfte eine ähnliche Formulierung in Art. 15a Abs. 3 EBM-RL sein, die aber aussagen soll, dass Organisatoren bzw der andere Dritte keine aktiven Kunden sein müssen, es sei denn, sie sind selbst aktive Kunden, die an der gemeinsamen Energienutzung teilnehmen.

den in die gemeinsame Energienutzung eingebrachten Anteil bezieht und nicht auf die gesamte (physische) Anlagenleistung.¹⁷⁷

Die neuen Bestimmungen zur gemeinsamen Energienutzung treten am 1.10.2026 in Kraft (§ 188 Abs. 3 ElWG); bis dahin gegründete Energiegemeinschaften müssen in das neue System überführt werden (§ 189 Abs. 17 ElWG).

Folglich ist zu untersuchen, ob und wie BESS in die gemEN integriert werden können. Dabei kommen mehrere Akteur:innen in Frage, die einen BESS betreiben könnten: Dies sind aktive Kunden sowie Organisatoren (bzw. „sonstige Dritte“).

6.5.2 BESS-Betrieb durch den aktiven Kunden

6.5.2.1 Allgemeines

Die Stellung als „aktiver Kunde“ iSd § 6 Abs. 1 Z 7 ElWG setzt voraus, dass die betreffende Akteur:in ein sog. „Endkunde“ iSd § 6 Abs. 1 Z 31 ElWG ist; diese Eigenschaft muss während der gesamten Tätigkeit als aktiver Kunde gewahrt bleiben. Nach § 6 Abs. 1 Z 31 ElWG sind Endkunden *„natürliche oder juristische Personen, die Strom für den Eigenverbrauch kaufen“*. Daraus folgt zunächst, dass die betreffende Akteur:in über eine Verbrauchsanlage verfügen muss, an der ein Eigenverbrauch stattfindet, um als aktiver Kunde zu gelten.¹⁷⁸

¹⁷⁷ Vgl. ErläutRV 312 BlgNR 28. GP 25: „Zu Abs. 3 und 4: Der Schwellenwert von bis zu 6 MW bezieht sich auf den Anteil der Anlagenleistung der in die gemeinsame Energienutzung eingebrachten Energie je Energiespeicheranlage oder Stromerzeugungsanlage. Der über 6 MW hinausgehende Anteil der Anlagenleistung muss in eine Bilanzgruppe eingebracht werden.“ Diese Ansicht ist jedoch unionsrechtlich zumindest fragwürdig, da sich Art 15a EBM-RL als Grundlage der gemeinsamen Energienutzung uE eindeutig auf die Größe der Anlage und nicht auf den jeweils eingebrachten Anteil bezieht. Da der Gesetzgeber in den Erläuterungen zum ElWG jedoch ausdrücklich von einer Anknüpfung an den eingebrachten Anteil ausgeht, ist davon auszugehen, dass die Bestimmung in der Verwaltungspraxis entsprechend gehandhabt werden wird. Gleichwohl kann nicht abschließend ausgeschlossen werden, dass diese Auslegung künftig in Frage gestellt oder abweichend beurteilt wird.

¹⁷⁸ Der primäre Zweck des Strombezugs aus dem Netz muss der Eigenverbrauch sein, nicht der reine Handel.

Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, wie Konstellationen zu beurteilen sind, in denen eine Akteur:innen neben einem Standort mit Eigenverbrauch einen weiteren Standort betreibt, an dem lediglich ein Stand-alone BESS ohne eigene Verbrauchsanlage betrieben wird.

- Die Definition „Endkunde“ iSd § 6 Abs. 1 Z 31 ElWG stellt grds. auf die Person ab; eine personenbezogene Betrachtung scheint grds. naheliegend. Die Akteur:in bleibt demnach wohl auch dann Endkund:in, wenn er neben einem Standort mit Eigenverbrauch (daher mit Verbrauchsanlage) einen weiteren Standort betreibt, an dem lediglich ein Stand-alone BESS ohne eigene Verbrauchsanlage betrieben wird; der Strombezug könnte dann insgesamt weiterhin dem Eigenverbrauch des Unternehmens zugerechnet werden.
- Demgegenüber würde eine standortbezogene Auslegung bedeuten, dass dieselbe Person zwar am Standort mit Verbrauchsanlage weiterhin als Endkund:in gilt, am Standort eines Stand-alone BESS ohne Verbrauchsanlage – und damit ohne Eigenverbrauch – jedoch nicht mehr. Mit diesem BESS könnte er nicht als aktiver Kunde (evtl. jedoch als Organisator oder „sonstiger“ Dritte) an einer gemEN teilnehmen.

Jedenfalls erforderlich ist, dass die betreffende Akteur:in an (irgend-)einem Standort tatsächlich Strom für den Eigenverbrauch bezieht. Ein Geschäftsmodell, das ausschließlich im Stromhandel besteht – also im günstigen Einkauf und späteren gewinnbringenden Verkauf von Strom ohne eigenen Verbrauch – würde die Eigenschaft als Endkund:in und damit auch die Teilnahme als aktiver Kunde grundsätzlich ausschließen.

Auch für große Unternehmen, die nach § 68 Abs. 4 ElWG ausdrücklich als aktive Kunden an einer gemEN teilnehmen können, gilt dieser Grundsatz: auch sie müssen in ihrer primären Rolle als Endkund:innen mit eigener Verbrauchsanlage handeln.

6.5.2.2 Co-location BESS ohne Netzbezug

Die wohl eindeutigste Konstellation ist der Betrieb eines BESS, der ausschließlich mit Strom aus einer eigenen, demselben aktiven Kunden zugeordneten Erzeugungsanlage (zB. seiner Aufdach-PV-Anlage) geladen wird. Die rechtliche Zulässigkeit dieser Konfiguration ergibt sich unmittelbar aus § 65 Abs. 1 Z 1 ElWG, wonach ein aktiver Kunde berechtigt ist „*Strom zu erzeugen und den eigenerzeugten Strom zu verbrauchen, zu speichern und zu verkaufen*“.

Der Wortlaut ermächtigt den aktiven Kunden explizit, seinen selbst erzeugten Strom zu speichern. Dieser gespeicherte Strom kann in der Folge zeitversetzt entweder selbst verbraucht oder im Rahmen der gemEN an andere Teilnehmer:innen abgegeben werden.

6.5.2.3 BESS ohne Erzeugungsanlage

a) Betrieb eines BESS ohne Erzeugungsanlage durch den aktiven Kunden

Komplexer ist hingegen die Beurteilung, wenn ein aktiver Kunde (oder eine Energiegemeinschaft) einen BESS ohne eigene Erzeugungsanlage betreibt und diesen mit Strom aus dem öffentlichen Netz lädt, um ihn später selbst zu verbrauchen oder in die gemEN einzubringen.

Nach strenger Betrachtung des Wortlauts des § 65 Abs. 1 Z 1 ElWG, der auf die Speicherung von „*eigenerzeugtem Strom*“ abstellt, wäre eine solche Konstellation wohl unzulässig. Andere Bestimmungen sprechen für eine weitergehende Auslegung, die dem Betrieb eines BESS ohne Erzeugungsanlage durch einen aktiven Kunden wohl offener gegenüber stehen:

- Generelle Betriebsberechtigung: Gemäß § 65 Abs. 1 Z 3 ElWG sind aktive Kunden berechtigt, „*Energiespeicheranlagen [...] zu betreiben*“. Die Legaldefinition der Energiespeicheranlage in § 6 Abs. 1 Z 38 ElWG ist nicht auf Co-location beschränkt, sondern umfasst auch BESS ohne Erzeugungsanlage, die Strom aus dem Netz beziehen (vgl. Kapitel 6.2.3).

- Teilnahme an Flexibilitätsprogrammen: Nach § 65 Abs. 1 Z 2 ElWG ist der aktive Kunde berechtigt, „an Flexibilitäts- und Energieeffizienzprogrammen teilzunehmen“. Dies kann über den gesteuerten Einsatz von BESS, die zur Unterstützung des Netzes mit Netzstrom be- und entladen werden, erfolgen; eine eigene Erzeugungsanlage wird nicht zwingend vorausgesetzt.

Der Betrieb eines BESS ohne Erzeugungsanlage durch einen aktiven Kunden ist demnach wohl grundsätzlich vom Gesetz gedeckt. Die entscheidende Frage ist jedoch, ob der darin gespeicherte Netzstrom auch im Rahmen der gemeinsamen Energienutzung weitergegeben werden darf.

b) Hürden für die Weitergabe des Stroms in der gemeinsamen Energienutzung

In diesem Zusammenhang stellt sich zunächst die Frage, ob § 68 Abs. 5 ElWG einer solchen Weitergabe entgegensteht: „Der Zukauf von Strommengen von Dritten, welche sich nicht an der gemeinsamen Energienutzung beteiligen, gilt jedenfalls nicht als gemeinsame Energienutzung.“

Ein Lieferant, von dem der aktive Kunde Netzstrom bezieht, ist zweifellos ein solcher „Dritter“. Vor diesem Hintergrund sind zwei Auslegungen denkbar:

- Restriktive Auslegung: Der von einem Lieferanten bezogene Strom behält auch nach einer allfälligen Zwischenspeicherung seinen Charakter als von einem „Dritten“ zugekaufte Strommenge. In diesem Verständnis könnte auch die spätere Weitergabe innerhalb der gemEN nicht als gemEN qualifiziert werden. Ein Bezug von Netzstrom mit anschließender Speicherung und Weiterverteilung innerhalb der gemEN wäre demnach grundsätzlich unzulässig.
- Differenzierende Auslegung: Der „Zukauf von Dritten“ beschreibt den Vorgang zwischen dem Lieferanten und dem aktiven Kunden. Diese Transaktion selbst ist keine gemEN. Die anschließende Weitergabe des zuvor gespeicherten Stroms an einen anderen aktiven Kunden innerhalb der gemEN ist uE davon zu unterscheiden. Diese Weitergabe findet zwischen zwei Teilnehmer:innen der gemEN statt und ist daher uE nicht

mehr vom Verbot des § 68 Abs. 5 ElWG erfasst (der „nur“ auf das „Zukauf“-Verhältnis zwischen Lieferanten und aktiven Kunden abstellt).

Der Gesetzeswortlaut lässt damit letztlich offen, ob die Weiterverteilung von (grünem) Netzstrom innerhalb einer gemEN zulässig ist. Je nachdem, ob eine solche Weitergabe systematisch gewollt ist oder nicht, kann entweder eine restriktive oder eine differenzierende Auslegung des § 68 Abs. 5 ElWG vertreten werden.

Die praktisch entscheidende Hürde liegt vielmehr im erforderlichen Nachweis der erneuerbaren Herkunft.¹⁷⁹ Gemäß § 68 Abs. 1 iVm § 6 Abs. 1 Z 57 ElWG darf innerhalb der gemEN nur Strom aus erneuerbaren Quellen geteilt werden. Für aus dem Netz bezogenen Strom kann dieser Nachweis derzeit kaum erbracht werden.

- Speicher < 250 kWh: Gemäß § 86 Abs. 8 ElWG bzw. KenV sind Speicher unter dieser Schwelle vom HKN-Regime ausgenommen. Das Beladen des Speichers mit Netzstrom gilt rechtlich als Endverbrauch, die zugehörigen HKN werden unmittelbar entwertet. Speist der aktive Kunde den Strom später wieder aus, um ihn in der gemEN zu teilen, kann er dessen erneuerbaren Ursprung nicht mehr formal nachweisen.
- Speicher ≥ 250 kWh: Selbst wenn der Speicher über ein HKN-Konto verfügt, auf das die HKN des bezogenen Stroms übertragen werden, ist das System aktuell nur auf die Transaktionen mit Lieferanten ausgelegt. Die KenV enthält bislang keine Regelung dazu, wie die erneuerbare Eigenschaft des Stroms innerhalb einer gemEN (mittels HKN) übertragen und nachgewiesen werden kann (siehe Kapitel 6.4.4.2).

Ein weiteres praktisches Problem ergibt sich bei der Zwischenspeicherung von Strom, der von anderen Teilnehmer:innen der gemEN erzeugt wird (daher von „gemEN-Strom“), in einem Stand-alone BESS. Da Erzeugung und Beladung des

¹⁷⁹ Vgl. iZm mit den Energiegemeinschaften nach dem ElWOG 2010 und der Forderung nach einer Integrationsmöglichkeit von Speichern: Österreichs Energie, Überlegungen zum Einsatz von Batteriespeichern für Erneuerbare Energiegemeinschaften (2022) https://oesterreichsenergie.at/fileadmin/user_upload/Oesterreichs_Energie/Publikationsdatenbank/Leitfaden/2022/20220520_Batterien_in_EGs_Clean.pdf (zuletzt abgerufen am 5.3.2026).

Speichers zeitlich nicht ohne weiteres synchronisiert werden kann (die Zuordnung der gemEN-Strommengen erfolgt ja erst im Nachhinein auf Basis der Einspeisung und des zeitgleichen Verbrauchs durch teilnehmender Netzbenutzer), wird der Speicher faktisch häufig zusätzlich Strom aus dem öffentlichen Netz aufnehmen. Eine eindeutige Abgrenzung, welcher Anteil des im Speicher befindlichen Stroms aus der Erzeugung der gemEN und welcher aus dem öffentlichen Netz stammt, ist dabei praktisch unmöglich, zumal ein entsprechender Nachweis im geltenden System nicht vorgesehen ist.¹⁸⁰

6.5.2.4 Co-location BESS mit Netzbezug

Bei dieser Konfiguration wird ein BESS sowohl aus einer eigenen Erzeugungsanlage als auch aus dem öffentlichen Netz geladen, sodass im Speicher ein „Mischstrom“ entsteht. Fraglich ist daher, ob Strom aus einer solchen BESS-Konfiguration in eine gemEN eingebracht werden kann.

Voraussetzung hierfür ist zunächst eine eindeutige bilanzielle Trennung der Stromflüsse. Dies erfordert ein entsprechendes Messkonzept mit Abrechnungspunkten (§§ 110, 111 ElWG), das die aus der eigenen Erzeugungsanlage stammenden Strommengen klar von den aus dem Netz bezogenen Mengen abgrenzt.¹⁸¹ Ohne eine solche Trennung ist eine Zuordnung der Herkunft nicht möglich; damit wäre auch ein Teilen des Stroms in der gemEN ausgeschlossen.¹⁸²

¹⁸⁰ Auch eine nachträgliche Berechnung (etwa unter Einbeziehung der Clearingwerte und des durch HKN-Entwertung feststehenden Residualstrombezugs) erscheint nicht möglich, bedarf es hierbei doch einer viertelstundenscharfe Betrachtung sämtlicher Verbräuche und Einspeisungen innerhalb der gemEN sowie des Residualstrombezugs des Speichers.

¹⁸¹ Ein solches Messkonzept müsste in der Praxis möglichst einfach ausgestaltet sein, da es sich häufig um kleinere oder haushaltsnahe Speicherlösungen handelt. Eine entsprechende Standardisierung könnte etwa durch Vorgaben der E-Control in den Technischen und Organisatorischen Regeln (TOR) erfolgen (vgl. Kapitel 6.6.2).

¹⁸² Fehlt eine solche klare Abgrenzung der Stromflüsse, kann dies erhebliche regulatorische Konsequenzen haben. Insbesondere könnte die Teilnahme an der gemEN bzw. die Inanspruchnahme damit verbundener Vorteile (etwa reduzierter Netzentgelte) nachträglich in Frage gestellt werden, was unter Umständen auch Rückforderungsansprüche auslösen könnte.

Ermöglichen Messkonzept und Abrechnungspunkte hingegen eine klare Differenzierung der Strommengen, erscheint eine unterschiedliche Behandlung sachgerecht:

- Der aus der eigenen Erzeugungsanlage stammende und zwischengespeicherte Strom sollte, wie im Co-location BESS ohne Netzbezug (vgl. Kapitel 6.5.2.2), iSd § 65 Abs. 1 Z 1 ElWG in die gemEN eingebracht werden können. Sein erneuerbarer Ursprung ist durch die direkte Erzeugung vor Ort nachgewiesen.
- Für den aus dem Netz bezogenen Stromanteil besteht jedoch dieselbe Problematik wie beim BESS ohne Erzeugungsanlage (vgl. Kapitel 2.2.3.): Der Nachweis der erneuerbaren Herkunft kann im Rahmen der Weitergabe an andere Teilnehmer:innen derzeit nicht erbracht werden, da die HKN-Systematik hierfür keine Lösung bietet.

6.5.3 BESS-Betrieb durch den Organisator (oder „sonstigen Dritten“)

Neben den aktiven Kunden selbst sieht das ElWG in § 68 Abs. 3 vor, dass auch Organisatoren oder „andere Dritte“ (zB. professionelle Energieunternehmen) mit ihrer eigenen Erzeugungs- und Energiespeicheranlagen bis zu 6 MW an einer gemEN teilnehmen können (vgl. Kapitel 6.5.1).

Für den BESS-Betrieb durch Organisatoren oder sonstige Dritte ergeben sich dabei im Ergebnis vergleichbare Differenzierungen wie beim BESS-Betrieb durch aktive Kunden (vgl. Kapitel 6.5.2):

- Co-location BESS (ohne Netzbezug): Der Betrieb ist wohl möglich: Wird der Speicher ausschließlich mit Strom aus einer zugehörigen Erneuerbare-Energie-Anlage geladen, ist dessen erneuerbare Herkunft nachweisbar (vgl. Kapitel 6.5.2.2).
- BESS ohne Erzeugungsanlage / Co-location BESS (mit Netzbezug): In diesen Konstellationen stellt sich dieselbe Problematik wie bereits beim aktiven Kunden (vgl. Kapitel 6.5.2.3; 6.5.2.4). Wird der BESS zumindest

teilweise mit Strom aus dem Netz geladen, fehlt derzeit ein praktikabler Mechanismus, um dessen erneuerbare Herkunft bei der Weitergabe innerhalb der gemEN nachzuweisen.

6.5.4 Lösungsvorschläge

6.5.4.1 Allgemeines

Die vorangegangenen Analysen zeigen eine klare Diskrepanz: Während das ElWG den Einsatz von Speichern und die Bildung von gemEN zulässt, verhindert das derzeitige HKN-Regime de facto, dass aus dem Netz bezogener Strom in einem BESS zwischengespeichert und anschließend im Rahmen der gemEN geteilt werden kann.

Zudem ist es unklar, wie § 68 Abs. 5 ElWG auszulegen ist. Je nach Interpretation könnte der Bezug von Strom von einem Lieferanten und dessen spätere Weitergabe innerhalb der gemEN entweder zulässig (differenzierende Auslegung) oder bereits dem Grunde nach ausgeschlossen sein (restriktive Auslegung). Weiters zeigt sich in der Praxis, dass Speicher regelmäßig sowohl mit lokal erzeugtem Strom als auch – zeitweise – mit Strom aus dem öffentlichen Netz geladen werden, da Erzeugung und Speicherladung nicht exakt zeitgleich erfolgen. Ein Mechanismus zur Trennung der Strommengen ist bisher nicht vorgesehen.

Soll dieser Anwendungsfall (Bezug von „grünem“ Netzstrom und Weiterverteilung desselben in der gemEN) künftig ermöglicht werden, wären daher gezielte Anpassungen des regulatorischen Rahmens erforderlich. Die folgenden Überlegungen skizzieren mögliche Ansätze, wie eine solche Integration erfolgen könnte, ohne die Systemintegrität des HKN-Systems zu beeinträchtigen.

6.5.4.2 Voraussetzung: Opt-In Möglichkeit für kleinere Speicher

Eine zentrale Voraussetzung wäre zunächst die Schaffung einer Opt-In-Möglichkeit für kleinere Speicher. Nach der derzeitigen Rechtslage sind BESS mit einer

Kapazität unter 250 kWh gemäß § 86 Abs. 8 ElWG bzw. § 10 KenV vom Herkunftsnachweissystem ausgenommen. Gerade in Energiegemeinschaften betrifft diese Schwelle jedoch einen Großteil der typischen Speichieranlagen im Haushalts- und KMU-Bereich.

Für diese Anlagen gilt das Laden mit Netzstrom rechtlich als Endverbrauch, wodurch die zugehörigen Herkunftsnachweise entwertet werden und die erneuerbare Eigenschaft des Stroms formal verloren geht. Bei der späteren Weitergabe innerhalb der gemEN kann nicht mehr nachgewiesen werden, dass es sich um erneuerbaren Strom handelt.

Um dieses Hindernis zu beseitigen, könnte § 86 Abs. 8 ElWG um eine freiwillige Opt-In-Möglichkeit ergänzt werden. Betreiber kleinerer BESS könnten in diesem Fall bei der E-Control beantragen, dass ihr Speicher in das HKN-System einbezogen wird. Der Speicher würde dann ein eigenes HKN-Konto erhalten und den Regeln der Speicherkennzeichnung unterliegen.¹⁸³

6.5.4.3 Einführung eines Entwertungsmechanismus für die gemeinsame Energienutzung

Auf dieser Grundlage müsste anschließend das zentrale Problem gelöst werden, nämlich der Nachweis der erneuerbaren Herkunft bei der Weitergabe von gespeicherter Energie innerhalb der gemEN.¹⁸⁴ Denkbar wäre hierfür die Einführung eines spezifischen Entwertungsmechanismus.

In einem solchen Modell würde der Betreiber des BESS Strom von seinem Lieferanten beziehen, wobei die entsprechenden Herkunftsnachweise auf das HKN-Konto des Speichers übertragen werden. Die im Rahmen der gemEN tatsächlich ausgetauschten Strommengen könnten über das vereinbarte Messkonzept durch

¹⁸³ Dieser Ansatz entspricht einer wiederholten Forderung von Stakeholdern und ist die Grundvoraussetzung für jede weiterführende Lösung.

¹⁸⁴ Vgl. iZm mit den Energiegemeinschaften nach dem ElWOG 2010: *Österreichs Energie*, Überlegungen zum Einsatz von Batteriespeichern für Erneuerbare Energiegemeinschaften (2022) https://oesterreichsenergie.at/fileadmin/user_upload/Oesterreichs_Energie/Publikationsdatenbank/Leitfaden/2022/20220520_Batterien_in_EGs_Clean.pdf (zuletzt abgerufen am 5.3.2026).

den Netzbetreiber erfasst und an die HKN-Datenbank der E-Control gemeldet werden.

Auf Basis dieser Meldung würden die korrespondierenden Herkunftsnachweise auf dem Speicherkonto automatisiert entwertet. Auf diese Weise ließe sich die erneuerbare Eigenschaft der innerhalb der gemEN weitergegebenen Strommenge nachvollziehbar abbilden, ohne die Integrität des Systems zu gefährden oder eine Doppelvermarktung von HKN zu ermöglichen.

Allerdings wäre ein solcher Mechanismus mit erheblichem Umsetzungsaufwand verbunden. Neben einer Anpassung der KenV wären auch Änderungen der Marktprozesse bei E-Control und Netzbetreibern erforderlich.

6.5.4.4 Alternative: Einführung einer De-Minimis-Regelung

Als pragmatischere Alternative könnte eine De-Minimis-Regelung in Betracht gezogen werden. Diese würde auf einer normativen Fiktion beruhen: Das Gesetz oder eine Verordnung könnte vorsehen, dass der aus einem BESS ausgespeiste Strom als erneuerbar gilt, sofern der Anteil des aus dem Netz bezogenen Stroms einen bestimmten Schwellenwert – etwa 20 % der insgesamt geladenen Energiemenge innerhalb eines Abrechnungszeitraums – nicht überschreitet.

Solange diese Bagatellgrenze eingehalten wird, könnte der aus dem BESS abgegebene Strom ohne gesonderte HKN-Verwertung innerhalb der gemEN geteilt werden.

Der Vorteil dieses Ansatzes liegt in seiner vergleichsweise geringen administrativen Komplexität. Allerdings würde eine solche Regelung das strenge 1:1-Prinzip des HKN-Systems relativieren, da ein geringer Anteil nicht nachweislich erneuerbaren Stroms in den „grünen“ Strompool der gemEN gelangen könnte. Zudem ist insbesondere die unionsrechtliche Zulässigkeit einer solchen Pauschalregelung uE fragwürdig.

6.5.5 Fazit

Der Einsatz von BESS in der gemeinsamen Energienutzung ist nach dem ElWG wogl grundsätzlich zulässig, stößt jedoch in der Praxis auf erhebliche Grenzen durch das Herkunftsnachweisregime. Nach § 68 Abs. 1 iVm § 6 Abs. 1 Z 57 ElWG darf innerhalb der gemEN ausschließlich Strom aus erneuerbaren Quellen geteilt werden. Dieser Nachweis kann bei zwischengespeichertem Netzstrom derzeit regelmäßig nicht erbracht werden.

Unproblematisch sind daher nur Konstellationen, in denen ein BESS ausschließlich mit Strom aus einer zugeordneten erneuerbaren Erzeugungsanlage geladen wird. Wird der Speicher hingegen ganz oder teilweise mit Netzstrom geladen, stellen sich zwei zentrale Fragen: Zum einen ist unklar, ob § 68 Abs. 5 ElWG die Weitergabe von zuvor von einem Lieferanten bezogenem Strom innerhalb der gemEN überhaupt zulässt. Zum anderen fehlt im HKN-System ein Mechanismus, um die erneuerbare Eigenschaft von zwischengespeichertem Netzstrom bei der Weitergabe innerhalb der gemEN nachzuweisen.

Besonders deutlich zeigt sich dies bei Speichern unter 250 kWh, die gemäß § 86 Abs. 8 ElWG vom HKN-Regime ausgenommen sind. Das Laden mit Netzstrom gilt hier als Endverbrauch; die zugehörigen HKN werden entwertet, sodass bei der späteren Ausspeisung kein Herkunftsnachweis mehr vorliegt. Aber auch bei größeren Speichern ist die KenV bislang nur auf Transaktionen mit Lieferanten ausgerichtet und enthält keine Regelung für die Verwendung von HKN innerhalb der gemEN.

Soll der praktikable Einsatz von BESS in der gemEN (evtl. auch bei Netzbezug) ermöglicht werden, sind regulatorische Anpassungen zu empfehlen, etwa eine Opt-In-Möglichkeit für kleinere Speicher, ein spezifischer HKN-Entwertungsmechanismus für innerhalb der gemEN geteilte Strommengen oder eine De-minimis-Regelung für geringe Netzstromanteile.

6.6 Abrechnungspunkten und Messkonzepte

6.6.1 Abrechnungspunkte

Bislang waren sog. „virtuelle Zählpunkte“ nur in einzelnen Bundesländer faktisch vom Netzbetreiber akzeptiert. Sie dienten vorrangig dazu, einzelne Erzeugungseinheiten (bspw. eine Windturbine eines Windparks) einer selbstständigen Vermarktung (ggf. über eine separate Bilanzgruppe) und Förderung zuzuführen. Das ElWG greift diesen Gedanken unter der Bezeichnung „Abrechnungspunkte“ auf. Ein „Abrechnungspunkt“ ist nach § 6 Abs. 1 Z 3 ElWG *„ein Zählpunkt, der Energiewerte von Betriebsmitteln in der Anlage eines Netzbenutzers messtechnisch oder rechnerisch erfasst, Abrechnungszwecken sowie der Marktkommunikation dient und durch eine Zählpunktnummer eindeutig einem Netzbenutzer und einer Bilanzgruppe zuordenbar ist;“*

Der Abrechnungspunkt ist wohl als Unterkategorie des „physischen“ Zählpunkts gedacht: Während der „physische“ Zählpunkt in der Praxis zumeist eine physische Einspeise- oder Entnahmestelle bezeichnet, an der eine Messeinrichtung installiert ist, stellt der Abrechnungspunkt eine zusätzliche rechnerische Ebene dar, um die Energieflüsse einzelner Betriebsmittel innerhalb der Kund:innenanlage zu erfassen.

Aus dem Gesetz ergibt sich diese Differenzierung jedoch uE nicht. Nach § 6 Abs. 1 Z 178 ist ein Zählpunkt *„die Einspeise- bzw. Entnahmestelle, an der Energiewerte messtechnisch oder rechnerisch erfasst und registriert werden“*. Der Begriff wird somit nicht ausdrücklich mit einem physischen Element verknüpft; zudem enthält das Gesetz keine Definition der Einspeise- bzw. Entnahmestelle, die auf einen physischen Aspekt abstellt. Ein klares gesetzliches Abgrenzungskriterium zwischen „physischem“ Zählpunkt und Abrechnungspunkt fehlt demnach. Es ließe sich insoweit vertreten, dass der Abrechnungspunkt der maßgebliche Zählpunkt des betreffenden Betriebsmittels darstellt, an dem die Einspeisung bzw. Entnahme stattfindet.

Erfasst werden Energiewerte von „*Betriebsmitteln*“. Eine eigenständige Legaldefinition dieses Begriffs enthält das ElWG zwar nicht. Allerdings nennt § 98 ElWG im Zusammenhang mit der „*Anzeige neuer Betriebsmittel*“ ausdrücklich Stromerzeugungsanlagen bzw. -einheiten, Energiespeicheranlagen sowie Verbrauchsan-

lagen bzw. -einheiten (dazu gehören wohl auch Wärmepumpen und Ladestationen)¹⁸⁵. Daraus lässt sich ableiten, dass der Begriff der Betriebsmittel weit zu verstehen ist.

Gemäß § 110 Abs. 1 ElWG haben Netzbetreiber einen Rechtsanspruch gegenüber dem Netzbetreiber auf die Einrichtung von Abrechnungspunkten. Dies ermöglicht den Abschluss separater Stromliefer- und Abnahmeverträge für einzelne Betriebsmittel (§ 110 Abs. 2 ElWG). Voraussetzungen für die Einrichtung sind eine eindeutige Zählpunktbezeichnung, die Zuordnung zu einer Bilanzgruppe und insb. die Vereinbarung eines Messkonzepts mit dem Netzbetreiber.

6.6.2 Messkonzepte

Sind in der Anlage eines Netzbetreibers mehrere Messeinrichtungen für die Abrechnung relevant (also wohl ein „physischer“ Zählpunkt sowie zumindest ein Abrechnungspunkt), ist zwischen Netzbetreiber und Netzbetreiber ein Messkonzept zu vereinbaren. Dieses dient der korrekten, bilanztechnisch schlüssigen Zuordnung der Energiemengen.

Die entscheidende Neuerung des ElWG liegt in der Übertragung der Gestaltungshoheit an die E-Control. Gemäß § 111 Abs. 3 ElWG ist die E-Control verpflichtet, in den Technischen und Organisatorischen Regeln (TOR) Vorgaben zu definieren und insbesondere standardisierte Messkonzepte festzulegen.

Diese Standardisierung ist von zentraler Bedeutung, da sie dem Netzbetreiber einen durchsetzbaren Rechtsanspruch auf die Einrichtung eines solchen Konzepts verschafft. Der Netzbetreiber kann die Umsetzung eines von der E-Control standardisierten Messkonzepts nicht mehr nach eigenem Ermessen ablehnen, etwa mit Verweis auf technische Komplexität oder administrativen Aufwand. Dies ist entscheidend, da Speicherbetreiber:innen in den im Zusammenhang mit dieser Studie geführten Gesprächen von teilweise großen Barrieren beim Erhalt des Netzzugang im Zusammenhang mit abgelehnten Messkonzepten berichten.

¹⁸⁵ Vgl. ErläutRV 312 BlgNR 28. GP 5.

Eine energiewirtschaftliche Betrachtung von Messkonzepten findet in Kapitel 3.1.1.8 statt. Dort wird ausgeführt, dass diese für den Erhalt der Marktprämie entscheidend sind und Speicherbetreiber:innen in der Praxis davon berichten, dass die rechtliche Unklarheit bereits beim Erhalt eines Netzzugangs zu Problemen führt, die Speicherprojekte teilweise um Jahre verzögern.

Davon zu unterscheiden sind nicht-standardisierte Messkonzepte, die für besonders komplexe oder einzigartige Anlagenkonfigurationen (zB. in der Industrie) weiterhin zwischen Netzbetreiber und Netzbenutzer individuell vereinbart werden können. Im Gegensatz zu den standardisierten Konzepten besteht hierauf jedoch kein Rechtsanspruch; es bedarf der Zustimmung beider Parteien.¹⁸⁶

Im Rahmen der von der E-Control in den TOR festzulegenden Anforderungen werden uE auch Vorgaben zur konkreten Ausgestaltung von Abrechnungspunkten zu treffen sein. Dies kann u.a. die Frage betreffen, ob für jedes einzelne Betriebsmittel zwingend ein eigener Abrechnungspunkt einzurichten ist oder ob für bestimmte Betriebsmittel eine rechnerische Hochrechnung der übrigen Energiemengen zulässig ist. Dabei wird auch zu klären sein, nach welchen Maßstäben solche Hochrechnungen zu erfolgen haben und wie insbesondere Wirkungsgradverluste bei BESS bilanztechnisch zu berücksichtigen sind.

6.6.3 Relevanz für BESS

Insb. für Co-location BESS mit Bezug sind Abrechnungspunkte und darauf abgestimmte Messkonzepte von zentraler Bedeutung. Sie gewährleisten die messtechnische oder rechnerische Erfassung sowie die differenzierte Zuordnung jener komplexen Energieflüsse, die typischerweise im Rahmen des Speicherbetriebs auftreten.

Diese getrennte Erfassung bildet die wesentliche Voraussetzung, um den im BESS entstehenden „Mischstrom“ sachgerecht zuzuordnen. Eine solche Zuordnung ist wiederum von zentraler Bedeutung für die Inanspruchnahme der Marktprämie

¹⁸⁶ Ein zentraler Grundsatz ist in § 111 Abs. 2 ElWG verankert: Die Bilanz aller Zählwerte muss in jedem abrechnungsrelevanten Zeitraum dem physischen Austausch (Einspeisung oder Entnahme) mit dem öffentlichen Netz entsprechen.

(vgl. Kapitel 6.3.11.5) sowie für die korrekte Zuordnung und Entwertung von Herkunftsnachweisen (vgl. Kapitel 6.4.3.4).¹⁸⁷

6.6.4 Zuordnung von Abrechnungspunkten an Dritte

6.6.4.1 Hintergrund

Eine zentrale Frage, ist, ob ein Abrechnungspunkt einer anderen Person (zB dem Betreiber einer PV-Anlage oder eines BESS, der den Netzanschluss eines – von einer anderen Person betriebenen – Windparks mitnutzen möchte [Hybridanlage]) zugeordnet werden kann als jener, der der „physische“ Zählpunkt zugeordnet ist. Eine gesetzliche Klarstellung enthält das ElWG dazu nicht.

6.6.4.2 Gesetzeswortlaut

Ein erster Anhaltspunkt findet sich im Wortlaut des § 6 Abs. 1 Z 3 ElWG. Dort wird der Abrechnungspunkt *„einem Netzbenutzer und einer Bilanzgruppe“* zugeordnet. Die Verwendung des unbestimmten Artikels („einem Netzbenutzer“) lässt offen, ob es sich um bei dieser Person um den Inhaber des Zählpunkts am Netzanschluss (nach bisherigem Verständnis: des physischen Zählpunkts) handeln muss oder dies auch ein den Netzanschluss mitnutzender Dritter sein kann. Die gewählte Formulierung eröffnet jedenfalls begrifflich die Möglichkeit, den Abrechnungspunkt einem anderen Netzbenutzer zuzuordnen.

¹⁸⁷ Dabei ist § 111 Abs. 5 ElWG zu beachten, der die Regulierungsbehörde ermächtigt, für Energieflüsse über Speicher pauschalierende Rechenregeln (inkl. Verlustannahmen und Speicherklassen) festzulegen. Demnach müsste eine rechtssichere Zuordnung nicht zwingend auf einer exakten physikalischen Messung aller Teil-Energieströme beruhen, sondern kann auch auf Basis von standardisierten Berechnungen erfolgen. Dies wird wohl insbesondere für kleinere Anlagen relevant sein, bei denen aufwändige Messkonzepte wirtschaftlich nicht darstellbar wären

6.6.4.3 Systematische Erwägungen

Systematische Erwägungen sprechen uE dafür, dass der Abrechnungspunkt auch einem Dritten zugeordnet werden kann. „*Netzzugangsberechtigter*“ iSd § 6 Abs. 1 Z 119 ElWG ist jede Person, „*die Netzzugang begehrt*“. Ein Dritter (nicht als Inhaber des „physischen Zählpunkts“), der über einen Abrechnungspunkt Strom einspeisen oder vermarkten möchte, begehrt Netzzugang und ist damit begrifflich als Netzzugangsberechtigter zu qualifizieren.

Gemäß § 100 Abs. 1 ElWG haben Netzzugangsberechtigte das Recht, das Netz zu nutzen, und können zu diesem Zweck Netzzugang begehren; der Netzbetreiber ist nach § 100 Abs. 3 ElWG verpflichtet, einen entsprechenden privatrechtlichen Netzzugangsvertrag abzuschließen. Wird einem Marktteilnehmer:innen Netzzugang eingeräumt, erscheint es systematisch wenig konsistent, ihm zugleich die Zuordnung eines eigenen Abrechnungspunkts zu versagen.

Eine Verweigerung des Netzzugangs ist nach § 102 ElWG bei mangelnden Netzkapazitäten zulässig. Zwar ließe sich einwenden, dass eine zusätzliche Einspeisung durch den Dritten die bestehende Anschlusskapazität überschreiten könnte. Dem kann jedoch sowohl vertraglich als auch technisch begegnet werden:¹⁸⁸

- vertraglich durch eine entsprechende Regelung im ohnehin erforderlichen Nutzungsvertrag mit dem Betreiber der Verbrauchsanlage;
- technisch etwa durch den Einsatz eines EZA- oder Hybridpark-Reglers, der sicherstellt, dass am Netzanschlusspunkt ausschließlich im Rahmen der verfügbaren Anschlusskapazität eingespeist oder bezogen wird.

Sind derartige Vorkehrungen getroffen, wird regelmäßig keine mangelnde Netzkapazität vorliegen, da die bestehende Kapazität nicht erhöht werden muss, so dass ein Verweigerungsgrund im Sinne des § 102 ElWG nicht ersichtlich ist.¹⁸⁹

¹⁸⁸ Vgl. *Rajal/ Barabas*, Dreh- und Angelpunkt des Energiesystems: Zählpunkte, Abrechnungspunkte und Netzzugangsrechte, *ecolex* 2025/466

¹⁸⁹ Vgl. *Rajal/ Barabas*, Dreh- und Angelpunkt des Energiesystems: Zählpunkte, Abrechnungspunkte und Netzzugangsrechte, *ecolex* 2025/466

Dem könnte entgegengehalten werden, der Netzzugang setze systematisch einen eigenen Netzanschluss voraus, über den der Dritte gerade nicht verfügt. In der Praxis wird jedoch typischerweise ein Unter- oder Mitnutzungsverhältnis in Bezug auf den bestehenden Netzanschluss des Inhabers des Netzanschlusspunkts begründet. Auf diese Weise wird dem Dritte eine Möglichkeit zur Netznutzung vermittelt. Ein sachlicher Grund, ihm unter diesen Voraussetzungen den Netzzugang und damit auch die Einrichtung eines eigenen Abrechnungspunkts zu versagen, ist uE nicht erkennbar.

Hinzu tritt, dass der Dritte als „*Netzbenutzer*“ iSd § 6 Abs. 1 Z 111 ElWG anzusehen ist, da er „*Elektrizität in ein Netz einspeist*“, auch wenn dies über den Netzanschlusspunkt einer anderen Person erfolgt. Als Netzbenutzer steht ihm gemäß § 110 Abs. 1 ElWG das Recht zu, für seine Betriebsmittel einen Abrechnungspunkt zu verlangen.

Dieses Ergebnis ist auch kongruent mit der neuen ElWG-Regelung für die Stromversorgung über Direktleitungen. Nach § 64 Abs. 3 ElWG kann einem Dritten (Betreiber einer Erzeugungsanlage „behind the meter“) der Einspeise-Zählpunkt der abnehmenden Endkund:in und (bisher) alleinigen Netzbenutzers zugewiesen werden.

6.6.4.4 Conclusio

In der Gesamtschau sprechen die besseren Argumente dafür, dass ein Abrechnungspunkt auch einem Dritten zugeordnet werden kann. Voraussetzung ist, dass das Nutzungsverhältnis am bestehenden Netzanschlusspunkt vertraglich geregelt wird, ein erforderliches Messkonzept zugrunde gelegt wird und die sicherheitstechnischen Vorgaben eingehalten werden.

6.7 Netzanschluss und Netzzugang

6.7.1 Einleitung

Im folgenden Kapitel geben wir einen Überblick über die wesentlichen Änderungen im Bereich Netzanschluss und Netzzugang, die sich aus ElWG ergeben, und stellen deren Bedeutung insbesondere für Betreiber von Energiespeichieranlagen dar.

Das Kapitel gliedert sich in drei Teile: Zunächst werden die grundlegenden Begriffe und die systematische Trennung zwischen Netzanschluss und Netzzugang nach dem ElWG erläutert. Daran anschließend folgt eine Darstellung der Neuerungen im Netzanschlussverfahren, insbesondere der erweiterten Anschluss- und Ausbaupflicht, der künftigen einheitlichen Anschlussbedingungen, der Festlegung geeigneter Netzanschlusspunkte sowie der Transparenz- und Reservierungsbestimmungen für Netzanschlusskapazitäten. Der dritte Teil widmet sich den Regelungen zum Netzzugang, einschließlich der neuen Möglichkeiten eines flexiblen Netzzugangs bei begrenzten Netzkapazitäten und den damit verbundenen Rechtspositionen von Speicherbetreibern.

6.7.2 Netzanschluss vs. Netzzugang

Das ElWG trifft eine systematische Trennung zwischen dem Netzanschluss im 3. Abschnitt und dem Netzzugang im 4. Abschnitt der „*Allgemeinen Bestimmungen für Netzbetreiber*“ im ElWG.

- Der Netzanschluss ist „*die **physische** Verbindung der Anlage eines Netzbenutzers mit dem Netzsystem;*“ (§ 6 Abs. 1 Z 109 ElWG). Die festgelegte Schnittstelle der Anlage des Netzbenutzers und dem Übertragungs- oder Verteilernetz wird als Netzanschlusspunkt bezeichnet (§ 6 Abs. 1 Z 110 ElWG). Der Netzanschluss beschreibt damit die faktische Verbindung einer Anlage mit dem Netz.
- Demgegenüber wird der Netzzugang als „*Nutzung des Übertragungs- oder Verteilernetzes*“ (§ 6 Abs. 1 Z 118 ElWG). Inhaltlich ist darunter das

vertraglich zwischen Netzbetreiber und Netzbenutzer vereinbarte Recht zu verstehen, das Netz für die Einspeisung oder Entnahme elektrischer Energie in einem bestimmten Ausmaß zu nutzen. Der Netzzugang ist somit kein physischer Vorgang, sondern ein rechtliches Nutzungsrecht.¹⁹⁰

Der wesentliche Unterschied liegt daher darin, dass der Netzanschluss die tatsächliche physische Verbindung bildet, während der Netzzugang das darauf aufbauende, vertraglich eingeräumte Nutzungsrecht am Netz darstellt. Vor diesem Hintergrund ist es konsequent, dass an diese beiden Institute unterschiedliche Rechtsfolgen, unterschiedliche Voraussetzungen für ihre Erlangung sowie unterschiedliche Untersagungsgründe geknüpft sind. Diese werden im Folgenden getrennt dargestellt.

6.7.3 Der Netzanschluss

6.7.3.1 Allgemeine Anschluss- und Ausbaupflicht (§ 95 ElWG)

Die allgemeine Anschlusspflicht der Verteilernetzbetreiber (in Folge „VNB“) wird in § 95 ElWG neu gefasst¹⁹¹ und erstmals explizit auf Betreiber von Energiespeichieranlagen iSd § 6 Abs. 1 Z 38 ElWG erweitert:

„Verteilernetzbetreiber sind verpflichtet, mit Endkundinnen und Endkunden, Betreibern von Energiespeichieranlagen, Erzeugern und Netzbetreibern privatrechtliche Verträge über den Anschluss abzuschließen (Allgemeine Anschlusspflicht).“¹⁹²

Die VNB sind zudem verpflichtet, Anlagen „*unverzüglich*“¹⁹³ an der geeigneten Stelle“ anzuschließen (=Anschlusspflicht). Diese Anschlusspflicht besteht nunmehr ausdrücklich auch dann, „*wenn eine Einspeisung oder Entnahme von Strom erst durch die Optimierung, Verstärkung oder den Ausbau des Verteilernetzes*

¹⁹⁰ Vgl. ErläutRV 312 BlgNR 28. GP 32.

¹⁹¹ Vgl. die Vorgängerbestimmung aus § 46 ElWOG 2010.

¹⁹² Hervorhebung nicht im Original.

¹⁹³ Darunter ist „*schnellstmöglich*“ und „*ohne unnötigem Aufschub*“ zu verstehen; vgl. ErläutRV 312 BlgNR 28. GP 31.

möglich wird“ (§ 95 Abs. 2 ElWG). Unzureichend ausgebaute Netze dürfen dem Anschlusswerber demnach nicht entgegengehalten werden (im Unterschied zum Netzzugang, vgl. Kapitel 3.). Eine Verweigerung des Netzanschlusses ist nur noch in eng begrenzten Ausnahmefällen zulässig, nämlich ausschließlich bei *„begründeten Sicherheitsbedenken oder technischer Inkompatibilität der Systemkomponenten“* (§ 95 Abs. 3 ElWG).¹⁹⁴

Damit verbunden ist die explizite Verpflichtung für Netzbetreiber, ihre Netze *„unverzüglich zu optimieren, zu verstärken und auszubauen“* (= **Ausbaupflicht**). Von dieser Ausbaupflicht sind nun auch die Betreiber vorgelagerter Netze betroffen (§ 95 Abs. 2 ElWG).¹⁹⁵

Für Kleinanlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger und hocheffiziente KWK-Anlagen bis 20 kW sieht § 96 ElWG ein vereinfachtes Anzeigeverfahren vor.

6.7.3.2 Einheitliche Anschlussbedingungen (§§ 92 ff ElWG)

Eine der wohl zentralsten Änderungen ist die Übertragung der Kompetenz zur Festlegung der Allgemeinen Netzbedingungen (in Folge „ANB“) für Verteilernetze auf die E-Control (§ 93 Abs. 1 ElWG). Während bislang jeder VNB eigene ANB erstellen konnte, die „nur“ der Genehmigung durch die E-Control bedurften, wird künftig die E-Control selbst die inhaltlichen Vorgaben der ANB mittels Verordnung festlegen (in Folge „ANB-VO“).¹⁹⁶

Den VNB verbleibt lediglich die Möglichkeit, in jenen Bereichen ergänzende Bestimmungen zu erlassen, die von der E-Control ausdrücklich in der ANB-VO vorge-

¹⁹⁴ Die E-Control kann die beiden Ausnahmen der Allgemeinen Anschlusspflicht in der ANB-VO näher konkretisieren (§ 92 Abs. 2 Z 10 ElWG)

¹⁹⁵ Dies bedeutet, dass auch sie zu den notwendigen Netzverstärkungen oder -ausbauten verpflichtet sind, wenn dies die Voraussetzung dafür ist, dass der direkt für den Anschluss zuständige Netzbetreiber seiner Anschlusspflicht nachkommen kann.

¹⁹⁶ ErläutRV 312 BlgNR 28. GP 31: *„Die inhaltliche Determinierung der Netzbedingungen per Verordnung ändert nichts am privatrechtlichen Charakter des Netzanschluss- und Netzzugangsverhältnisses“*

sehen werden. Diese ergänzenden Regelungen unterliegen – wie bisher die gesamten ANB – einer Genehmigungspflicht durch die E-Control mittels Bescheid (§ 94 Abs. 1 ElWG).¹⁹⁷

Die ANB haben insb. folgende Regelungen zu enthalten, die voraussichtlich bereits unmittelbar durch die E-Control in der ANB-VO festgelegt werden (§ 92 Abs. 2 ElWG). Für Netzanschlusswerber sind dabei folgende Inhalte relevant:

- Verfahren und Modalitäten für Netzanschluss- und Netzzugungsanträge (Z 6).
- Fristen für die Entscheidung über Netzanschluss- und Netzzugungsbegehren (Z 9).
- Entschädigungs- und Erstattungsregelungen bei Nichteinhaltung der vertraglich vereinbarten Leistungsqualität (Z 14).
- Regelungen für die Rückgabe reservierter Kapazitäten (einschließlich wirtschaftlicher Anreize) sowie für die Entziehung systematisch ungenutzter Kapazität (Z 15).

Die ANB werden verbindlicher Bestandteil jedes Netzanschlussvertrags und haben die TOR¹⁹⁸, die SoMa¹⁹⁹ sowie die „Regeln der Technik“²⁰⁰ – im Sinne einer technischen Harmonisierung – für verbindlich zu erklären (§ 92 Abs. 3 ElWG).

¹⁹⁷ Damit soll das „erforderliche Maß an Harmonisierung“ sichergestellt werden. Vgl. ErläutRV 312 BlgNR 28. GP 31. Andere Regelungsbereiche können bzw. müssen hingegen einzelvertraglich ausgestaltet werden. Dies betrifft etwa die Möglichkeit der Teilung der Rechte am Zählpunkt bei Direktleitungen (§ 64 Abs. 3 ElWG). Aufgrund der erforderlichen Berücksichtigung der Interessen aller drei Vertragsparteien (Netzbetreiber, Betreiber der Verbrauchsanlage sowie Betreiber der Erzeugungsanlage) ist hier eine individuell zugeschnittene vertragliche Beziehung erforderlich. Gleiches gilt für Messkonzepte, die regelmäßig von den konkreten technischen und organisatorischen Gegebenheiten abhängig sind und demnach nicht harmonisiert festgelegt werden können.

¹⁹⁸ E-Control, Technische und Organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (TOR); <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/marktregeln/tor> (zuletzt abgerufen am 30.1.2026).

¹⁹⁹ E-Control, Sonstige Marktregeln Strom; <https://www.e-control.at/bereich-recht/soma-strom> (zuletzt abgerufen am 30.1.2026).

²⁰⁰ Die sog. „Regeln der Technik“ sind nach § 6 Abs. 1 Z 128 „technische Regeln, die aus Wissenschaft oder Erfahrung auf einem technischen Gebiet gewonnene Grundsätze enthalten und deren Richtigkeit und Zweckmäßigkeit in der Praxis allgemein als erwiesen gelten“

Eine ANB-VO ist bis dato weder in Kraft, noch liegt ein erster Entwurf vor. Daher kann derzeit nicht abgeschätzt werden, in welchem Umfang die E-Control die Inhalte konkret vorgeben wird und wie groß der verbleibende Gestaltungsspielraum der VNB sein wird. Bis zum Inkrafttreten der neuen ANB-VO gelten weiterhin die bisher von den VNB verwendeten und bereits genehmigten „individuellen“ ANB (§ 189 Abs. 7 ElWG).

6.7.3.3 Geeigneter Netzanschlusspunkt (§ 97 ElWG)

Das ElWG legt zudem klare, objektive Kriterien für die Festlegung des Netzanschlusspunkts fest, die sich an der „*netzwirksamen Leistung*“²⁰¹ der anzuschließenden Anlage orientieren.²⁰² Auf dieser Grundlage erfolgt die Zuordnung zu den einzelnen Netzebenen nach folgenden Größenklassen (§ 97 Abs. 1 ElWG):

- bis zu 100 kW: Netzebene 7
- 100 kW bis zu 400 kW: Netzebene 6²⁰³
- 400 kW bis zu 5.000 kW: Netzebene 5
- 5.000 kW bis zu 200 MW: Netzebene 4²⁰⁴ oder 3.

Allerdings erkennt das ElWG, dass diese starre Regel nicht in jedem Fall die technisch oder wirtschaftlich sinnvollste Lösung ist. Daher sind wesentliche Ausnahmen von den Größenklassen vorgesehen:

- Zwingende technische Gründe: Der Netzbetreiber kann von der Regel des nächstgelegenen Anschlusspunkts abweichen, wenn dies aus „*zwingenden technischen Gründen*“ erforderlich ist. Diese nicht näher definierten technischen Gründe müssen gegenüber dem jeweiligen Anschlusswerber transparent und nachvollziehbar dargelegt werden.

²⁰¹ § 6 Abs. 1 Z 117: „*netzwirksame Leistung*“ [bezeichnet] die im Vertrag über Netzanschluss und Netzzugang vereinbarte maximale Leistung in Einspeise- oder Bezugsrichtung am Netzanschlusspunkt, [...]“.

²⁰² Vgl. die Vorgängerbestimmung aus § 55 Abs. 7 ElWOG 2010, die „nur“ Mindestleistungswerte für die Zuordnung zu einer bestimmten Netzebene normierte.

²⁰³ Ein Anschluss auf Netzebene 6 hat an das zur Anlage nächstgelegene bestehenden oder neu zu errichtenden Trafostation zu erfolgen (§ 97 Abs. 2 ElWG).

²⁰⁴ Ein Anschluss auf Netzebene 4 hat an das zur Anlage nächstgelegene bestehende oder neu zu errichtende Umspannwerk zu erfolgen (§ 97 Abs. 2 ElWG).

- Einvernehmliche Vereinbarung: Anschlusswerber und Netzbetreiber können einvernehmlich einen anderen Anschlusspunkt festlegen. Solche Vereinbarungen müssen wohl nicht diskriminierend angeboten werden (vgl. Diskriminierungsverbot § 91 ElWG)²⁰⁵.
- Alternativer Netzanschlusspunkt auf Antrag: Der Anschlusswerber hat zudem das Recht, einen von der Grundregel aus Abs. 1 abweichenden Anschlusspunkt zu begehren. Die dadurch entstehenden Mehrkosten hat der Anschlusswerber selbst zu tragen (§ 97 Abs. 4 ElWG).²⁰⁶

6.7.3.4 Anzeige neuer Betriebsmittel (§ 98 ElWG)

Der Anschluss neuer Betriebsmittel²⁰⁷ (dazu gehören auch BESS) ohne eigenen Zählpunkt ist dem Netzbetreiber anzuzeigen (§ 98 Abs. 1 ElWG). Diese Anzeigepflicht ist insbesondere für Co-Location-Konfigurationen relevant: Wird beispielsweise zu einer bereits angeschlossenen Erzeugungsanlage nachträglich ein BESS hinzugefügt, so ist diese Änderung dem jeweiligen VNB anzuzeigen. Der Netzbetreiber ist in weiterer Folge verpflichtet, diese Information an den Lieferanten weiterzuleiten.²⁰⁸

²⁰⁵ Vgl. § 91 ElWG: „Netzbetreibern ist es untersagt, Netzbewutzer oder bestimmte Kategorien dieser Personen, Netzzugangsberechtigte sowie sonstige Marktteilnehmer, insbesondere zugunsten vertikal integrierter Elektrizitätsunternehmen, diskriminierend zu behandeln.“

²⁰⁶ Die genauen Modalitäten zur Berechnung dieser Mehrkosten werden in der ANB-VO (§ 93 Abs. 1 ElWG) geregelt.

²⁰⁷ Eine ausdrückliche Legaldefinition des Begriffs „Betriebsmittel“ enthält das Gesetz nicht. Allerdings nennt § 98 ElWG im Zusammenhang mit der „Anzeige neuer Betriebsmittel“ ausdrücklich „Stromerzeugungsanlagen bzw. Stromerzeugungseinheiten, Energiespeicheranlagen sowie Verbrauchsanlagen bzw. Verbrauchseinheiten“, woraus sich ableiten lässt, dass diese Anlagenkategorien unter den Begriff der Betriebsmittel fallen. Vgl. auch die ErläutRV 312 BlgNR 28. GP 35, wonach zu den Betriebsmitteln gemäß § 98 die genannten Anlagen zählen und § 54 Abs. 2 ergänzend beispielhaft „Wärmepumpen oder Ladepunkte“ anführt, sodass nach dem Verständnis des Gesetzgebers auch diese als Betriebsmittel zu qualifizieren sind.

²⁰⁸ Die Bestimmung soll als Auffangklausel für die Installation jener Betriebsmittel ohne eigenen Zählpunkt dienen, die dem Netzbetreiber nicht aufgrund anderer gesetzlicher oder behördlicher Bestimmungen bekannt sein muss. Dies dient der Netzplanung des VNB; Vgl. ErläutRV 312 BlgNR 28. GP 32.; Eine automatische Weiterleitung dieser Information an die OeMAG als EAG-Förderabwicklungsstelle ist im ElWG jedoch nicht vorgesehen. Für nach dem EAG geförderte Anlagen besteht vielmehr eine unmittelbare Meldepflicht des

6.7.3.5 Transparenz und Reservierung verfügbarer Kapazitäten (§ 99 ElWG)

a) Transparenz

Zur Erhöhung der Transparenz müssen VNB künftig die zulässigen, verfügbaren und gebuchten Netzanschlusskapazitäten auf einer gemeinsamen Internetplattform²⁰⁹ zu veröffentlichen. Die Veröffentlichung hat zunächst je Umspannwerk (NE 4) zu erfolgen und innerhalb von drei Jahren ab Inkrafttretens des ElWG (am 24.12.2025) auch je Trafostation (NE 6). Die Kapazitäten sind getrennt nach Erzeugungstechnologie (inkl. BESS) auszuweisen und quartalsweise zu aktualisieren (§ 99 Abs. 1 ElWG).

Dabei stellt das Gesetz ausdrücklich klar, dass auf die veröffentlichten verfügbaren Kapazitäten kein Rechtsanspruch besteht. Die Veröffentlichung dient somit ausschließlich der Information und Transparenz, nicht jedoch der Begründung subjektiver Rechte.

b) Reservierung und Reihung

Unverändert bleibt die Möglichkeit, eine begehrte Netzanschlusskapazität durch eine Anzahlung auf das Netzanschlussentgelt („Reugeld“) für zwölf Monate zu reservieren.²¹⁰ Wird die reservierte Kapazität innerhalb dieses Zeitraums nicht in Anspruch genommen, erlischt die Reservierung und die Anzahlung verfällt.

Der Netzanschlusswerber kann den Verfall der Anzahlung jedoch verhindern, wenn er darlegt, dass die Nichtinanspruchnahme der Kapazität außerhalb seines Einflussbereiches liegt (§ 99 Abs. 2 ElWG).²¹¹

Anlagenbetreibers gegenüber der OeMAG: Da nach § 68 Abs. 1 EAG auch die Speicherkapazität zu den in der EAG-Förderdatenbank zu erfassenden Daten zählt, ist jede diesbezügliche Änderung gemäß § 68 Abs. 2 EAG binnen 14 Tagen schriftlich oder elektronisch mitzuteilen. Damit wäre zB auch die nachträgliche Ergänzung einer geförderten PV-Anlage um einen Co-location BESS gegenüber der OeMAG bekannt zu geben.

²⁰⁹ Vgl. § 117 ElWG.

²¹⁰ Bisherige Reservierungsanfragen – also Anträge, die vor Inkrafttreten des ElWG eingebracht wurden – werden grds. noch nach dem ElWOG 2010 abgewickelt. In der Praxis dürfte das allerdings kaum Auswirkungen haben, da das Reservierungsverfahren nach § 20 Abs. 2 ElWOG 2010 inhaltlich mit dem „neuen“ in § 99 Abs. 2 ElWG weitgehend ident ist.

²¹¹ Die Anzahlung fließt dem EAG-Fördermittelkonto nach § 77 EAG zu.

Neu ist hingegen das nunmehr gesetzlich ausdrücklich verankerte Reihungskriterium für Netzanschlussbegehren, wonach nun explizit auf das Vorliegen aller erforderlichen Genehmigungen und Bewilligungen abgestellt wird (§ 99 Abs. 4 ElWG). War dieses Kriterium bislang regelmäßig lediglich in den ANB der jeweiligen Verteilernetzbetreiber vorgesehen, wird es nun auf Gesetzesebene festgeschrieben. Sollte für ein Projekt keine behördliche Genehmigung erforderlich sein, ist auf den Zeitpunkt der Antragsstellung an den Netzbetreiber abzustellen (§ 99 Abs. 4 ElWG).

Dies hat zur Folge, dass Projekte, die „rasche“ Genehmigungsverfahren durchlaufen (z.B. BESS nach den Landes-Elektrizitätsgesetzen), im Wettbewerb um knappe Netzkapazitäten gegenüber Projekten mit längeren Verfahren (z.B. Windkraftanlagen nach dem UVP-G) einen zeitlichen Vorteil haben können. In diesem Zusammenhang kommt den bescheiderlassenden Behörden eine zentrale Rolle zu, da sie durch die Dauer und den Abschluss der jeweiligen Genehmigungsverfahren maßgeblichen Einfluss auf die Reihung der Projekte und damit auf die Erteilung des Netzanschlusses ausüben können.

Die E-Control könnte künftig wohl in der ANB-VO nähere oder präzisierende Regelungen zur Reihung vorsehen (vgl. Kapitel 6.7.3.2).²¹² Ein entsprechender ANB-VO Entwurf liegt derzeit jedoch noch nicht vor, sodass aktuell nicht abschätzbar ist, ob und in welchem Umfang ergänzende Konkretisierungen – etwa technologiespezifische Differenzierungen – eingeführt werden. Bis auf Weiteres bleibt es daher „nur“ beim gesetzlichen Kriterium des Vorliegens sämtlicher erforderlicher Genehmigungen.

²¹² Die E-Control dürfte über eine ausreichend weitgehende Verordnungsermächtigung verfügen, um nähere Vorgaben auch zum Reservierungs- bzw. Reihungsverfahren zu erlassen. § 93 Abs. 1 ElWG ermächtigt zum Erlass einer ANB-VO mit Regelungsinhalten gemäß § 92 Abs. 2 ElWG. Dieser umfasst in Z 6 insbesondere *„das Verfahren und die Modalitäten für Anträge auf Netzanschluss und –zugang“*, was bei weitem Verständnis auch vorgelagerte Schritte wie die Reservierung von Netzanschlusskapazität einschließen kann. Dafür spricht auch § 92 Abs. 2 Z 15 ElWG, der *„Regelungen für eine Rückgabe von reservierter oder vereinbarter Kapazität [...] sowie die Entziehung systematisch ungenutzter Kapazität“* vorsieht. Aus der ausdrücklichen Bezugnahme auf reservierte Kapazitäten lässt sich uE schließen, dass auch das Reservierungsregime selbst der näheren Ausgestaltung durch Verordnung zugänglich ist. Vor diesem Hintergrund erscheint es rechtlich vertretbar, dass die E-Control im Rahmen einer künftigen ANB-VO verfahrensbezogene Konkretisierungen zur Reihung von Netzanschlussbegehren festlegt.

Verteilernetzbetreiber können in ihren ANB zwar – weiterhin – zusätzliche Konkretisierungen vornehmen (sofern von der E-Control genehmigt; § 93 Abs. 2 ElWG); diese müssen jedoch im Einklang mit den gesetzlichen Vorgaben sowie einer allfälligen ANB-VO stehen. Eine grundlegende Abweichung vom gesetzlich vorgesehenen Reihungssystem nach Genehmigung ist daher nicht zulässig.

6.7.4 Der Netzzugang

6.7.4.1 Das Netzzugangsrecht

§ 100 ElWG führt die bisherigen §§ 15 und 16 Abs. 1 ElWOG 2010 zusammen: demnach haben Netzzugangsberechtigte²¹³ weiterhin das Recht, auf Basis der ANB und unter Bezahlung der Systemnutzungsentgelte (die in der SNE-TV²¹⁴ der Höhe nach geregelt werden) das Netz zu nutzen (Netzzugangsrecht).

Netzbetreiber können den Netzzugang (nicht jedoch den Netzanschluss, vgl. Kapitel 6.7.2) jedoch „*aufgrund mangelnder Netzkapazitäten*“ – worunter auch „*außergewöhnliche Netzzustände (Störfälle)*“ fallen – verweigern (§ 102 Abs. 1 ElWG).

Neu ist hierbei die Verpflichtung für den Netzbetreiber, im Fall einer Verweigerung des Netzzugangs zu prüfen, ob alternativ ein flexibler Netzzugang gem § 103 ElWG oder ein beschränkter Netzzugang gem § 104 ElWG angeboten werden kann (§ 102 Abs. 2 ElWG; vgl. Kapitel 6.7.4.2).²¹⁵ Darüber hinaus hat der Netzbe-

²¹³ § 6 Abs. 1 Z 119 ElWG: „*„Netzzugangsberechtigter“ [bezeichnet] eine natürliche oder juristische Person oder eingetragene Personengesellschaft, die Netzzugang begehrt, insbesondere auch Elektrizitätsunternehmen, soweit dies zur Erfüllung ihrer Aufgaben erforderlich ist;*“.

²¹⁴ Zur Unterscheidung zwischen der Systemnutzungsentgelts-Tarifverordnung (SNE-TV) und der Systemnutzungsentgelts-Grundlagenverordnung (SNE-GV) siehe unser Systemnutzungsentgelt-Memo im Rahmen der gegenständlichen Studie.

²¹⁵ Vgl. ErläutRV 312 BlgNR 28. GP 34: „*Die Verpflichtung zur alternativen Prüfung eines flexiblen Netzzugangs gemäß Abs. 2 soll dazu beitragen, Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien schneller ans Netz zu bringen. Nur weil das ursprünglich beantragte Ausmaß bzw. der ursprünglich beantragte Zeitpunkt für den Netzzugang nicht gewährt werden kann, soll die mögliche Netznutzung nicht gänzlich unterbleiben*“.

treiber dem Antragsteller mitzuteilen, welche konkreten Netzausbaumaßnahmen erforderlich sind und innerhalb welchen Zeitrahmens diese voraussichtlich umgesetzt werden (§ 102 Abs. 4 ElWG).²¹⁶

Im Fall einer Verweigerung steht dem Antragsteller schließlich die Möglichkeit offen, die Regulierungskommission der E-Control anzurufen (§ 12 Abs. 1 Z 1 E-ControlG iVm § 102 Abs. 3 ElWG). Diese hat innerhalb eines Monats festzustellen, ob die Verweigerung des Netzzugangs rechtmäßig erfolgt ist. Dabei trifft den Netzbetreiber die Verpflichtung, das Vorliegen mangelnder Netzkapazitäten anhand objektiver sowie technisch und wirtschaftlich begründeter Kriterien transparent nachzuweisen (§ 102 Abs. 3 ElWG).

6.7.4.2 Flexibler Netzzugang

a) Allgemeines

Mit dem ElWG werden dem Netzbetreiber zusätzliche Pflichten auferlegt, sollte er einem einspeisenden Netzzugangsberechtigten der begehrte Netzzugang aufgrund mangelnder Netzkapazitäten (vgl. Kapitel 3.1.) verweigern: gemäß § 102 Abs. 2 ElWG hat der Netzbetreiber „*die Möglichkeit eines flexiblen Netzzugangs gemäß § 103 [...] zu prüfen.*“²¹⁷

Der flexible Netzzugang eröffnet die Möglichkeit, bei neuen Netzzugängen oder bei Änderungen (Erhöhung) der netzwirksamen Leistung eines einspeisenden Netzbenutzers die maximal zulässige netzwirksame Leistung statisch oder dynamisch vorzugeben (§ 103 Abs. 1 ElWG).²¹⁸ Anstelle einer vollständigen Verweigerung wird der Netzzugang „nur“ quantitativ begrenzt.

²¹⁶ Diese Maßnahmen sind bei der Erstellung der NEP gem §§ 118 und 123 ElWG angemessen zu berücksichtigen (§ 102 Abs. 4 ElWG).

²¹⁷ Im Folgenden wird der flexibler Netzzugang im Verteilernetz gemäß § 103 ElWG behandelt. Die Regelung des § 104 ElWG zum flexiblen Netzzugang im Übertragungsnetz weist demgegenüber andere Besonderheiten auf, die folgend außer Betracht bleiben.

²¹⁸ Dynamische Vorgaben können zB spannungsabhängige Leistungsbegrenzungen sein, aber auch zeitliche Einschränkungen, wie etwa eine verstärkte Einspeisung nur an bestimmten Tagen (Wochenende?) oder zu bestimmten Zeiten.

Dabei unterliegt der Netzbetreiber einem sog Maximierungsgebot, das ihn anhält, die Leistungsvorgabe so festzulegen, dass „nach Maßgabe der erwarteten Netzsituationen die bestehenden Netzkapazitäten unter Berücksichtigung geltender Sicherheitsanforderungen maximal genutzt werden“ (§ 103 Abs. 3 ElWG). Der Netzbetreiber ist daher verpflichtet, die technisch verfügbare Kapazität auszuschöpfen.

b) Recht auf flexiblen Netzzugang?

Fraglich ist, ob der Netzbenutzer ein (einklagbares) Recht auf einen flexible Netzzugang hat. Der Wortlaut des Gesetzes ("kann vertraglich vorgesehen werden")²¹⁹ spricht zunächst gegen das Bestehen eines ausdrücklichen Rechtsanspruchs des Netzbenutzers; § 103 ElWG räumt dem Netzbetreiber demnach einen Entscheidungsspielraum ein.

Dieser Spielraum ist jedoch nicht unbegrenzt. Netzbetreiber unterliegen dem allgemeinen Diskriminierungsverbot des § 91 ElWG. Gewähren sie vergleichbaren Netzzugangswerbern unter vergleichbaren technischen und tatsächlichen Voraussetzungen einen flexiblen Netzzugang, kann eine sachlich nicht gerechtfertigte Verweigerung im Einzelfall diskriminierend sein. Zudem trifft den Verteilernetzbetreiber bei Netzzugangsverweigerung gemäß § 102 Abs. 2 ElWG eine Prüfpflicht (vgl. Kapitel 3.2.1.) hinsichtlich der Möglichkeit eines flexiblen Netzzugangs, die eine sachlich fundierte Prüfung sowie uE auch eine nachvollziehbare Begründung gegenüber dem Netzzugangsberechtigten verlangt.

Ein genereller Anspruch auf flexiblen Netzzugang folgt daraus zwar nicht; wohl aber eine Bindung an eine konsistente, objektiv nachvollziehbare Entscheidungspraxis.

c) Ausgestaltung des flexiblen Netzzugangs

Das Gesetz unterscheidet zwei Varianten, die sich in ihrer rechtlichen und praktischen Tragweite wesentlich unterscheiden:

- „Befristeter“ gesetzlicher flexibler Netzzugang: Die gesetzlich primär angelegte Variante ist der befristete flexible Netzzugang als

²¹⁹ Hervorhebung nicht im Original.

Übergangslösung. In diesem Modell trifft den Netzbetreiber – neben seiner allgemeinen Ausbaupflichtung – auch die Pflicht, die beantragte volle Netzkapazität ist innerhalb der gesetzlich definierten Fristen bereitzustellen (§ 103 Abs. 2 ElWG). Diese Fristen variieren je nach Netzebene: 24 Monate für Netzebene 3, 18 Monate für Netzebene 4 und 5, sowie 12 Monate für Netzebene 6 und 7 ab Vertragsabschluss. Verzögerungen, die nachweislich außerhalb des Einflussbereichs des Netzbetreibers, können diese Fristen um bis zu 36 Monate verlängern.²²⁰

- „Dauerhaft“ vertraglicher flexibler Netzzugang: Eine zweite Variante ergibt sich aus § 103 Abs. 1 ElWG, wonach *"auf Verlangen [...] auch für diese eine statische oder dynamische Vorgabe der netzwirksamen Leistung auch dauerhaft vertraglich vereinbart werden"*²²¹ kann. Demnach können Netzbetreiber und Anlagenbetreiber eine dauerhafte Begrenzung der netzwirksamen Leistung vereinbaren, indem der Netzbenutzer auf die zeitliche Befristung verzichtet. Damit entfällt zwar nicht die allgemeine Ausbaupflichtung des Netzbetreibers²²², wohl aber die Pflicht, innerhalb der gesetzlichen Fristen die volle beantragte Kapazität bereitzustellen. Der Netzzugang bleibt dauerhaft begrenzt; ein konkreter Ausbauzeitpunkt ist nicht geschuldet.²²³

Grundsätzlich sind für flexible Netzzugänge Anreize in Form eines reduzierten Netzanschlussentgelts vorgesehen. Nach § 130 Abs. 4 Z 4 ElWG ist die E-Control ermächtigt, Festlegungen zur *„zu angemessenen Reduktionen für flexible Netzanschlussverträge“* zu treffen. Der darin angesprochene „flexible Netzanschlussvertrag“ ist wiederum in § 6 Abs. 1 Z 52 ElWG definiert als *„ein Vertrag über den Anschluss elektrischer Kapazitäten an das Netz, dies schließt Bedingungen ein, die der Begrenzung und Kontrolle der Einspeisung von Elektrizität in das*

²²⁰ Die Erläuterungen zum ElWG stellen klar, dass *"vorübergehende flexible Netzzugänge keinesfalls einen Grund liefern, um notwendige Netzausbaumaßnahmen hintanzustellen."*; Vgl. ErläutRV 312 BlgNR 28. GP 34.

²²¹ Hervorhebung nicht im Original.

²²² Vgl. § 115 Z 1 ElWG.

²²³ Vor diesem Hintergrund ist wohl § 103 Abs. 5 ElWG zu verstehen, wonach die E-Control sicherzustellen hat, dass die Vorgabe der netzwirksamen Leistung nicht zu Verzögerungen beim Netzausbau führt. Die dauerhafte Leistungsbegrenzung soll demnach nicht mit der Ausbauverantwortung konkurrieren.

Übertragungs- oder Verteilernetz und der Entnahme von Elektrizität aus diesen Netzen dienen;“. Diese Definition ist unseres Erachtens weit zu verstehen und erfasst flexible Netzzugänge generell – unabhängig davon, ob es sich um den gesetzlich vorgesehenen zeitlich befristeten oder um einen vertraglich vereinbarten „dauerhaften“ flexiblen Netzanschluss handelt.²²⁴

In der Praxis dürfte (insb. aus Netzbetreiber-Sicht) der „dauerhaft vertragliche flexible Netzzugang“ die attraktivere Option darstellen: Sie vermeidet den zeitlichen Druck der ohnedies bestehenden gesetzlichen Ausbaufristen. Da das ElWG keinen ausdrücklichen Anspruch auf den befristeten gesetzlichen flexiblen Netzzugang normiert, besteht für den Netzbetreiber auch keine generelle Verpflichtung, den „beschränkten“ flexiblen Netzzugang anzubieten.

6.8 Ansteuerbarkeit und Spitzenkappung

6.8.1 Einleitung

Im folgenden Kapitel werden die mit dem ElWG neu eingeführten Vorgaben zur Ansteuerbarkeit von Anlagen und deren Funktion als Grundlage für die gesetzlich vorgesehene Spitzenkappung dargestellt.

Das Kapitel gliedert sich in drei Teile: Zunächst wird die Spitzenkappung nach § 101 ElWG inhaltlich eingeordnet, einschließlich Umfang, zulässiger Eingriffsgrenzen und Abgrenzung zum vergütungspflichtigen Engpassmanagement. Daran anschließend folgen die neuen Pflichten zur Ansteuerbarkeit nach § 76 ElWG, insbesondere die technische Steuerbarkeit durch Anlagenbetreiber, die operative Ansteuerbarkeit durch Netzbetreiber, die Definition der „wesentlichen Änderung“ sowie die zeitlich gestaffelten Umsetzungsfristen. Abschließend werden

²²⁴ Sollte die E-Control entsprechende Reduktionen festlegen, wäre der Netzbetreiber verpflichtet, diese zu gewähren. Ein darüber hinausgehender „freiwilliger“ Ansatz in Form von Zuschüssen oder Befreiungen von Entgelten ist unseres Erachtens hingegen nicht möglich.

die Besonderheiten bei Batteriespeichern analysiert und deren Einordnung in das Ansteuerbarkeits- und Spitzenkappingsregime erläutert.

6.8.2 Ansteuerbarkeit als Voraussetzung für die Spitzenkappung

6.8.2.1 Allgemeines

Die Ansteuerbarkeit von Stromerzeugungsanlagen nach § 76 ElWG ist primär als enabling-Technologie für die Spitzenkappung gemäß § 101 ElWG zu verstehen. Vor dem Hintergrund der Zielsetzung, die bestehende Netzinfrastruktur effizienter auszulasten und einen kostenintensiven Netzausbau zu vermeiden, räumt das ElWG den Netzbetreibern das – politisch umstrittene – Recht ein, die Einspeisung von Stromerzeugungsanlagen unter bestimmten Voraussetzungen zu begrenzen (sog „Spitzenkappung“). Dieses Recht besteht für:

- Windkraftanlagen: „Im Fall eines **neuen oder wesentlich geänderten** Netzzugangs“²²⁵ (§ 101 Abs. 1 ElWG).
- PV-Anlage: „Im Fall eines **neuen oder geänderten** Netzzugangs“ (§ 101 Abs. 2 ElWG).

Zum Unterschied zwischen einer „*wesentlichen*“ Änderung (Abs. 1) und einer „*sonstigen*“ Änderung (Abs. 2) siehe zur Ansteuerbarkeit (vgl. Kapitel 6.8.3).

6.8.2.2 Umfang der Spitzenkappung

Ausgangspunkt der Spitzenkappung ist stets die netzwirksame Leistung der Stromerzeugungsanlage.²²⁶ So kann der Netzbetreiber die netzwirksame Leistung (via „Fernsteuerung“, vgl. Kapitel 2.) reduzieren, ohne dass es der Einwilli-

²²⁵ Zum Netzzugang und Netzanschluss siehe unser diesbezügliches Memo im Rahmen der Studie.

²²⁶ Die netzwirksame Leistung ist in § 6 Abs. 1 Z 177 ElWG definiert als „*die im Vertrag über Netzanschluss und Netzzugang vereinbarte maximale Leistung in Einspeise- oder Bezugsrichtung am Netzanschlusspunkt [...]*“

gung des Netzbenutzers bedarf. Da die Spitzenkappung entschädigungslos erfolgt (vgl. Kapitel 6.8.2.3) ist es sachgerecht, dass das Recht zur Spitzenkappung nicht grenzenlos ausgestaltet ist, sondern durch gesetzlich definierte Schranken begrenzt wird.

- Windkraft: Der Netzbetreiber darf **ab 1.1.2027** die netzwirksame Leistung von Windkraftanlagen (ausschließlich) **dynamisch** begrenzen. Die Abregelung darf 1 % der Jahresenergieerzeugung bzw. 15 % der Maximalkapazität einer per Verordnung festzulegenden Referenzanlage²²⁷ nicht überschreiten (§ 101 Abs. 1 ElWG).
- PV-Anlagen: Der Netzbetreiber darf die netzwirksame Leistung **statisch oder dynamisch** begrenzen. Dabei darf die netzwirksame Leistung einen Mindestwert von 70 % der Modulspitzenleistung nicht unterschreiten. Im Gegensatz zu Windkraftanlagen ist die Spitzenkappung bei PV-Anlagen **bereits möglich** (§ 101 Abs. 2 ElWG).²²⁸ Sobald die operative Ansteuerbarkeit (vgl. Kapitel 6.8.3.4) hergestellt ist, ist der Netzbetreiber auch bei PV-Anlagen verpflichtet, von der dynamischen Beschränkung Gebrauch zu machen (= Maximierungsgebot²²⁹; § 101 Abs. 3 ElWG).

Die statische Begrenzung bewirkt eine dauerhaft fixe Limitierung der Einspeiseleistung auf einen vorab definierten Wert, etwa um 30 % der Modulspitzenleistung, und gilt unabhängig von der jeweiligen Netzauslastung.

Demgegenüber erlaubt die dynamische Begrenzung eine situationsabhängige, potenziell in Echtzeit erfolgende Festlegung der maximal zulässigen Einspeiseleistung durch den Netzbetreiber: Die Anlage kann bei fehlenden Netzengpässen voll

²²⁷ Als Bezugsgröße ist eine Referenzanlage heranzuziehen, die gemäß der im Rahmen des EAG entwickelten Methodik zur Bemessung anzulegender Werte (§ 47 EAG) je Technologie bestimmt wird und durch Verordnung des BMWET festzulegen ist. Diese Verordnung soll ausschließlich der Festlegung von Referenzanlagen dienen; das Ausmaß der zulässigen Spitzenkappung wird davon nicht berührt und weiterhin durch die in Abs. 1 festgelegten Werte bestimmt.

²²⁸ Für Hybridanlagen, die zB. aus Windkraft- als auch aus PV-Komponenten bestehen und von der Spitzenkappung betroffen sind, darf die netzwirksame Leistung den summierten technologiebezogenen Leistungsmindestwert nicht unterschreiten; vgl. ErläutRV 312 BlgNR 28. GP 33.

²²⁹ Vgl. ErläutRV 312 BlgNR 28. GP 33.

einspeisen und wird nur im erforderlichen Ausmaß reduziert, wobei bei PV-Anlagen die Untergrenze von 70 % der Modulspitzenleistung stets einzuhalten ist, auch wenn zwischenzeitlich höhere Einspeisewerte zulässig sein können.

6.8.2.3 Entschädigungslose Begrenzung

Dem gesetzlichen Wortlaut lässt sich kein eigenständiges Vergütungsregime für Maßnahmen der Spitzenkappung und damit einhergehenden Erzeugungseinbußen der Betreiber entnehmen. Vielmehr geht der Gesetzgeber ersichtlich von einer grundsätzlich entschädigungslosen Begrenzung der Einspeisung aus.

§ 101 Abs. 8 ElWG stellt klar, dass nur solche Eingriffe vergütungspflichtig sind, die über das in Abs. 1 und 2 festgelegte zulässige Ausmaß hinausgehen und damit dem vergütungspflichtigen Engpassmanagement gemäß § 140 ElWG unterliegen.²³⁰

Vor diesem systematischen Hintergrund lässt sich der Umkehrschluss ziehen, dass Eingriffe, die innerhalb der gesetzlichen Schwellenwerte der Spitzenkappung verbleiben, nicht als Engpassmanagement zu qualifizieren sind. Dies gilt zB. für Begrenzungen bei PV-Anlagen, wenn die Einspeiseleistung „nur“ auf 80 % der Modulspitzenleistung abgesenkt wird. Solche Maßnahmen stellen rechtlich Spitzenkappung im Sinne des § 101 ElWG und kein Engpassmanagement iSd § 140 ElWG dar und sind daher nicht zu entschädigen.

6.8.3 Ansteuerbarkeit von Stromerzeugungsanlagen

6.8.3.1 Allgemeines

Die technische und operative Umsetzung der Spitzenkappung wird durch die in § 76 ElWG normierten Verpflichtungen zur Ansteuerbarkeit sichergestellt. Der

²³⁰ Dass Leistungen im Engpassmanagement demgegenüber vergütungspflichtig sind, ergibt sich ausdrücklich aus § 140 Abs. 2 ElWG, wonach die Erbringung der dort genannten Flexibilitätsleistungen „*gegen Ersatz der wirtschaftlichen Nachteile und Kosten, die unmittelbar durch diese Leistungen verursacht werden*“.

Gesetzgeber verteilt die Verantwortung für die Herstellung dieser Ansteuerbarkeit systematisch zwischen Anlagenbetreibern (Abs. 1) und Netzbetreibern (Abs. 2). Vor diesem Hintergrund wird im Folgenden terminologisch zwischen der „*technischen Steuerbarkeit*“ auf Seiten des Anlagenbetreibers und der „*operativen Ansteuerbarkeit*“ auf Seiten des Netzbetreibers unterschieden²³¹:

6.8.3.2 „technische Steuerbarkeit“ durch den Anlagenbetreiber (§ 76 Abs. 1 ElWG)

Betreiber neuer sowie wesentlich geänderter Stromerzeugungsanlagen mit einer netzwirksamen Leistung ab 3,68 kW sind verpflichtet, ihre Anlagen ab dem 1.6.2026 mit einer technischen Einrichtung zur Steuerbarkeit auszustatten (= **technische Steuerbarkeit**). Die Kosten dafür hat der Anlagenbetreiber zu tragen (§ 76 Abs 1 ElWG). Die technische Steuereinrichtung soll dabei aus Gründen der Kosten- und Systemeffizienz unmittelbar bei Herstellung des Netzanschlusses installiert werden.²³²

Bei neuen Stromerzeugungsanlagen sind ohnehin sämtliche Anlagenteile ansteuerbar auszugestalten. Entsprechendes gilt auch im Fall einer wesentlichen Änderung einer bestehenden Anlage: Die Ansteuerbarkeitspflicht erfasst in diesem Fall nicht bloß die geänderten oder hinzugekommenen Anlagenteile, sondern die gesamte Stromerzeugungsanlage,²³³

Die technische Einrichtung zur Steuerbarkeit muss über eine standardisierte Schnittstelle verfügen, deren nähere Ausgestaltung in den Technischen und Organisatorischen Regeln (TOR) festzulegen ist. Zwar beziehen sich die bislang veröffentlichten TOR noch nicht ausdrücklich auf den (danach) erlassenen § 76

²³¹ Die in § 76 Abs. 1 ElWG festgeschriebene Steuerbarkeit bildet dabei die technische Grundvoraussetzung dafür, dass der Netzbetreiber die netzwirksame Leistung der Anlage ferngesteuert vorgeben und die Umsetzung dieser Leistungsänderung auch verlässlich verifizieren kann (§ 76 Abs. 2 ElWG); vgl. ErläutRV 312 BlgNR 28. GP 28.

²³² Vgl. ErläutRV 312 BlgNR 28. GP 28.

²³³ Vgl. ErläutRV 312 BlgNR 28. GP 28.

EIWG, sie bieten uE jedoch bereits einen belastbaren Anhaltspunkt dafür, wie diese Schnittstelle künftig technisch auszugestalten sein wird.²³⁴

6.8.3.3 Zur wesentlichen Änderung

Der Abgrenzung des Begriffs der „wesentlichen Änderung“ im Sinne des § 76 EIWG kommt dabei zentrale praktische Bedeutung zu, da er den Anwendungsbereich der Ansteuerbarkeitspflicht auch auf bereits bestehende Anlagen ausdehnt. Während das EIWG selbst zur Frage, wann es sich um eine „wesentliche“ Änderung handelt, keine näheren Bestimmungen enthält, verweisen die Erläuterungen auf die TOR der E-Control.

Nach den TOR liegt eine wesentliche Änderung einer Stromerzeugungsanlage vor, wenn kumulativ zwei Voraussetzungen erfüllt sind:

- Zum einen muss durch die Änderung von den im Netzanschlussvertrag vereinbarten elektrischen Eigenschaften abgewichen werden;
- Zum anderen muss diese Abweichung geeignet sein, „den Netzbetrieb maßgeblich zu beeinflussen“.²³⁵

Zur Konkretisierung nennen die TOR beispielhaft jene Änderungen, die jedenfalls als „wesentlich“ anzusehen sind. Zentrales Abgrenzungskriterium ist dabei eine Erhöhung der Maximalkapazität der Stromerzeugungseinheit um mehr als 15 %, die als maßgeblicher Richtwert für das Vorliegen einer wesentlichen Änderung dient.

²³⁴ E-Control, TOR Stromerzeugungsanlagen: Anschluss und Parallelbetrieb von Stromerzeugungsanlagen des Typs A und von Kleinstenerzeugungsanlagen, Punkt 6.2.1.: „Die fernwirktechnische Schnittstelle zur Wirkleistungsabregelung nach Kapitel 5.4.1 und zur allfälligen Blindleistungsvorgabe nach Kapitel 5.3.4 ist, falls vom relevanten Netzbetreiber im Netzanschlussvertrag vorgesehen, in Form von potentialfreien Kontakten zu realisieren, die am Fernwirkgerät (z.B. Funkrundsteuerempfänger, Gateway) des Netzbetreibers zur Verfügung gestellt werden. Allfällige Anforderungen an die Einrichtungen zur Übermittlung von Echtzeitdaten nach Kapitel 5.6 werden zwischen dem relevanten Netzbetreiber und Netzbewerber vereinbart.“; zu den TOR für sonstige Anlagengrößen: <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/marktregeln/tor> (zuletzt abgerufen am 2.2.2026).

²³⁵ E-Control, TOR Stromerzeugungsanlagen Typ A Version 1.3, S 10, <https://www.e-control.at/documents/1785851/0/TOR+Stromerzeugungsanlagen+Typ+A+Version+1.3.pdf> (zuletzt abgerufen am 2.2.2026)

Darüber hinaus erfassen die TOR auch sonstige technische Eingriffe mit netzrelevanter Wirkung, insb. den gemeinsamen Austausch von Generator und Erregungseinrichtung bei Synchronmaschinen, den Ersatz eines Wechselrichters durch ein Modell mit erweiterten elektrischen Eigenschaften, den Zubau einer zusätzlichen Stromerzeugungseinheit zu einer bestehenden Anlage sowie eine auf Initiative des Netzbennutzers erfolgende Änderung der Spannungsebene.²³⁶

Bzgl. BESS ist insb. das Beispiel des „Zubau einer neuen Stromerzeugungseinheit in einer bestehenden Stromerzeugungsanlage“ relevant. Vor dem Hintergrund, dass „Elektrische Energiespeicher [...] in ihrer Wirkung auf das Netz grundsätzlich wie Stromerzeugungsanlagen oder Verbraucheranlagen zu werten“ sind (vgl. Kapitel 2.4 TOR), ist es wahrscheinlich, dass die Erweiterung einer Erzeugungsanlage um eine BESS als „wesentliche Änderung“ iSd der TOR und demnach iSd § 76 ElWG (bzw. § 101 ElWG) zu werten wäre.

Keine *wesentlichen Änderungen* sind hingegen zB. der Austausch von Betriebsmitteln durch elektrotechnisch gleichwertige Komponenten oder die Erneuerung von Transformatoren durch den Netzbetreiber²³⁷ sowie rein administrative Änderungen ohne Auswirkung auf den Umfang oder die technischen Parameter des Netzzugangs.²³⁸

²³⁶ E-Control, TOR Stromerzeugungsanlagen Typ A Version 1.3, S 10: „Wesentliche Änderungen können z.B. sein: - Erhöhung der Maximalkapazität P_{max} einer Stromerzeugungseinheit um mehr als 15 %, wobei der Netzbennutzer einen abweichenden Wert akzeptiert, sofern der relevante Netzbetreiber dies nachvollziehbar und schlüssig begründet; - Gemeinsamer Tausch von Generator und Erregungseinrichtung bei synchronen Stromerzeugungseinheiten; - Ersatz eines Wechselrichters bei nichtsynchrone Stromerzeugungseinheiten durch einen Wechselrichter, der erweiterte elektrische Eigenschaften besitzt; - Zubau einer neuen Stromerzeugungseinheit in einer bestehenden Stromerzeugungsanlage; - Änderung der Spannungsebene auf Betreiben des Netzbennutzers.“

²³⁷ E-Control, TOR Stromerzeugungsanlagen Typ A Version 1.3, S 10: „Keine wesentlichen Änderungen im Sinne dieses Teils der TOR sind z.B.: - die Erneuerung von Maschinentransformatoren durch den Netzbetreiber auf Grund der Anpassung der Spannungsebene am Netzanschlusspunkt; - ein Tausch von Hauptbetriebsmitteln durch elektrotechnisch gleichwertige Betriebsmittel in einer bestehenden Stromerzeugungseinheit, solange sichergestellt ist, dass das elektrische Verhalten der Stromerzeugungsanlage nicht verschlechtert wird, wobei die Parametrierung der getauschten Hauptbetriebsmittel und Steuerungen – sofern technisch möglich – so zu erfolgen hat, dass die Anforderungen dieses Teils der TOR bestmöglich erfüllt werden.“

²³⁸ Vgl. ErläutRV 312 BgNR 28. GP 33.

6.8.3.4 „operative Ansteuerbarkeit“ durch den Netzbetreiber (§ 76 Abs. 2 ElWG)

Der Netzbetreiber ist verpflichtet, die von den Anlagenbetreibern geschaffene technische Steuerbarkeit auch tatsächlich nutzen zu können. Dies ist dann gegeben, wenn der Netzbetreiber *„die Anlage nachweislich im Betrieb erreichen und erfolgreich Steuerbefehle umsetzen kann“* (= **operative Ansteuerbarkeit**; § 76 Abs. 2 ElWG).

Der Gesetzgeber trägt dem organisatorischen und technischen Aufwand zur Herstellung dieser operativen Ansteuerbarkeit Rechnung, indem er gestaffelte Umsetzungsfristen vorsieht (§ 76 Abs. 2 ElWG):

- bis 1.6.2028 für Anlagen > 25 kW
- bis 1.6.2029 für Anlagen > 3,68 kW bis ≤ 25 kW
- bis 1.1.2030 für kleinere Anlagen (> 0,8 kW bis ≤ 3,68 kW), sofern der Betreiber dies verlangt und die Anlage technisch ausgestattet ist; für diese kleineren Anlagen besteht keine Pflicht zur technischen Ansteuerbarkeit (vgl. Kapitel 2.2.).

6.8.3.5 Umfang der Steuerung und Abgrenzung (§ 76 Abs. 3 ElWG)

Ergänzend ist klarzustellen, dass im Rahmen der Ansteuerbarkeit die Zuständigkeit des Netzbetreibers auf die Signalgebung der netzwirksamen Leistung am Netzanschlusspunkt beschränkt ist. Maßnahmen hinter dem Netzanschlusspunkt verbleiben in der Verantwortung des Anlagenbetreibers.²³⁹ Der Netzbetreiber kann daher ausschließlich die maximal zulässige Einspeiseleistung am Netzanschlusspunkt vorgeben; ob und in welcher Form darüber hinausgehende Energie vom Anlagenbetreiber abgeregelt, in Speicher eingespeist oder anderweitig genutzt wird, entzieht sich dem Einflussbereich des Netzbetreibers.

²³⁹ Vgl. ErläutRV 312 BlgNR 28. GP 28.

6.8.4 Bedeutung für Batteriespeicher

Die Spitzenkappung des § 101 ElWG bezieht sich ausschließlich auf PV-Anlagen und auf Windkraftanlagen. Auch die Pflicht zur Ausstattung mit einer technischen Einrichtung zur Steuerbarkeit gemäß § 76 Abs. 1 ElWG gilt nur für „*neue und wesentlich geänderte Stromerzeugungsanlagen*“. Vor dem Hintergrund ist es fraglich, ob BESS überhaupt von der Spitzenkappung umfasst sein können und dementsprechend ansteuerbar sein müssen. Dabei ist nach Konfiguration zu unterscheiden:

- **Stand-alone BESS** sind Energiespeicheranlagen iSd § 6 Abs. 1 Z 38 ElWG und fallen damit bereits aufgrund des Wortlauts nicht unter die Regelungen zur Spitzenkappung nach § 101 ElWG bzw. zur Ansteuerbarkeit nach § 76 ElWG.²⁴⁰
- Differenzierter stellt sich die Situation bei **Co-location-BESS** – sowohl bzgl. Ansteuerbarkeit nach § 76 ElWG als auch bzgl. Spitzenkappung nach § 101 ElWG.

Bzgl. **Ansteuerbarkeit nach § 76 ElWG** stellt sich die Frage, ob der Speicher als Teil der *Stromerzeugungsanlage* zu qualifizieren ist und demnach vom Anwendungsbereich der Ansteuerbarkeit umfasst sein kann. *Stromerzeugungsanlagen* sind als „*eine oder mehrere Stromerzeugungseinheiten zur Erzeugung elektrischer Energie*“ definiert (§ 6 Abs. 1 Z 143 ElWG). Ein BESS stellt jedoch wohl keine „*Stromerzeugungseinheit*“ iSd § 6 Abs. 1 Z 144 ElWG dar, insb. wenn er selbst aus dem Netz beziehen kann.²⁴¹ Daraus folgt, dass ein Co-location-BESS begrifflich nicht Teil der Stromerzeugungsanlage ist.²⁴² Der Co-located BESS unterliegt daher grundsätzlich

²⁴⁰ Auch wenn ein solcher Stand-alone BESS als Einspeiser auftritt und damit genauso wie eine Stromerzeugungsanlage das Netz belasten kann, ist er vom gesetzlichen Anwendungsbereich der Ansteuerbarkeit bzw. Spitzenkappung nicht erfasst.

²⁴¹ Vgl. § 6 Abs. 1 Z 144 ElWG: „*„Stromerzeugungseinheit“ [bezeichnet] eine nach bestimmten Kriterien abgrenzbare Einheit einer Stromerzeugungsanlage zur Erzeugung von elektrischer Energie;*“

²⁴² Vielmehr handelt es sich um eine „*hybride Stromerzeugungsanlage*“ iSd § 6 Abs. 1 Z 68 ElWG: „*eine Stromerzeugungsanlage, die aus Kombinationen mehrerer Stromerzeugungseinheiten bzw. -anlagen mit oder ohne Energiespeicheranlage besteht und mindestens zwei unterschiedliche Primärenergieträger nutzt.*“

keiner Ansteuerbarkeitspflicht nach § 76 Abs. 1 ElWG – sofern nicht abweichende vertragliche Vereinbarungen getroffen werden, etwa um eine systemdienliche Betriebsweise „nach den Anforderungen des Netzbetreibers“ zu ermöglichen.²⁴³

Im Rahmen der **Spitzenkappung nach § 101 ElWG** ist zwischen zwei Fallgruppen von Co-location-BESS zu unterscheiden: Co-location-BESS ohne und mit Netzbezug:

- Bei einem **Co-location-BESS ohne Netzbezug** wird ausschließlich Strom aus der dahinterstehenden Stromerzeugungsanlage gespeichert und zeitversetzt wieder ins Netz eingespeist – ohne Strom aus dem Netz zu beziehen. In diesem Fall wird die netzwirksame Leistung am Netzanschlusspunkt begrenzt, ohne danach zu unterscheiden, ob der eingespeiste Strom unmittelbar aus der Erzeugungsanlage stammt oder technisch „durch“ den BESS geleitet wurde. Am Netzanschlusspunkt wird ausschließlich Strom aus der Erzeugungsanlage eingespeist; dieser bleibt seiner Herkunft nach weiterhin „PV-Strom“ oder „Windstrom“. Die Spitzenkappung bezieht sich somit weiterhin auf die Stromerzeugungsanlage, auch wenn der Strom zwischengespeichert wurde. Demnach wird eine Spitzenkappung nach § 101 ElWG hier uE möglich sein
- Deutlich komplexer ist die Situation bei **Co-location-BESS mit Netzbezug**. In diesem Fall kann der Speicher zusätzlich Strom aus dem Netz beziehen, diesen mit selbst erzeugtem Strom mischen und später wieder ins Netz einspeisen. Dabei kann es zu der Konstellation kommen, dass die Stromerzeugungsanlage selbst keinen Strom produziert, der Speicher jedoch zuvor Netzstrom bezogen hat und diesen zu Zeiten von Netzengpässen einspeist. Am Netzanschlusspunkt kann jedoch nicht unterschieden werden, ob die eingespeiste Leistung aus der (spitzenkappbaren) Erzeugungsanlage oder aus zuvor bezogenem Netzstrom stammt.²⁴⁴

Aus diesem Grund liegt es nahe, dass im Ergebnis die gesamte netzwirksame Leistung am Netzanschlusspunkt gekappt wird, auch wenn diese

²⁴³ Vgl. § 6 Abs. 1 Z 148 ElWG; Vgl dazu unser BESS-Memo im Rahmen der Studie.

²⁴⁴ Die dargestellten Co-location Szenarien gelten ebenso für Heimspeicher – je nachdem, ob sie mit oder ohne Bezug ausgestaltet sind.

faktisch nicht aus der Stromerzeugungsanlage stammt. Dem steht jedoch rechtlich entgegen, dass es sich bei diesem Strom gerade nicht um Strom aus einer „PV-Anlage“ oder „Windkraftanlage“ handelt, wie es § 101 Abs. 1 und 2 ElWG jedoch voraussetzt.²⁴⁵

In der praktischen Anwendung wird diese Problematik häufig ohne nennenswerte Wirkung bleiben. Ein Co-location-BESS wird regelmäßig gerade zu dem Zweck errichtet, Einspeisung zeitlich zu verschieben und Einspeisespitzen zu vermeiden. Dadurch fehlt es typischerweise an relevanten Spitzen, die überhaupt einer Kappung nach § 101 ElWG zugänglich wären.

6.9 Genehmigungsverfahren für Speicher

6.9.1 Einleitung

Im Bereich der Energie besteht gemäß Art. 4 Abs. 2 lit. i AEUV²⁴⁶ eine sogenannte geteilte Zuständigkeit zwischen der Europäischen Union (EU) und ihren Mitgliedstaaten.²⁴⁷ Im innerstaatlichen österreichischen Recht gibt es verschiedene Gesetzgebungszuständigkeiten, die für das Energierecht relevant sind.²⁴⁸ Die zentrale Bestimmung ist Art. 12 Abs. 1 Z 2 B-VG²⁴⁹. Nach dieser Norm kommt dem

²⁴⁵ Ob ein differenziertes Messkonzept mit getrennten Abrechnungspunkten hier Abhilfe schaffen könnte, erscheint fraglich. Die Spitzenkappung knüpft an die netzwirksame Leistung am Netzanschlusspunkt an. Diese ist die einzige Größe, die vom Netzbetreiber wahrgenommen und ferngesteuert werden kann. Zwar wäre denkbar, durch entsprechende Mess- und Abrechnungskonzepte nachzuweisen, dass es sich in dem konkreten Moment nicht um Strom aus der Erzeugungsanlage, sondern um wieder eingespeisten Netzstrom handelt. Ob diese Informationen jedoch in der Praxis in der erforderlichen zeitlichen Nähe übermittelt und vom Netzbetreiber berücksichtigt werden können, sodass eine ferngesteuerte Spitzenkappung am Netzanschlusspunkt unterbleibt, erscheint jedoch unseres Erachtens fraglich.

²⁴⁶ Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union, BGBl. III 86/1999 idF BGBl. III 171/2013.

²⁴⁷ Vgl. Storr, Energierecht (2022), Rz 3.1.

²⁴⁸ Vgl. Storr, Energierecht, Rz 3.56.

²⁴⁹ Bundes-Verfassungsgesetz (B-VG), BGBl. 1/1930 idF BGBl. I 89/2024.

Bund die Grundsatzgesetzgebung für das Elektrizitätswesen, soweit es nicht unter Art. 10 B-VG fällt, zu. Die Länder sind für die Ausführungsgesetzgebung und die Vollziehung zuständig.

Mit der am 31.10.2023 kundgemachten RED III²⁵⁰ wurden auf EU-Ebene neue Bestimmungen im Hinblick auf die Planung und Genehmigung von Anlagen zur Erzeugung von Energie aus erneuerbaren Quellen und damit zusammenhängende Infrastruktur erlassen. Um diese europarechtlichen Vorgaben umzusetzen und die Genehmigungsverfahren von Vorhaben der Energiewende zu beschleunigen, soll das Erneuerbaren-Ausbau-Beschleunigungsgesetz, kurz EABG, beschlossen werden.²⁵¹ Kernstück dieses Gesetzes soll die Etablierung eines konzentrierten Genehmigungsverfahrens für Vorhaben der Energiewende sein.²⁵²

Da die im EABG geregelte Materie über weite Teile nicht als genuine Bundesmaterie nach Art. 10 B-VG bzw. als Bundesgrundsatzmaterie nach Art. 12 B-VG zu qualifizieren ist, soll eine Kompetenzdeckungsklausel zugunsten des Bundes geschaffen werden.²⁵³

Bevor näher auf das EABG eingegangen wird, soll in einem vorgelagerten Schritt die aktuelle Rechtslage im Hinblick auf die Genehmigung von BESS, mit dem Fokus auf Großbatteriespeicher (das sind Batteriespeicheranlagen mit mehr als 1 MW), und PSW dargestellt werden. In Folge werden Großbatteriespeicher und PSW zusammen auch als „Energiespeicheranlagen“ bezeichnet.

6.9.2 Überblick zum Status Quo: Genehmigung von Großbatteriespeichern und PSW

6.9.2.1 Großbatteriespeicher

Für die Genehmigung von Großbatteriespeichern kommt es darauf an, ob es sich um einen Stand-alone BESS, Co-location BESS oder einen betriebsintegrierten

²⁵⁰ Richtlinie (EU) 2023/2413 des europäischen Parlaments und des Rates vom 18.10.2023, ABl. L 2023/2413, 1.

²⁵¹ Vgl. ErläutME 43/ME 28. GP 1.

²⁵² Vgl. ErläutME 43/ME 28. GP 1 f.

²⁵³ Vgl. § 1 EABG-ME.

Batteriespeicher handelt. Die aktuelle Rechtslage für alle drei Konstellationen soll im Folgenden dargestellt werden. Vorweggeschickt sei, dass Großbatteriespeicher für sich genommen keiner UVP-Pflicht nach dem UVP-G 2000²⁵⁴ unterliegen.²⁵⁵

d) Vorfrage: Widmung der Projektliegenschaft

Als prioritäre Frage der Projektentwicklung muss geklärt werden, ob die Liegenschaft, auf der der Großbatteriespeicher realisiert werden soll, die passende Widmung aufweist. In Frage kommen insb. Bauland-Industriegebiet und Bauland-Gewerbegebiet. Im Grünland bedarf es wohl regelmäßig einer passenden Sonderwidmung. Ob das einschlägige Landesraumordnungsrecht eine passende Grünland-Sonderwidmung enthält, hängt vom Standortbundesland ab und ist vorab zu evaluieren. In Niederösterreich bestimmt bspw. § 20 Abs. 6 NÖ ROG 2014²⁵⁶ ausdrücklich, dass Batteriespeicheranlagen mit einer installierten Entladeleistung von mehr als 1 MW oder einer nutzbaren Speicherkapazität von mehr als 2 MWh²⁵⁷ nur auf solchen Flächen errichtet werden dürfen, die als Grünland-Batteriespeicheranlage gewidmet sind.

e) Stand-alone Großbatteriespeicher

²⁵⁴ Bundesgesetz über die Prüfung der Umweltverträglichkeit (Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetz 2000 – UVP-G 2000), BGBl. 697/1993 idF BGBl. I 35/2025.

²⁵⁵ Der Grund hierfür liegt in der Systematik des UVP-G 2000: Anhang 1 des UVP-G enthält einen abschließenden Katalog an Vorhabenstypen („Tatbestände“) samt zugehörigen Schwellenwerten, ab deren Überschreitung eine UVP verpflichtend ist. Für (große) BESS als solche existiert kein eigener Tatbestand in Anhang 1, weshalb sie idR nicht UVP-pflichtig sind. Eine UVP-Pflicht kann sich jedoch ergeben, wenn das Projekt einen anderen, allgemeinen Tatbestand des Anhangs 1 erfüllt (zB wenn für das BESS-Vorhaben inkl. Ableitung eine Fläche im Ausmaß von über 20 ha gerodet werden müsste, vgl. Anhang 1 Z 46 UVP-G).

²⁵⁶ NÖ Raumordnungsgesetz 2014 (NÖ ROG 2014), LGBl. 3/2015 idF LGBl. 104/2025.

²⁵⁷ § 20 Abs. 2 Z 22 NÖ ROG 2014.

Das ElWG qualifiziert die Energiespeicherung als eine Tätigkeit eines Elektrizitätsunternehmens iSd § 6 Abs. 1 Z 29 ElWG²⁵⁸ ist. Es wird daher einer anlagenrechtlichen Genehmigung nach dem jeweils einschlägigen Landes-ElWOG erforderlich sein.²⁵⁹

Weitere Genehmigungspflichten können sich aus dem Baurecht,²⁶⁰ dem Naturschutzrecht, Wasserrecht und anderen allenfalls einschlägigen Materien ergeben. Weiters müssen die (sicherheits-) technischen Normen des ETG 1992²⁶¹ eingehalten werden.

f) Co-location Großbatteriespeicher

Ein Großbatteriespeicher kann unter Umständen als Teil oder Nebeneinrichtung einer Erzeugungsanlage angesehen werden, wenn ein räumlicher und funktionaler Zusammenhang besteht. Das hat widmungs- und genehmigungsrechtliche Vorteile, weil die Regeln für die Stromerzeugungsanlage typischerweise auf den Energiespeicher erstreckt werden. Folglich würde eine nachträgliche Errichtung eines BESS bei einem Windpark, die Zwischenspeicherung des vor Ort produzierten Stroms und die Nutzung des gleichen Netzanschlusspunktes wohl dazu führen, dass der Batteriespeicher als Teil des Windparks qualifiziert wird. Folglich wäre für die Errichtung (nur) eine Änderung des Windpark-Konsens erforderlich, eine Realisierung auf einer (allenfalls bestehenden) Fläche mit der Widmung Grünland-Windkraft (oder Ähnlich) wäre uE grundsätzlich zulässig.

g) Kumulationsprinzip

Da Stand-alone und Co-location Großbatteriespeicher regelmäßig keiner UVP-Pflicht unterliegen, sind für diese Projekte nach aktueller Rechtslage (prae-EABG) mehrere Genehmigungen einzuholen. Es gilt mithin das sogenannte Kumulati-

²⁵⁸ Bundesgesetz zur Regelung der Elektrizitätswirtschaft (Elektrizitätswirtschaftsgesetz – ElWG), BGBl. I 91/2025.

²⁵⁹ In diesem Zusammenhang stellt sich die Frage, ob auf die Regeln für Erzeugungsanlagen zurückgegriffen werden kann, falls noch keine spezifischen Regelungen für die Energiespeicherung getroffen wurden.

²⁶⁰ Abhängig vom Bundesland.

²⁶¹ Bundesgesetz über Sicherheitsmaßnahmen, Normalisierung und Typisierung auf dem Gebiete der Elektrotechnik (Elektrotechnikgesetz 1992 – ETG 1992), BGBl. 106/1993 idF BGBl. I 204/2022.

onsprinzip. Dies hat zur Folge, das Verfahren bei verschiedenen Behörden zu initiieren sind, die jeweils eigenständig und idR nicht abgestimmt aufeinander über das Vorhaben entscheiden.

6.9.2.2 Pumpspeicherkraftwerke (PSW)

h) Widmungserfordernis

Als Vorfrage ist zu klären, ob für die Errichtung eines PSW eine bestimmte Flächenwidmung erforderlich ist. Nach der Judikatur des VfGH²⁶² sind Wasserkraftanlagen vom Kompetenztatbestand des Art. 10 Abs. 1 Z 10 B-VG („Wasserrecht“) umfasst. Demnach dürfen die Landesgesetzgeber die Errichtung von Bauten, die unmittelbar der Wassernutzung dienen, nicht einer Bewilligungspflicht nach der Bauordnung unterwerfen.²⁶³ Fällt somit die baurechtliche Bewilligungspflicht weg, besteht das Erfordernis der raumordnungsrechtlichen Widmungskonformität nicht mehr, weil das WRG 1959²⁶⁴ als Bundesgesetz nicht die Übereinstimmung mit einer landesrechtlichen Widmung verlangt.²⁶⁵ Diese Judikatur ist auf PSW zu übertragen, weil diese unmittelbar der Wassernutzung dienen. Deshalb ist es uE nicht erforderlich, dass PSW auf einer bestimmten Widmung errichtet werden.²⁶⁶

i) UVP-Pflicht

Vorhaben, die einen Tatbestand des Anhangs 1 UVP-G 2000 erfüllen, sind – allenfalls nach Durchführung einer Einzelfallprüfung – einer UVP zu unterziehen. Es ist strittig, ob PSW unter Z 30 oder Z 31 des Anhangs 1 zu subsumieren sind.²⁶⁷ Der VwGH²⁶⁸ hat zur Z 30 ausgesprochen, dass

²⁶² VfSlg. 13.234/1992.

²⁶³ VfGH 16. 10. 1992, B 942/91; siehe *Häusler*, Photovoltaik- und Windkraftanlagen ja, aber wo?, NR 2022, 50 (52).

²⁶⁴ Wasserrechtsgesetz 1959 – WRG. 1959, BGBl 215/1959 idF BGBl. I 73/2018.

²⁶⁵ *Häusler*, Photovoltaik- und Windkraftanlagen ja, aber wo?, NR 2022, 50 (52).

²⁶⁶ Ausgenommen hiervon sind allerdings Bauten, die nicht unmittelbar der Wassernutzung dienen (zB Wohngebäude für Mitarbeiter).

²⁶⁷ *Schmelz/Schwarzer*, UVP-G² (2024), Anh 1 Z 30 Rz 6.

²⁶⁸ VwGH 30.3.2017, Ro 2016/07/0015.

„bei Pumpspeicherkraftwerken, der Umstand, dass der erzeugten Elektrizität ein Stromverbrauch für das Hochpumpen des Wassers gegenübersteht, nicht die Erfüllung des Tatbestandes der Wasserkraftanlagen verhindert, sodass eine UVP-Pflicht nach Z 30 des Anhangs 1 UVP-G 2000 ab dem jeweiligen Schwellenwert eingreift. Dabei ist aber ein Stau eines Gewässers oder eine Ausleitung aus einem Gewässer vorausgesetzt.“²⁶⁹

Eine UVP ist daher jedenfalls durchzuführen, wenn die Schwellenwerte der Z 30 des Anhangs 1 zum UVP-G 2000 überschritten werden:

- Aus Z 30 ergibt sich, dass bei PSW mit einer Engpassleistung von mindestens 10²⁷⁰ bzw. 15 MW (lit. a, b), in Kraftwerksketten²⁷¹ (lit. c) oder, wenn ein PSW in einem schutzwürdigen Gebiet der Kategorie A oder B mit einer Engpassleistung von mindestens 2 MW neu errichtet werden soll und eine Einzelfallprüfung erhebliche Umweltauswirkungen bestätigen, eine UVP-Pflicht besteht. Ausgenommen von der Z 30 sind technische Maßnahmen zur Erhöhung der Engpassleistung oder zur sonstigen Effizienzsteigerung an bestehenden Anlagen, die keine Auswirkungen auf die Restwasserstrecke, die Unterliegerstrecke oder die Stauraumlänge in Folge einer Erhöhung des Stauzieles haben, sowie alle Maßnahmen, die zur Herstellung der Durchgängigkeit vorgenommen werden.
- Geht man davon aus, dass sich für PSW auch aus der Z 31 eine UVP-Pflicht ergeben kann, unterliegen solche PSW dem UVP-Regime, in denen über 10.000.000 m³ Wasser neu oder zusätzlich zurückgehalten oder gespeichert werden (lit. a). Soll das PSW in einem schutzwürdigen Gebiet der Kategorie A errichtet werden, besteht eine Einzelfallprüfungspflicht und allenfalls daran anschließend eine UVP-Pflicht bei einer Speicherkapazität von mindestens 2.000.000 m³ (lit. b).

²⁶⁹ In der Entscheidung VwGH 15.9.2011, 2008/07/0098 sprach der Gerichtshof aus, dass dass im Fall der Umstellung eines Staubetriebs auf einen Pumpbetrieb (Pumpspeicherwerk) unverändert eine Wasserkraftanlage vorliegt, weshalb eine derartige Anlage nicht nach Z 31, sondern nach Z 30 des Anhangs 1 zu beurteilen ist.

²⁷⁰ Wenn die Rückstaulänge, berechnet auf Basis des mittleren Durchflusses (MQ), das 20-fache der Gewässerbreite, gemessen in der Achse der Wehranlage, erreicht.

²⁷¹ Eine Kraftwerkskette ist eine Aneinanderreihung von zwei oder mehreren Wasserkraftanlagen mit einer Engpassleistung von je mindestens 2 MW ohne ausreichenden Mindestabstand zwischen den Wehranlagen im Fischlebensraum.

UVP-pflichtige PSW sind in einem konzentrierten Genehmigungsverfahren gemäß § 3 Abs. 3 UVP-G 2000 zu genehmigen. Es ist somit nur ein Verfahren bei einer Behörde (zuständige Landesregierung) durchzuführen und es ergeht nur ein Bescheid, der alle anzuwendenden Materiengesetze umfasst.

j) Nicht UVP-pflichtige PSW

Ist das PSW nicht UVP-pflichtig, ist nach aktueller Rechtslage (prae-EABG) eine Genehmigung nach den jeweils einschlägigen Materiengesetzen bei den hierzu zuständigen Behörden notwendig (Kumulationsprinzip). Folgende Genehmigungsregime sind dabei von besonderer Relevanz:

- Da durch ein PSW öffentliche Gewässer über dem Gemeingebrauch benützt werden und eine zur Benutzung der Gewässer dienende Anlage errichtet (bzw. geändert) wird, wird eine Bewilligung nach § 9 Abs. 1 WRG 1959 erforderlich sein. Wird durch das PSW derart auf ein Gewässer eingewirkt, dass dessen Beschaffenheit unmittelbar oder mittelbar beeinträchtigt wird, ist weiters eine Genehmigung nach § 32 WRG 1959 notwendig.
- Im Hinblick auf die Genehmigung nach den Landes-Elektrizitätsgesetzen ist zunächst festzustellen, dass PSW Energiespeicheranlagen iSd § 6 Abs. 1 Z 38 ElWG sind.²⁷² Sie können daher eine Tätigkeit eines Elektrizitätsunternehmens²⁷³ sein. Der VfGH hat zum ElWOG 2010²⁷⁴ ausgesprochen, dass PSW sowohl als Erzeuger und damit als Einspeiser iSd § 7 Abs Z 10 ElWOG 2010 als auch als Endverbraucher und damit Entnehmer iSd § 7 Abs 1 Z 12 iVm 14 ElWOG 2010 anzusehen sind.²⁷⁵ Erzeu-

²⁷² ErläutRV 312 BlgNR XXVIII. GP 5.

²⁷³ § 6 Abs. 1 Z 29 ElWG.

²⁷⁴ Bundesgesetz, mit dem die Organisation auf dem Gebiet der Elektrizitätswirtschaft neu geregelt wird (Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 – ElWOG 2010), BGBl. I 110/2010 idF BGBl. I 91/2025.

²⁷⁵ VfSlg 19.740/2013.

gungsanlagen brauchen für ihre Errichtung bzw. Erweiterung regelmäßig²⁷⁶ (teilweise ab Überschreiten einer bestimmten Größe) eine elektrizitätsrechtlichen Bewilligung.²⁷⁷ Daher wird auch für PSW eine elektrizitätsrechtliche Bewilligung erforderlich sein.²⁷⁸

- Die Naturschutzgesetze der Länder sehen unterschiedliche Genehmigungstatbestände für Wasserkraftanlagen vor, die wohl auch auf PSW übertragen werden können. Es ist nicht die Anlage an sich genehmigungspflichtig, sondern der Eingriff in gesetzlich festgelegte geschützte Lebensräume. Da in vielen Landes-Naturschutzgesetzen (fließende oder stehende) Gewässer einen Schutz genießen,²⁷⁹ wird der Eingriff in diese Lebensräume durch das PSW in aller Regel einer naturschutzrechtlichen Bewilligung, soweit geschützte Gebiete betroffen sind auch einer Naturverträglichkeitsprüfung bedürfen.
- Ist für die Errichtung des PSW die Verwendung von Waldboden zu anderen Zwecken als für solche der Waldkultur erforderlich (Rodung), bedarf es einer Rodungsbewilligung gemäß § 17 ForstG²⁸⁰. In den Fällen von Rodungen für Anlagen zur Erzeugung, Fortleitung, Verteilung und Speicherung von Energieträgern sind auch die Unternehmen, die solche Anlagen betreiben, gemäß § 19 Abs. 1 Z 5 ForstG antragslegitimiert, soweit zu ihren Gunsten enteignet werden kann oder Leitungsrechte begründet werden können.²⁸¹

k) Zwischenergebnis

Als Zwischenergebnis kann somit festgehalten werden, dass auch bei PSW, die nicht UVP-pflichtig sind, das Kumulationsprinzip gilt. Das heißt, dass zurzeit für ein PSW, das nicht UVP-pflichtig ist, mehrere Genehmigungen von zum Teil unterschiedlichen Behörden einzuholen sind. Unterliegt das PSW dem UVP-Regime,

²⁷⁶ Beispielsweise nimmt § 5 Abs. 2 Z 1 NÖ Elektrizitätswesengesetz 2005 (NÖ ElWG 2005) Wasserkraftanlagen von der Genehmigungspflicht aus.

²⁷⁷ Siehe zB. § 45 Abs. 1 Salzburger Landeselektrizitätsgesetz 1999 – LEG.

²⁷⁸ Siehe auch die Rsp des VwGH 30.3.2017, Ro 2016/07/0015, der PSW im Zusammenhang mit dem UVP-G 2000 als Wasserkraftanlagen ansieht.

²⁷⁹ Siehe zB. § 5 Abs. 2 Z 1 StNSchG 2017.

²⁸⁰ Bundesgesetz über das Forstwesen (Forstgesetz 1975 – ForstG), BGBl. 440/1975 idF BGBl. I 144/2023.

²⁸¹ Vorbehaltlich der Zustimmung des gem. § 19 Abs. 1 Z 3 ForstG Zuständigen.

ist es im konzentrierten Genehmigungsverfahren gemäß § 3 Abs. 3 UVP-G 2000 zu genehmigen.

6.9.3 Genehmigung von Energiespeichern im EABG

Unseren Ausführungen liegt vereinbarungsgemäß der Ministerialentwurf des Bundesministeriums für Wirtschaft, Energie und Tourismus (BMWET) vom 9.9.2025, 43/ME 28. GP, zugrunde. Mit diesem Bundesgesetz soll das EABG beschlossen und das EAG²⁸² geändert werden. Soweit auf das EABG verwiesen wird, ist dieser Ministerialentwurf gemeint (in Folge EABG-ME). Wie bereits zuvor erwähnt, wurde Das EABG wurde nach Abschluss der dieser Studie zugrunde liegenden Analyse beschlossen und ist mittlerweile in Kraft. Die folgenden Aussagen beziehen sich auf den genannten Ministerialentwurf (43/ME 28). Dieser unterscheidet sich nicht grundlegend von dem gültigen Rechtstext und daher behalten die Aussagen hier weiterhin ihr Gültigkeit. Die Empfehlungen betreffend den Änderungen im EABG können somit als Anregung zur Weiterentwicklung des EABGs verstanden werden.

6.9.3.1 Anwendungsbereich des EABG

Das EABG soll gemäß § 2 Abs. 1 auf Vorhaben der Energiewende anzuwenden sein. Der Begriff „Vorhaben der Energiewende“ wird in § 5 Z 30 EABG-ME legaldefiniert. Ein Großbatteriespeicher wird unter diese Legaldefinition fallen, wenn er ortsfest errichtet wird. Ortsfeste Energiespeicheranlagen sowie damit in einem räumlichen und sachlichen Zusammenhang stehende sonstige Maßnahmen und Eingriffe in die Natur und Landschaft sind von § 5 Z 30 EABG-ME umfasst.²⁸³ Gemäß § 5 Z 20 EABG-ME ist eine ortsfeste Energiespeicheranlage eine

²⁸² Bundesgesetz über den Ausbau von Energie aus erneuerbaren Quellen (Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz – EAG), BGBl. I 150/2021 idF BGBl. I 69/2025 (vor der geplanten Änderung).

²⁸³ Es stellt sich die Frage, ob durch das Abstellen auf ortsfeste Energiespeicheranlagen nur ausgeschlossen werden soll, dass beispielsweise auch Autobatterien als Energiespeicheranlagen zählen, oder ob sich der Begriff „ortsfest“ am Begriff der „örtlich gebundenen Einrichtung“ iSd § 74 Abs. 1 GewO 1994 orientieren soll.

ortsfeste Anlage, in der Energiespeicherung im Elektrizitätsnetz erfolgt. Der Begriff des Energiespeichers ist weit zu verstehen; aufgrund der Forschungsfrage beschränkt sich diese Stellungnahme allerdings nur auf BESS und PSW.

§ 5 Z 7 EABG-ME definiert die Energiespeicherung im Elektrizitätsnetz als „*die Verschiebung der endgültigen Nutzung elektrischer Energie auf einen späteren Zeitpunkt als den ihrer Erzeugung oder die Umwandlung elektrischer Energie in eine speicherbare Energieform, die Speicherung solcher Energie und ihre anschließende Rückumwandlung in elektrische Energie oder Nutzung als einen anderen Energieträger*“. Stand-alone BESS dürften regelmäßig unter diese Definition fallen, weil sie elektrische Energie aus dem Netz beziehen und in dieses einspeisen. Bei Co-location BESS ist die Einordnung hingegen weniger eindeutig. Ein Co-location BESS nutzt nämlich den Netzanschluss und das einspeiseseitige Netzzugangsrecht der Anlage zur Erzeugung von erneuerbarer Energie, weshalb man argumentieren könnte, dass (vollständige) Co-location BESS isoliert betrachtet nicht „im Elektrizitätsnetz“ agieren, sondern als Quasi-Bestandteil der Erzeugungsanlage lediglich den vor Ort (= behind the meter) erzeugten Strom zeitversetzt einspeisen.

Die Einordnung von Co-location Anlagen als Energiespeicheranlage „im Elektrizitätsnetz“ oder als Bestandteil der Erzeugungsanlage im Rahmen des EABG kann aber vorerst dahingestellt bleiben. Wie auch aus der RED III eindeutig hervorkommt, sollen Energiespeicheranlagen, die hinter dem Netzanschlusspunkt Strom aus einer Erzeugungsanlage zwischenspeichern, von den Verfahrensbeschleunigungselementen der Richtlinie profitieren. Insoweit sind Co-location Großbatteriespeicher stets als Vorhaben der Energiewende zu qualifizieren, so dass der Anwendungsbereich des EABG bei allen Batteriespeicherarten eröffnet ist. Einen Unterschied kann es aber bei der Frage geben, ob für die Speicher Beschleunigungsgebiete ausgewiesen werden dürfen bzw. diese von Beschleunigungsgebieten für Erzeugungsanlagen mitumfasst sind.

Durch das Ende 2025 vorgestellte European Grids Package²⁸⁴ sollen auch Energiespeicheranlagen, die nicht am selben Standort realisiert werden (wie insbe-

²⁸⁴ Im gegenständlichen Kontext ist der Vorschlag COM(2025) 1007 final zur Änderung der Richtlinien (EU) 2018/2001, (EU) 2019/944 und (EU) 2024/1788 im Hinblick auf die Beschleunigung der Genehmigungsverfahren von besonderer Relevanz.

sondere Stand-alone BESS und uU auch PSW) adressiert werden. Durch die Einfügung eines Art. 16h in die RED III würden auch „eigenständige Energiespeicher“ von der RED III umfasst.²⁸⁵ „Eigenständige Energiespeicher“ ist gemäß Art. 2 Z 10b des Kommissionsvorschlags ein „*Energiespeicher, der nicht mit einer Energieerzeugungsanlage kombiniert ist*“.²⁸⁶

Das Genehmigungsverfahren für eigenständige Energiespeicher soll auf alle einschlägigen behördlichen Genehmigungen für den Bau, das Repowering und den Betrieb, einschließlich Netzanschlussgenehmigungen sowie erforderlichenfalls Umweltprüfungen und -genehmigungen erstrecken.²⁸⁷ Für eigenständige Energiespeicher mit einer installierten Gesamtkapazität von mehr als 100 kW soll das Genehmigungsverfahren²⁸⁸ nicht länger als sechs Monate dauern. Für PSW liegt diese Maximalfrist bei zwei Jahren.

PSW könnten entweder als ortsfeste Energiespeicheranlagen iSd § 5 Z 20 EABG-ME²⁸⁹ oder – im Einklang mit der bisherigen Rechtsprechung des VfGH und des VwGH – als Wasserkraftanlage und Erzeugungsanlagen angesehen werden. Jedenfalls gilt: PSW sind Vorhaben der Energiewende, sodass der Anwendungsbereich des EABG eröffnet wäre. Ob für sie allerdings unionsrechtlich auch Beschleunigungsgebiete iSd Art. 15c RED III ausgewiesen werden dürfen oder ob es sich hierbei vielmehr um sog. Infrastrukturgebiete (Art. 15e RED III: „*Gebiete für Netz- und Speicherinfrastruktur, die für die Integration von erneuerbarer Energie in das Stromsystem erforderlich ist*“) handeln würde, kann an dieser Stelle offengelassen und wird noch unter Kapitel 6.9.3.6 diskutiert.

²⁸⁵ Wasserstoffspeicher sollen allerdings nicht unter Art. 16h der RED III-RL idF des Vorschlages COM(2025) 1007 final fallen.

²⁸⁶ Es sollen somit nicht mehr nur Co-location BESS, sondern auch Stand-alone BESS unter die RED III-RL fallen.

²⁸⁷ Art. 16h Abs. 1 RED III-RL idF des Vorschlages COM(2025) 1007 final.

²⁸⁸ Einschließlich Netzanschlussgenehmigung und erforderlichenfalls Umweltprüfungen.

²⁸⁹ In diese Richtung geht auch das Verständnis der Kommission im Grids Package, vgl Art. 16h Abs. 3 letzter Satz COM(2025) 1007 final.

6.9.3.2 Genehmigung von Vorhaben der Energiewende

§ 13 iVm Anhang 1 EABG-ME regelt, in welchem Verfahren Vorhaben der Energiewende zu genehmigen sind, bzw. ob Vorhaben der Energiewende anzeigepflichtig oder sogar genehmigungs- und anzeigefrei sind. Da sich die gegenständliche Forschungsfrage auf Großbatteriespeicher und PSW beschränkt und diese in der Regel die Schwellenwerte für Verfahrenserleichterungen überschreiten werden, soll das Hauptaugenmerk auf dem ordentlichen Genehmigungsverfahren liegen.

6.9.3.3 Ordentliches Genehmigungsverfahren

Das ordentliche Genehmigungsverfahren kommt einerseits gemäß § 13 Abs. 1 EABG-ME auf alle Vorhaben der Energiewende zur Anwendung, die nicht dem vereinfachten Verfahren (§ 27) oder dem Anzeigeverfahren (§ 28) unterliegen, die aber auch nicht genehmigungs- oder anzeigefrei sind. Für Vorhaben mit wesentlichen Auswirkungen iSd § 5 Z 31 EABG-ME²⁹⁰ ist jedenfalls ein ordentliches Genehmigungsverfahren durchzuführen (§ 13 Abs. 1 EABG-ME).²⁹¹

Vereinfachtes Genehmigungsverfahren, Anzeigeverfahren und Freistellungen

Das vereinfachte Genehmigungsverfahren nach § 13 Abs. 2 EABG-ME gilt für Vorhaben der Energiewende, die in Anhang 1 Spalte 1 genannt sind sowie für Änderungen bestehender Anlagen, sofern diese keine wesentlichen Auswirkungen haben (§ 13 Abs. 1 EABG-ME). Darunter können insbesondere Großbatteriespeicher fallen: Anlagen bis 5 MWh, die innerhalb eines ausschließlich der Stromspeicherung dienenden Gebäudes errichtet werden und bestimmte Standortvoraussetzungen erfüllen (z. B. Mindestabstand von 4 m, kein Grünland oder Schutzgebiet).

²⁹⁰ Ein Vorhaben mit wesentlichen Auswirkungen ist ein Vorhaben der Energiewende oder die Änderung eines Vorhabens der Energiewende, welches erhebliche nachteilige Auswirkungen auf den Menschen oder auf die Umwelt haben kann. Im vereinfachten Genehmigungsverfahren (und nur dort) wird gemäß § 27 Abs. 2 letzter Satz EABG-ME vermutet, dass das Vorhaben keine wesentlichen Auswirkungen hat, wenn die Nachbarn, Inhaber von rechtmäßig geübten Wassernutzungen und Umweltschützer ebendies nicht einwenden.

²⁹¹ Für die Projektwerber:in besteht weiters die Möglichkeit des Opt-Ins in das ordentliche Genehmigungsverfahren gem. § 13 Abs. 7 EABG-ME.

Auch Repowering von Batterien kann darunterfallen, sofern die Kapazitätsgrenzen (250 kWh bzw. 5 MWh) nicht überschritten werden.

Liegt die Engpassleistung eines PSW unter 15 MW, kommt eine Genehmigung im vereinfachten Verfahren in Betracht, sofern keine erheblichen Umweltauswirkungen zu erwarten sind.

Neben genehmigungspflichtigen Vorhaben sieht das EABG-ME auch freigestellte oder anzeigepflichtige Projekte vor (Anhang 1 Spalte 2 und 3). Gewisse elektrische Batterien können bei Erfüllen der Voraussetzungen in Z 16-18 hierunter fallen; zu Wasserkraftwerken gibt es hingegen keine Anzeige- bzw. Freistellungstatbestände.

Im Folgenden werden die behördliche Zuständigkeit, wesentliche verfahrensrechtliche Aspekte und Vorgaben zum anzuwendenden Materierecht im ordentlichen Verfahren dargestellt.

a) Zuständigkeit

Liegt ein Vorhaben der Energiewende vor, ist für dessen Genehmigung gemäß § 6 Abs. 2 EABG-ME grundsätzlich der Landeshauptmann bzw. die Landeshauptfrau (in der Folge „LH“) zuständig.²⁹² Im Genehmigungsverfahren von Großbatteriespeicher sind gemäß § 6 Abs. 1 EABG-ME die nach den bundes- oder landesrechtlichen Verwaltungsvorschriften für die Ausführung des Vorhabens erforderlichen materiellen Genehmigungsbestimmungen, auch soweit sie im eigenen Wirkungsbereich der Gemeinde zu vollziehen sind, von dem/der LH in einem konzentrierten Genehmigungsverfahren mitanzuwenden.

Da der VwGH²⁹³ PSW als Wasserkraftanlagen ansieht, führt für diese der/die LH gemäß § 6 Abs. 4 oder 5 EABG-ME das Verfahren unter Mitanzuwendung der nach den bundes- oder landesrechtlichen Verwaltungsvorschriften für die Ausführung des Vorhabens erforderlichen materiellen Genehmigungsbestimmungen, mit

²⁹² Dieser kann mittels Verordnung für bestimmte Vorhaben der Energiewende der BVB die Zuständigkeit ganz oder teilweise übertragen und die BVB zur Entscheidung im eigenen Namen ermächtigen.

²⁹³ VwGH 30.3.2017, Ro 2016/07/0015.

Ausnahme des WRG 1959, in einem teilkonzentrierten Verfahren durch.²⁹⁴ Das hat zur Folge, dass der/die LH als EABG-Behörde und der BM für Land- und Forstwirtschaft, Klima- und Umweltschutz, Regionen und Wasserwirtschaft bzw. der/die LH als WRG-Behörde²⁹⁵ in jeweils gesondert geführten Verfahren über die Genehmigungsfähigkeit des PSW absprechen.

b) Verfahrensbestimmungen

Die Behörde hat das Vorhaben der Energiewende (damit wohl in erster Linie gemeint: den Genehmigungsantrag) mittels Edikts gemäß § 7 EABG-ME kundzumachen (§ 17 Abs. 1 EABG-ME).²⁹⁶ Im ordentlichen Verfahren ist die Kundmachung zusätzlich gemäß § 7 Abs. 2 EABG-ME auch in einer physisch erscheinenden Gemeindezeitung zu veröffentlichen, sofern eine physisch erscheinende Gemeindezeitung in der betroffenen Gemeinde herausgegeben wird.²⁹⁷

Im ordentlichen Genehmigungsverfahren richten sich die Parteistellung und die sonstigen Beteiligtenrechte gemäß § 26 Abs. 1 EABG-ME nach den mitanzuwendenden Verwaltungsvorschriften.²⁹⁸ Die Parteien müssen gemäß § 17 Abs. 3 EABG-ME ihre Einwendungen innerhalb der vierwöchigen Auflagefrist schriftlich erheben.²⁹⁹

²⁹⁴ Bei PSW, die unter § 6 Abs. 5 EABG-ME fallen, kann im verfahrenseinleitenden Genehmigungsantrag vom Projektwerbenden die Mitanzwendung des WRG 1959 beantragt werden, wenn voraussichtlich mehrere (lt. ErläutME 43/ME 28. GP 5 zumindest drei) bundes- oder landesrechtliche Genehmigungen für die Ausführung des Vorhabens der Energiewende notwendig sein werden. Sofern die Mitanzwendung des WRG 1959 beantragt wird, hat der Landeshauptmann das EABG in seiner Funktion als wasserrechtliche Behörde in einem konzentrierten Genehmigungsverfahren zu vollziehen.

²⁹⁵ Die genaue Zuständigkeit ergibt sich aus §§ 98 ff WRG. Es wäre daher grundsätzlich denkbar, dass auch die BVB über die EABG-Genehmigung eines PSW entscheidet.

²⁹⁶ Das heißt, dass die Kundmachung auf der zentralen elektronischen Kundmachungsplattform, der Amtstafel im RIS und auf der Homepage der Behörde erfolgen muss (§ 7 Abs. 1 EABG-ME).

²⁹⁷ Allerdings treten die an eine wirksame Kundmachung geknüpften Rechtsfolgen schon ein, wenn eine ordnungsgemäße elektronische Kundmachung erfolgt ist (§ 7 Abs. 4 erster Satz EABG-ME).

²⁹⁸ Die Parteistellung und die sonstigen Beteiligtenrechte bestehen im Ausmaß und Umfang der jeweils mitanzuwendenden Verwaltungsvorschrift.

²⁹⁹ Werden keine Einwendungen erhoben, geht die Parteistellung verloren, wobei die Quasi-Wiedereinsetzung des § 42 Abs. 3 AVG sinngemäß anzuwenden ist.

Die Behörde kann gemäß § 21 EABG-ME eine für alle mitanzuwendenden Verwaltungsvorschriften gemeinsame mündliche Verhandlung abhalten. Zur mündlichen Verhandlung müssen die mitwirkenden Behörden zugezogen werden.³⁰⁰

c) *Materieller Prüfungsrahmen*

Die nach den bundes- oder landesrechtlichen Verwaltungsvorschriften für die Ausführung des Vorhabens erforderlichen materiellen Genehmigungsbestimmungen sind in dem (teil-) konzentrierten Genehmigungsverfahren mitanzuwenden (§ 6 Abs. 1 EABG-ME);³⁰¹ teils enthält auch das EABG materiell-rechtliche Vorgaben, die als *lex specialis* den allgemeineren Vorgaben vorgehen. Die Bestimmungen in den Materiengesetzen über die Parteistellung und Beteiligten- und Revisionsrechte sowie die Beschwerderechte von Amtsparteien sind jedoch nicht mitanzuwenden. Die EABG-Genehmigung ersetzt die nach den anzuwendenden bundes- und landesrechtlichen Vorschriften erforderlichen Bewilligungen, Genehmigungen oder Nicht-Untersagungen.³⁰²

Gemäß § 25 Abs. 1 EABG-ME ist die Genehmigung zu erteilen, wenn zu erwarten ist, dass das Vorhaben der Energiewende die Genehmigungsvoraussetzungen des § 24 EABG-ME erfüllt.³⁰³

6.9.3.4 Zentrale Beschleunigungselemente des EABG-ME

Neben der Einführung eines weitgehenden One-Stop-Shops für das Genehmigungsverfahren enthält der EABG-ME noch weitere, überwiegend verfahrensrechtliche, teils aber auch materiell-rechtliche verfahrensbeschleunigende Elemente:

³⁰⁰ Die mündliche Verhandlung kann sich aufgrund des § 21 Abs. 2 EABG-ME auf bestimmte Fachbereiche beschränken, wenn Einwendungen nur zu bestimmten Fachbereichen erhoben wurden.

³⁰¹ Bei PSW ist das WRG 1959 gem. § 6 Abs. 4 und 5 EABG-ME grundsätzlich nicht anzuwenden.

³⁰² Ist in bundes- oder landesrechtlichen Verwaltungsvorschriften die Mitanzwendung von anderen bundes- oder landesrechtlichen Verwaltungsvorschriften vorgesehen, sind diese im konzentrierten Genehmigungsverfahren mitanzuwenden.

³⁰³ Die Einräumung von Zwangsrechten ist gem. § 25 Abs. 2 EABG-ME grundsätzlich nicht Gegenstand des Verfahrens nach dem EABG.

- **Überragendes öffentliches Interesse:** Ist in den mitanzuwendenden Verwaltungsvorschriften eine Interessenabwägung vorgesehen, ist davon auszugehen, dass ein überragendes öffentliches Interesse an Vorhaben der Energiewende, und somit auch an dem Großbatteriespeicher bzw. dem PSW, besteht. Bei der Interessenabwägung nach § 24 Abs. 2 EABG-ME ist weiters zu beachten, dass durch Vorhaben der Energiewende auch ein maßgeblicher Beitrag zur öffentlichen Gesundheit und Sicherheit geleistet wird.³⁰⁴

- **Landschaftsbild-, Arten- und Naturschutz:** Aus § 24 Abs. 4 und 5 EABG-ME ergeben sich Erleichterungen im Hinblick auf das Landschaftsbild, das Ortsbild, den Charakter sowie den Erholungswert der Landschaft und das Tötungs- und Störungsverbot nach der FFH-RL und der Vogelschutz-RL. Die evtl. in den mitanzuwendenden Verwaltungsvorschriften vorgesehenen Schutzgüter des Landschaftsbildes, des Ortsbildes, des Charakters der Landschaft sowie des Erholungswertes der Landschaft sind nämlich nicht zu berücksichtigen, wenn die Energiespeicheranlage auf geeigneten Widmungen nach dem jeweils einschlägigem Raumordnungsrecht errichtet werden soll.³⁰⁵ Weiters gelten gemäß § 24 Abs. 5 EABG-ME Tötungen oder Störungen von in Art. 12 Abs. 1 der FFH-RL und Art. 5 der Vogelschutz-RL geschützten Arten nicht als absichtlich, wenn bei Vorhaben der Energiewende außerhalb von Beschleunigungsgebieten³⁰⁶ geeignete Minderungsmaßnahmen nach dem Stand der Technik eingehalten werden. Die Tötung oder Störung von geschützten Arten soll hierdurch soweit wie möglich verhindert werden.³⁰⁷ Diese Minderungsmaßnahmen können von Projektwerber:innen im Projekt vorgesehen oder durch die Behörde vorgeschrieben werden.

- **Elektronische Kundmachungen:** Kundmachungen erfolgen auf der zentralen elektronischen Kundmachungsplattform, der Amtstafel im RIS sowie auf der Homepage der Behörde.³⁰⁸ Allerdings sind Kundmachungen

³⁰⁴ Die für das Vorhaben vorgesehenen Maßnahmen zur Vermeidung oder Verminderung von Eingriffen in nach den mitanzuwendenden Verwaltungsvorschriften vorgesehenen öffentlichen Interessen sind gem. § 24 Abs. 3 EABG-ME ebenfalls zu berücksichtigen.

³⁰⁵ § 24 Abs. 4 EABG-ME.

³⁰⁶ § 5 Z 4 EABG-ME.

³⁰⁷ Vgl. ErläutME 43/ME 28. GP 16.

³⁰⁸ § 7 Abs. 1 EABG-ME.

betreffend Vorhaben der Energiewende, die im ordentlichen Verfahren zu genehmigen sind, auch in der physisch erscheinenden Gemeindezeitung zu veröffentlichen.³⁰⁹ Die an eine wirksame Kundmachung geknüpften Rechtsfolgen treten jedoch schon ein, wenn eine ordnungsgemäße elektronische Kundmachung erfolgt ist.³¹⁰

- **Verfahrensstrukturierung:** Die Behörde kann gemäß § 20 EABG-ME das Verfahren strukturieren, indem mit oder nach der öffentlichen Auflage angemessene Fristen für das weitere Vorbringen aller Parteien zum Vorhaben oder zu einzelnen Fachbereichen gesetzt werden.³¹¹ Diese Fristsetzung erfolgt mittels Verfahrensordnung.³¹² Insoweit die Behörde keine Stellungnahmefristen erlassen hat, sind nach § 20 Abs. 2 EABG-ME schriftliche und mündliche Vorbringen sowie Ergänzungen zum Vorbringen bis spätestens eine Woche vor der mündlichen Verhandlung schriftlich bei der Behörde einzubringen.³¹³
- **Einfrieren des Standes der Technik:** Hat die Behörde den Stand der Technik zu beurteilen, ist gemäß § 17 Abs. 4 EABG-ME der Zeitpunkt des Beginns der Auflage gemäß § 17 EABG-ME maßgeblich, soweit nicht aufgrund eines Gesetzes oder einer Verordnung bzw. eines Rechtsaktes der EU verbindlich auf einen anderen Zeitpunkt abzustellen ist. Es wird somit der Stand der Technik „eingefroren“.
- **Sachverständige:** Nicht amtliche Sachverständige können in Verfahren nach dem EABG auch ohne Vorliegen der Voraussetzungen des § 52 Abs. 2 und 3 AVG dem Verfahren beigezogen werden.³¹⁴

³⁰⁹ Sofern eine physisch erscheinende Gemeindezeitung in der betroffenen Gemeinde herausgegeben wird.

³¹⁰ § 7 Abs. 4 erster Satz EABG-ME.

³¹¹ Auf die Strukturierung des Verfahrens kann die Behörde unter den Voraussetzungen des § 20 Abs. 1 EABG-ME verzichten.

³¹² Vgl. ErläutME 43/ME 28. GP 15.

³¹³ Schriftliche und mündliche Vorbringen und Ergänzungen zum Vorbringen, die nach dem Ablauf der von der Behörde eingeräumten Stellungnahmefrist bzw. später als eine Woche vor Beginn der mündlichen Verhandlung erstattet werden, sind im weiteren Verfahren nicht zu berücksichtigen (§ 20 Abs. 1 zweiter Satz, Abs. 2 letzter Satz EABG-ME).

³¹⁴ § 19 Abs. 3 EABG-ME.

- **Mündliche Verhandlung:** Die mündliche Verhandlung kann sich gemäß § 21 Abs. 2 EABG-ME auf bestimmte Fachbereiche beschränken, wenn Einwendungen nur zu bestimmten Fachbereichen erhoben wurden.

6.9.3.5 EABG-Beschleunigungselemente bei UVP-pflichtigen Energiespeichern?

Der Anwendungsbereich des EABG-Genehmigungsverfahrens beschränkt sich auf Vorhaben der Energiewende, die keiner UVP zu unterziehen sind. Gerade die Neuerrichtung von PSW ist in aller Regel UVP-pflichtig; keine UVP-Pflicht würde bestehen, wenn das PSW in einem dafür ausgewiesenen Beschleunigungsgebiet liegt – diesfalls wäre das PSW im EABG-Verfahren zu genehmigen und es würde von den obig beschriebenen verfahrens- und materiell-rechtlichen Vorteilen unmittelbar profitieren.

PSW, die im UVP-Verfahren zu genehmigen sind, kommen teils aufgrund originär UVP-rechtlicher, teils aufgrund von Verweisen im EABG-ME ebenfalls Verfahrenserleichterungen zu – dies aber nicht in gleicher Weise, wie im EABG-Verfahren. Nachstehende eine Vergleichstabelle zu ausgewählten EABG-Verfahrenserleichterungen:

Tabelle 30 Vergleichstabelle zu ausgewählten EABG-Verfahrenserleichterungen

Erleichterung im EABG-Verfahren	UVP-Verfahren (insb. große PSW außerhalb von Beschleunigungsgebieten)
Verfahrensstrukturierung	Dem entspricht im Wesentlichen § 14 UVP-G
„Einfrieren“ des Standes der Technik	Dem entspricht im Wesentlichen § 12 Abs. 7 (und § 24 c Abs. 7) UVP-G
Überragendes öffentliches Interesse (§ 25 Abs. 2 EABG-ME)	Qua Verweisung (§ 2 Abs. 1 EABG- ME) ist § 25 Abs. 2 EABG-ME auch auf UVP-Vorhaben anzuwenden.

Abschwächung beim artenschutzrechtlichen Tötungs- und Störungsverbot (§ 24 Abs. 5 EABG-ME)	Qua Verweisung (§ 2 Abs. 1 EABG-ME) ist § 24 Abs. 5 EABG-ME auch auf UVP-Vorhaben anzuwenden
Erleichterungen beim Landschaftsbild (§ 24 Abs. 4 EABG-ME)	Nein. Zwar lockert das UVP-G den Landschaftsbildschutz zugunsten von Vorhaben der Energiewende ebenfalls, dies aber nur im Rahmen der Gesamtabwägung (§ 17 Abs. 5 UVP-G)
EABG-Verfahren zu Vorhaben in Beschleunigungsgebieten	UVP-Verfahren
Ausnahme von der Naturverträglichkeitsprüfung	Nein
Umfassende Ausnahme von den artenschutzrechtlichen Verbotstatbeständen gemäß FFH- und Vogelschutz-RL	Nein; nur eingeschränkte Erleichterung beim Tötungs- und Störungsverbot qua Verweisung auf § 24 Abs. 5 EABG

Zwischenergebnis: Die Gegenüberstellung zeigt, dass Großbatteriespeichern und PSW im EABG-Verfahren mehr materiell- und verfahrensrechtliche Erleichterungen zukommen würden, als dies bei einer Genehmigung im UVP-Verfahren der Fall wäre. Die genehmigungsrechtlichen Erleichterungen verstärken sich v.a. dann, wenn das Vorhaben in einem dafür ausgewiesenen Beschleunigungsgebiet umgesetzt würde (zur Möglichkeit der Ausweisung von Beschleunigungsgebieten für Großbatterien und PSW vgl. Kapitel 6.9.3.6).

Hinzukommt, dass im EABG-Verfahren zusätzliche, teils sehr aufwendige Prüfungs- und Verfahrensvorgaben des UVP-G, wie etwa die gesamthafte Bewertung der Umweltauswirkungen nach § 17 Abs. 5 UVP-G, nicht anzuwenden sind.

6.9.3.6 Beschleunigungsgebiete für Großbatteriespeicher und PSW?

Art. 15c der RED III-RL verpflichtet die Mitgliedstaaten zur Ausweisung von Beschleunigungsgebieten für die Errichtung von Anlagen zur Erzeugung von Energie

aus erneuerbaren Quellen.³¹⁵ Somit sieht die RED III nach aktuellem Stand nicht vor, dass Beschleunigungsgebiete für die Speicherung von Energie aus erneuerbaren Quellen ausgewiesen werden müssen. Hierfür sollen nach der Konzeption der RED III die Infrastrukturgebiete gemäß Art. 15e in Betracht kommen, die starke Ähnlichkeit zu den Beschleunigungsgebieten aufweisen, für die Mitgliedstaaten jedoch optional sind.

Davon geht auch § 5 Z 4 EABG-ME aus, der das Beschleunigungsgebiet für erneuerbare Energie legaldefiniert. Es ist hierunter „*ein bestimmter Standort oder ein bestimmtes Gebiet an Land, der bzw. das von einem Bundesland als für die Errichtung und den Betrieb von Anlagen zur Erzeugung von Energie aus erneuerbaren Quellen in Umsetzung des Art. 15c der Richtlinie (EU) 2018/2001 als besonders geeignet ausgewiesen wurde*“ zu verstehen.

Für Großbatteriespeicher und PSW stellt sich daher die zentrale Frage, ob sie als Energiespeicheranlagen (Folge: optionale Ausweisung im Rahmen von Infrastrukturgebieten gemäß Art. 15e RED III) oder als Erzeugungsanlagen (Folge: Möglichkeit der Festlegung von Beschleunigungsgebieten) anzusehen sind. Die Frage ist differenziert zu beantworten:

- **Stand-alone Großbatteriespeicher** agieren im Elektrizitätsnetz und sind daher klar Energiespeicheranlagen; für sie können keine Beschleunigungsgebiete, aber Infrastrukturgebiete ausgewiesen werden. Speicherinfrastrukturgebiete sind aktuell aber noch nicht im EABG vorgesehen.
- Bei **reinen Co-location Großbatteriespeichern** spricht viel dafür, dass diese der Erzeugungsanlage, deren Strom sie exklusiv aufnimmt und zeitversetzt über deren Zählpunkt einspeist, zugeordnet werden. Es sind daher Energiespeicher am selben Standort und werden uE daher in dem Beschleunigungsgebiet für die betreffende Erzeugung mitadressiert.

³¹⁵ Siehe insb. die Legaldefinition des Art. 2 Z 9a RED III-RL.

- Bei **hybriden Co-location Großbatteriespeichern** ist die Zurechnung zur Erzeugungsanlage (und damit allenfalls auch zu deren Beschleunigungsgebiet) unklar. Hier könnte auf das Überwiegen der Nutzung (Netzstrom oder vor Ort produzierter Strom) abgestellt werden.
- **PSW** werden von der österreichischen Rechtsprechung als Erzeugungsanlagen qualifiziert. Wenngleich die unionsrechtliche Kategorisierung noch unklar ist,³¹⁶ gehen wir davon aus, dass die Behörden für PSW die Vorgaben für Wasserkraftwerke anwenden würden, sodass zugunsten von PSW auch Beschleunigungsgebiete ausgewiesen werden können.

Im Hinblick auf PSW wird man aufgrund der Fachplanungskompetenz des Bundes im Bereich des „Wasserrechts“³¹⁷ davon ausgehen können, dass dieser für die Ausweisung von Beschleunigungsgebieten für Wasserkraftwerke zuständig ist.

Vor der Ausweisung von Beschleunigungsgebieten ist gemäß Art. 15c Abs. 2 RED III-RL verpflichtend eine SUP nach der SUP-RL³¹⁸ durchzuführen. Das gilt auch für die optional auszuweisenden Infrastrukturgebiete für die Umsetzung von Netz- und Speicherprojekten gemäß Art. 15e Abs. 1 lit. d RED III-RL.

Soll ein Co-location Großbatteriespeicher als Teil einer Erzeugungsanlage oder ein PSW in einem Beschleunigungsgebiet errichtet werden, ergeben sich gemäß den § 9 EABG-ME signifikante Erleichterungen im Genehmigungsverfahren. Erfüllt das Vorhaben die Voraussetzungen des § 10 Abs. 1 EABG-ME (positive Screening-Entscheidung) oder wird durch Vorschreibung umweltschutzrechtlicher Maßnahmen oder Ausgleichszahlungen sichergestellt, dass mit hoher Wahrscheinlichkeit keine unvorhergesehenen nachteilige Umweltauswirkungen eintreten, entfällt nämlich

³¹⁶ So scheint der Kommissions-Vorschlag zur Änderung der RED III, *in concreto* Art. 16h Abs. 3 COM(2025) 1007 final, davon auszugehen, dass PSW („Pumpspeicher“) als eigenständige Energiespeicher zu qualifizieren sind.

³¹⁷ Art. 10 Abs. 1 Z 10 B-VG.

³¹⁸ Richtlinie 2001/42/EG des europäischen Parlaments und des Rates vom 27.6.2001 über die Prüfung der Umweltauswirkungen bestimmter Pläne und Programme.

- die Verpflichtung zur Durchführung einer UVP nach den §§ 3 und 3a UVP-G 2000;
- die Verpflichtung zur Durchführung einer Naturverträglichkeitsprüfung, die in den naturschutzrechtlichen Gesetzen der Länder in Umsetzung von Art. 6 Abs. 3 der FFH-RL vorgesehen sind;
- die Verpflichtung zur Einhaltung jener Artenschutzmaßnahmen, die in Umsetzung des Art. 12 Abs. 1 der FFH-RL in den naturschutzrechtlichen Gesetzen der Länder gelten; sowie
- die Verpflichtung zur Einhaltung jener Artenschutzmaßnahmen, die aufgrund von Art. 5 der Vogelschutz-RL in den naturschutzrechtlichen Gesetzen der Länder vorgeschrieben sind.

Screening-Verfahren

10 Abs. 1 EABG-ME sieht ein Screening-Verfahren vor, in dem die Behörde auf Antrag der Projektwerber:in oder einer mitwirkenden Behörde feststellt, ob eine Energiespeicheranlage in einem Beschleunigungsgebiet errichtet werden soll, die umweltschutzrechtlichen Anforderungen der RED III-Richtlinie einhält und voraussichtlich keine erheblichen unvorhergesehenen nachteiligen Umweltauswirkungen zu erwarten sind.

Kommt die Behörde hingegen zum Ergebnis, dass solche Umweltauswirkungen wahrscheinlich sind, muss sie geeignete und verhältnismäßige Umweltschutzmaßnahmen zur Vermeidung, Verringerung oder zum Ausgleich vorschreiben (§ 10 Abs. 4 EABG-ME). Werden die Voraussetzungen – gegebenenfalls unter Auflagen – erfüllt, können die Verfahrensbeschleunigungen des § 9 EABG-ME angewendet werden. Für Vorhaben außerhalb bestimmter schutzwürdiger Gebiete (iSd UVP-G) gilt zudem die Vermutung, dass keine erheblichen nachteiligen Umweltauswirkungen vorliegen.

6.9.4 Verbesserungsvorschläge für das EABG

Aus Sicht der Rechtsanwenderpraxis ergeben sich folgende Empfehlungen, die zu einer Verbesserung und Beschleunigung der Genehmigungsverfahren für Großbatteriespeicher und Pumpspeicherkraftwerke beitragen würden.

6.9.4.1 Zeitnahe Erlassung des EABG und Erweiterung der Beschleunigungsgebiete

Der EABG-ME enthält verschiedene verfahrensbeschleunigende Elemente. Das Gesetz würde dafür sorgen, dass die unionsrechtlichen Verfahrenserleichterungen (insbesondere auch im Hinblick auf das strenge EU-Arten- und Naturschutzrecht) auch im nationalen Recht Platz greifen könnten. Für die zügige Umsetzung von Großbatteriespeichern und PSW ist es zentral, dass das EABG zeitnah erlassen und durch die Behörden auch im Geiste der intendierten Verfahrensbeschleunigung und -erleichterung vollzogen wird. So könnte eine erhebliche Verbesserung der genehmigungsrechtlichen Ist-Situation erreicht werden.

Einschränkend ist dabei allerdings zu betonen, dass das EABG selbst ein zentrales Element der RED III-Umsetzung nicht adressiert: Die Ausweisung von Beschleunigungsgebieten für Erzeugungsanlagen. Die Kompetenz zur konkreten Gebietsausweisung und die Kompetenz zur Festlegung der dafür geltenden gesetzlichen Regeln (sprich des Ausweisungsverfahrensrechts) soll nach dem EABG-ME den Ländern zukommen.

Wie aufgezeigt wurde, sind PSW nach bisherigem Verständnis als Erzeugungsanlagen zu qualifizieren, sodass für sie (und auch für Co-location Großbatteriespeicher) grundsätzlich Beschleunigungsgebiete vorgesehen werden könnten. Stand-alone Großbatteriespeicher könnten hingegen nur in sog. Infrastrukturgebieten unter Nutzung der RED III-Möglichkeiten beschleunigt werden. Hieraus ergeben sich folgende Empfehlungen:

- Im EABG könnte eine Kategorie der Speicherinfrastrukturgebiete (insb. für Stand-alone Großbatteriespeicher) geschaffen werden. Nach der jetzigen Systematik wären zwar die Länder im Rahmen ihrer allgemeinen Raumordnungskompetenz für deren Ausweisung zuständig. Das EABG müsste jedoch die Regelungen für das Screening auch auf diese neue Gebietskategorie erstrecken.
- Die Länder sind nach dem EABG-ME nicht nur für die konkrete Ausweisung der Beschleunigungsgebiete (und sofern dies vorgesehen wird: der Speicherinfrastrukturgebiete) zuständig (idR per Verordnung), sondern auch für die Erlassung der dafür geltenden Verfahrensregeln (per Gesetz), wie etwa Vorgaben hinsichtlich der verpflichtenden SUP etc. Diese Länderkompetenz zur Regelung der Ausweisungsverfahren birgt erhebliches Zersplitterungspotential (neun verschiedene Zugänge zur Gestaltung der SUP odgl.). Hinsichtlich der zentralen Verfahrensfragen bei der Ausweisung von Beschleunigungsgebieten wäre daher eine bundeseinheitliche Regelung zu bevorzugen. So könnte der Bund etwa das SUP-Verfahren, die Frage der Einbeziehung wahrscheinlicher Projektwerber:innen und die Beteiligung der betroffenen Öffentlichkeit am SUP-Prozess (einschließlich der Frage des Zugangs zu Gericht iZm der Beschleunigungsgebiets-Ausweisung) für ganz Österreich einheitlich gestalten – was ganz im Sinne der Rechtsklarheit, Rechtseinheitlichkeit und des Bürokratieabbaus wäre.
- Pumpspeicherkraftwerke gelten als Wasserkraftwerke³¹⁹ und entziehen sich damit der Raumordnungskompetenz der Länder. Unseres Erachtens wäre daher der Bund zuständig, Beschleunigungsgebiete für PSW und anderer Wasserkraftwerke auszuweisen.³²⁰ Eine Rechtsgrundlage dafür ent-

³¹⁹ VwGH 30. 3. 2017, Ro 2016/07/0015; BVwG 10. 8. 2016, W102 2128669-1; siehe dazu auch *Bergthaler/C. Weiß*, Energiespeicher im Anlagenrecht - ein "blinder Fleck" der Energiewende?, RdU-UT 2024/20.

³²⁰ Ob bei PSW auch aus unionsrechtlicher Perspektive die Regelungen für Beschleunigungsgebiete anzuwenden sind, ist allerdings nicht gesichert, schließlich adressiert die RED III in Art. 15e „Gebiete für Netz- und Speicherinfrastruktur, die für die Integration von erneuerbarer Energie in das Stromsystem erforderlich ist“. Nach österreichischem Verständnis unterfallen PSW aber der Kategorie der Beschleunigungsgebiete schließlich gelten sie nach der Rsp des VfGH wie „Kraftwerke als solche“ als Erzeuger.

hält der EABG-ME allerdings nicht. Vielmehr ließe sich aus der Legaldefinition von „Beschleunigungsgebiet“ in § 5 Z 4 EABG-ME uU schlussfolgern, dass dem Bund generell kein Ausweisungsrecht zukommen soll.³²¹ Ob eine solche Selbstbeschränkung des Bundes effektiv möglich wäre, ist aber fraglich; sie erscheint auch nicht sinnvoll. Durch eine Ausweisung von Beschleunigungsgebieten würden künftige PSW vollumfänglich von den neuen verfahrensrechtlichen Erleichterungen profitieren. So wäre auf Projektebene bspw. weder eine UVP noch eine Naturverträglichkeitsprüfung erforderlich. Zudem würden weitgehende natur- und artenschutzrechtliche sowie – bei entsprechender Einarbeitung in das EABG (siehe sogleich) – wasserrechtliche Erleichterungen greifen (siehe § 9 EABG-ME).

Für einen beschleunigten Ausbau von PSW (und/oder andere Arten von Wasserkraftwerken) bedürfte es zusammengefasst folgende Schritte:

- (1) Adaption der Legaldefinition von „Beschleunigungsgebiet“ im EABG (Streichung, dass nur die Bundesländer diese ausweisen können);
- (2) Schaffung der Rechtsgrundlagen für die Ausweisung von Beschleunigungsgebieten durch den Bund (etwa analog der Bundestrassenfreihaltungsverordnung nach §§ 37 ff EABG-ME); und schließlich
- (3) die konkrete Ausweisung von Beschleunigungsgebieten für neue PSW sowie ggf. auch (im unionsrechtlich zulässigen Maße) bestehender PSW mit Ausbaupotential durch den Bund.

³²¹ So wird „Beschleunigungsgebiet für erneuerbare Energie“ als „*ein bestimmter Standort oder ein bestimmtes Gebiet an Land, der bzw. das von einem Bundesland [...] ausgewiesen wurde*“ definiert.

6.9.4.2 Inhaltliche Verbesserungen des EABG und Ausweitung des Anwendungsbereichs

Neben der eben skizzierten Erweiterung der Beschleunigungsgebiete für PSW bzw. allenfalls Speicherinfrastrukturgebiete für Stand-alone Großbatteriespeicher könnten auch spezifischere inhaltliche Anpassungen im EABG die Beschleunigungseffekte verbessern:

- **Erleichterung beim wasserrechtlichen Verschlechterungsverbot:** Art. 15c Abs. 1 UAbs. 1 lit b iVm Uabs. 3 RED III-RL nimmt Erzeugungsanlagen wie bspw. Wasserkraftwerke (nach herrschendem Verständnis in Österreich zählen hierzu auch PSW³²²) in Beschleunigungsgebieten von der Anwendung des Verschlechterungsverbots und dem Gebot zur Erreichung eines guten ökologischen Zustands bzw. Potenzials gemäß Art. 4 Abs. 1 lit a (i) und (ii) WRRL aus, wenn die bei der Gebietsausweisung festgelegten Regeln und Minderungsmaßnahmen eingehalten werden. Diese für PSW und andere Wasserkraftwerke besonders relevante Ausnahme wurde im EABG-ME nicht umgesetzt (vgl. § 9 EABG-ME, in dessen Aufzählung die entsprechenden wasserrechtlichen Vorgaben nicht dispensiert werden). Voraussetzung dafür, dass diese signifikante Erleichterung für Wasserkraftwerke genutzt werden kann, wäre, dass für diese Anlagen Beschleunigungsgebiete ausgewiesen werden; kompetenzrechtlich zuständig wäre hierfür der Bund (Fachplanungskompetenz) (vgl. Kapitel 6.9.4.1)
- **Klarheit bei der Verfahrensart:** Die Verfahrensvereinfachungen (vereinfachtes Genehmigungsverfahren, Anzeigeverfahren, Freistellung) sind insoweit mit Rechtsunsicherheit behaftet, als selbst bei Erfüllung eines Tatbestands iSd Anhangs 1 – entgegen der üblichen Erwartung – ein ordentliches Verfahren durchzuführen ist, wenn das *konkrete* Vorhaben „wesentliche Auswirkungen“ auf Mensch oder Umwelt haben könnte (siehe § 13 Abs. 1 EABG-ME). Diese „Auffangregelung“ würde im Ergebnis dazu führen, dass die EABG-Behörde stets die Umweltauswirkungen eines Projekts erheben und bewerten müsste. Liegt eine Freistellung oder nur eine Anzeigepflicht vor oder wird ein vereinfachtes Verfahren – entsprechend

³²² Vgl. *Bergthaler/C. Weiß*, Energiespeicher im Anlagenrecht - ein "blinder Fleck" der Energiewende?, RdU-UT 2024/20 mWn zur Rechtsprechung.

seines Zweckes – zügig durchgeführt, würde dennoch stets das „Damoklesschwert“ einer falschen Verfahrensart über dem Vorhaben schweben. Dadurch wird die beschleunigende Wirkung der Freistellungen, des Anzeigeverfahrens und des vereinfachten Verfahrens iSd § 13 iVm Anhang 1 deutlich gemindert.

- **Keine Teilkonzentration bei Wasserkraftanlagen:** Aus verfahrensökonomischer Sicht wäre eine Vollkonzentration (Mitkonzentration auch des WRG) und damit eine echter One-Stop-Shop für Wasserkraftwerke (PSW) im EABG-Verfahren zu bevorzugen.
- **Allenfalls Widmungsfreistellung:** Die Erlangung der passenden Widmung stellt für Großbatteriespeicher oft eine zentrale Hürde dar. Analog zum Abfallwirtschaftsgesetz (AWG), dass für AWG-Anlagen eine „Widmungsblindheit“ vorsieht, könnte angedacht werden, ob eine ähnliche Bestimmung (ua) auch für Großbatteriespeicher normiert wird. Alternativ könnte auch eine Regelung analog § 4a UVP-G 2000 für Großbatteriespeicher und andere Vorhaben der Energiewende im EABG-Verfahren vorgesehen werden. Da PSW als Wasserkraftwerke keiner Widmung nach Landesrecht bedürfen, stellt sich diese Problematik hier nicht.

6.9.4.3 Materienrechtliche Erleichterungen: Wasserrecht

- **Wiederverleihung (§ 21 WRG):** Wasserrechtliche Bewilligungen für Wasserkraftanlagen weisen – wie alle anderen Wasserbenutzungsrechte – eine sogenannte „Konsensdauer“ auf, dh die Genehmigung verfällt nach einem gewissen Zeitraum (max. 90 Jahre). Ansuchen um Wiederverleihung eines bereits ausgeübten Wasserbenutzungsrechtes können nach bestehender Rechtslage frühestens fünf Jahre, spätestens sechs Monate vor Ablauf der Bewilligungsdauer gestellt werden. Wird das Ansuchen rechtzeitig gestellt, hat der bisher Berechtigte Anspruch auf Wiederverleihung des Rechtes, wenn öffentliche Interessen nicht im Wege stehen und die Wasserbenutzung unter Beachtung des Standes der Technik erfolgt. Gerade die Herstellung des Standes der Technik bringt seit vielen Jahrzehnte bestehende Wasserkraftwerke mitunter in Bedrängnis. So ist offen, ob bei einem PSW beispielsweise eine 90 Jahre alte Staumauer im

Falle einer Wiederverleihung an den (sich zwischenzeitlich geänderten) Stand der Technik anzupassen wäre – was *de facto* einen Abriss und eine Neuerrichtung der PSW bedeuten würde.

- **Erweiterung der „kleinen Dienstbarkeit“:** Für die Umsetzung von PSW kann die Einräumung von Zwangsrechten erforderlich sein. Zu begrüßen wäre es, wenn die wasserrechtlich bereits bekannte Regelung der sogenannten „kleinen Dienstbarkeit“ gemäß § 111 Abs. 4 WRG nicht nur für Vorhabensbestandteile zur Anwendung gelangen könnte, welche auch einen wasserrechtlichen Tatbestand auslösen, sondern auch für solche in einem Zusammenhang mit einer Wasserkraftanlage stehenden Maßnahmen, für welche per se keine wasserrechtliche Genehmigungspflicht besteht (in erster Linie ist hier an Ausgleichs-, Ersatz- bzw. CEF-Maßnahmen aufgrund naturschutzrechtlicher Bestimmungen zu denken). Das scheint aktuell von der Bestimmung des § 25 EABG-ME noch nicht gedeckt zu sein.

6.9.4.4 Stärkung der Personalressourcen

- Ganz allgemein kann festgehalten werden, dass die Beschleunigung von Genehmigungsverfahren nur gelingen kann, wenn bei den zuständigen Behörden ausreichend personellen Ressourcen vorhanden sind. Die vereinfachte Beziehung von nicht amtlichen Sachverständigen gemäß § 19 Abs. 3 EABG-ME ist positiv zu bewerten, wobei gleichsam eine bessere Ausstattung der Genehmigungsbehörden mit fach einschlägigen Amtssachverständigen und Behördenjurist:innen erforderlich sein wird, um die in der RED III-RL vorgegeben maximalen Verfahrensdauern einzuhalten.

6.9.5 Zusammenfassung

- Derzeit gilt für die Genehmigung von Energiespeicheranlagen das Kumulationsprinzip, soweit nicht ein konzentriertes Genehmigungsverfahren

nach dem UVP-G 2000 durchzuführen ist. Es sind somit mehrere Genehmigungen von teilweise unterschiedlichen Behörden für Großbatteriespeicher und Pumpspeicherkraftwerke (PSW) erforderlich.

- Durch das EABG soll ein One-Stop-Shop für Vorhaben der Energiewende eingeführt werden (konzentriertes Genehmigungsverfahren bei dem/der LH). Allerdings wird dieses für PSW im derzeitigen Ministerialentwurf nicht vollumfänglich realisiert, weil deren Genehmigung in einem teilkonzentrierten Genehmigungsverfahren (EABG und WRG) erfolgen soll. Eine Vollkonzentration des Genehmigungsverfahrens auch bei PSW wäre allerdings wünschenswert.
- Der allgemeine Anwendungsbereich des EABG-ME erstreckt sich auf Vorhaben der Energiewende, worunter jedenfalls Co-location Großbatteriespeicher, Stand-alone Großbatteriespeicher und PSW zu subsumieren sind. Diese Anlagen würden – sofern sie keiner UVP zu unterziehen sind – also bereits durch eine zeitnahe Beschlussfassung und konsequente Anwendung durch die Genehmigungsbehörde profitieren. UVP-pflichtige Vorhaben (insb. PSW) würden aufgrund der Erstreckung mancher Beschleunigungselemente auf das UVP-Verfahren ebenfalls unmittelbar durch das EABG profitieren.
- Das volle Beschleunigungsspektrum, dass die RED III hergeben würde, kann jedoch im reinen EABG-Verfahren nicht ausgeschöpft werden. Für einen umfassenden „Fast-Track“ (u.a. keine UVP und keine Naturverträglichkeitsprüfung) bräuchte es eine Ausweisung von Beschleunigungsgebieten für PSW bzw. Speicherinfrastrukturgebiete für Stand-alone Großbatteriespeicher, wobei hierfür teils erst die rechtlichen Grundlagen geschaffen werden müssten:
 - Da PSW in Österreich als Erzeugungsanlagen gelten wäre eine Ausweisung von Beschleunigungsgebieten wohl möglich. Zuständig hierfür wäre aber der Bund und nicht die Länder. Der EABG-ME sieht keine Grundlage für die Beschleunigungsgebietsausweisung durch den Bund vor.

- Für Stand-alone Großbatteriespeicher wären unionsrechtlich keine Beschleunigungsgebiete, sondern Speicherinfrastrukturgebiete (Art. 15e RED III) auszuweisen. Für diese Kategorie der genehmigungsrechtlichen Vorrangzonen gibt es allerdings noch keine rechtliche Grundlage.
 - Co-location Großbatteriespeicher, die ganz oder zumindest überwiegend den am selben Standort produzierten erneuerbaren Strom zwischenspeichern, gelten als Teil der Erzeugungsanlage und können von Beschleunigungsgebieten für diese Technologie mitprofitieren.
- Sowohl im EABG als auch in den Materiengesetzen ließen sich Regelungen vorsehen, die die Verfahren für PSW und Großbatteriespeicher zusätzlich vereinfachen und beschleunigen würden. So findet sich die in der RED III vorgesehenen (!) Erleichterungen beim wasserrechtlichen Verschlechterungsverbot und Zielerreichungsgebot bei Anlagen in Beschleunigungsgebieten bislang nicht im EABG-ME. Im WRG könnte insbesondere eine Anpassung der Vorgaben zur Widerverleihung signifikante Praxisprobleme (etwa im Zusammenhang mit der Anpassung an den Stand der Technik) bei PSW und anderen Wasserkraftwerken beseitigen bzw. zumindest abmildern.
 - Ganz allgemein wird es für die Beschleunigung von Genehmigungsverfahren erforderlich sein, dass bei den zuständigen Behörden ausreichend personelle Ressourcen vorhanden sind.

6.10 Zusammenfassung

Das mit 24.12.2025 in weiten Teilen in Kraft getretene ElWG schafft erstmals einen bundesweit einheitlichen Rechtsrahmen für die Speicherung von Elektrizität. Die Entwicklung und Marktintegration von Energiespeicheranlagen hängt maßgeblich von den regulatorischen und genehmigungsrechtlichen Anforderungen ab. Dabei zeichnen sich vor allem Energiespeicheranlagen, die (zumindest auch) Strom aus dem öffentlichen Netz entnehmen, dadurch aus, dass sie als Entnehmer und Einspeiser zwei – in dem bisherigen energierechtlichen Verständnis

stets getrennte – Rollen einnehmen, was zu Doppelbelastungen führen kann. Trotz der nunmehr klaren elektrizitätsrechtlichen Anerkennung bestehen noch offene rechtliche Fragen; für einen zügigen und kostenminimierenden Ausbau der Speicherkapazitäten sollten daher die identifizierten Hemmnisse beseitigt werden. Im Folgenden werden die wesentlichen Ergebnisse der rechtlichen Analyse und Hinweise zu möglichen Lösungen zur Beseitigung bestehender Rechtsunsicherheit zusammengefasst:

Zum Begriff der Energiespeicherung

Das ElWG definiert eine Energiespeicheranlage technologieneutral als „*Anlage, in der Energiespeicherung erfolgt*“. Wesentlich ist, dass die Energiespeicherung „*im Elektrizitätsnetz*“ erfolgt. Aus unserer Sicht impliziert dies, dass zumindest die Möglichkeit bestehen muss, Strom aus dem Netz zu beziehen. Den Fokus der gegenständlichen Studie bilden Batterieenergiespeichersysteme (kurz „BESS“). Bei dieser Speichertechnologie werden in der Praxis drei Anlagenkonfigurationen (vgl. Kapitel 6.2.3.) unterschieden, anhand derer sich auch die unterschiedliche rechtliche Einordnung illustrieren lässt:

- Ein **Stand-alone BESS** bezieht Strom ausschließlich aus dem öffentlichen Netz und agiert aus Netzsicht als eigenständige Anlage.
- Ein **Co-location BESS ohne Netzbezug** wird gemeinsam mit einer Erzeugungsanlage hinter demselben (Einspeise-)Zählpunkt betrieben und ausschließlich mit dem vor Ort produzierten Strom geladen. Rechtlich ist der Speicher idR als integraler Bestandteil der Erzeugungsanlage zu qualifizieren.
- Ein **Co-location BESS mit Netzbezug** kann sowohl aus der zugeordneten Erzeugungsanlage als auch aus dem Netz geladen werden. Im BESS entsteht ein „Mischstrom“, dessen Vermarktung eine bilanzielle Trennung erfordert.

Herkunftsnachweise

Eine zentrale Rolle für die Vermarktung von Strom aus erneuerbaren Quellen nehmen die **Herkunftsnachweise (HKN)** ein. Während das mit der jüngsten Novelle der Kennzeichnungsverordnung eingeführte Speicherkonto für Anlagen über 250 kWh grundsätzlich eine Ein- und Wiederausspeisung im HKN-Regime

ermöglicht, könnte die im ElWG vorgesehene Ausnahme für Speicher unter 250 kWh für Betreiber solcher kleineren Speicher negative Konsequenzen haben: Der Netzbezug gilt aufgrund dieser Ausnahme rechtlich nämlich als Endverbrauch, sodass die HKN für den bezogenen Strom entwertet werden. Der zwischengespeicherte Strom kann bei einer späteren Rückeinspeisung folglich nur noch als „Graustrom“ ohne HKN vermarktet werden. Dadurch verliert insbesondere ein gespeicherter Grünstrom an Wert, der Betrieb solcher kleinkapazitären Speicher (und damit auch eine mögliche Aggregation zu einem großen virtuellen Kraftwerk) wird wirtschaftlich benachteiligt. Um in diesem Punkt Wettbewerbsgleichheit zu schaffen, sollte (gesetzlich oder im Rahmen der Marktregeln) sichergestellt werden, dass Betreiber von Speichern < 250 kW ein Recht haben, in die Speicherkontopflicht zu optieren. Siehe dazu im Einzelnen Kapitel 6.4.

Eine zusätzliche Herausforderung ergibt sich bei **Co-location BESS mit Netzbezug**. Der Strom aus der vor Ort betriebenen Erzeugungsanlage vermischt sich im Speicher mit dem aus dem Netz bezogenen Strom. Für den vor Ort produzierten Strom können HKN generiert werden; die HKN des Netzstroms müssten – bis zur Ausspeicherung – auf einem Speicherkonto platziert werden. Um die hierfür erforderliche Separierung der beiden Stromquellen und damit ihre Vermarktungsfähigkeit zu gewährleisten, bedarf es eines Messkonzepts samt Abrechnungspunkt(e). Das ElWG bietet hierfür die Grundlage (§§ 110 f). Für eine kosteneffiziente Umsetzung der Messkonzepte bedarf es aber auch Standardisierungen und – technisch wie wirtschaftlich umsetzbare – Methoden bzw. Rechenregeln; für deren Festlegung ist die E-Control zuständig. Siehe dazu im Einzelnen Kapitel 6.6.

Die neuen Möglichkeiten der **Abrechnungspunkte** sind darüber hinaus für die Realisierung von Hybridparks mit unterschiedlichen Betreibern (und damit auch für die effiziente Nutzung von Netzanschlusskapazitäten [„Überbauung“]) von zentraler Bedeutung. Zwar spricht der Wortlaut der Legaldefinition dafür, dass ein Abrechnungspunkt auch einer Person zugeordnet werden kann, die nicht der Inhaber des Netzanschlusspunktes („physischer Zählpunkt“) ist, eine ausdrückliche gesetzliche Klarstellung fehlt jedoch und wird teils in Frage gestellt. Wäre es Dritten nicht möglich, einen Abrechnungspunkt zu erlangen, würden dies viele Co-location BESS-Projekte erschweren oder gar verunmöglichen. Eine gesetzliche Präzisierung oder eine Klarstellung durch die E-Control könnten für Rechtssicherheit sorgen. Siehe dazu im Einzelnen Kapitel 6.6.1.

Marktpremienfähigkeit von zwischengespeichertem Strom

Eine Problematik, die jener bei den HKN ähnelt, zeigt sich auch im Förderregime der **EAG-Marktpremie**. Derzeit besteht keine Rechtssicherheit bei der Frage, ob Strom, der aus einer mittels EAG-Marktpremie geförderten Erzeugungsanlage stammt und in einem Co-Location BESS zwischengespeichert wird, eine Marktpremie erhält oder nicht. Unseres Erachtens sprechen die besseren Argumente dafür, dass der Strom ungeachtet der zeitlichen Verschiebung der Einspeisung marktpremienfähig ist, wenn sichergestellt ist, dass es sich dabei um Elektrizität aus der geförderten Erzeugungsanlage handelt. Dieser Nachweis gelingt jedenfalls bei einer Co-Location BESS ohne Bezug, sollte aber auch bei „hybriden“ Co-Location BESS, die neben dem vor Ort erzeugten Strom auch Netzstrom beziehen, möglich sein (freilich gälte die Marktpremie hier nur hinsichtlich des vor Ort erzeugten Stroms). Voraussetzung für letzteres ist dabei, dass durch Abrechnungspunkt und Messkonzept eine Separierung der Stromquellen sichergestellt werden kann (vgl. dazu auch die Ausführungen zur den Herkunftsnachweisen). Um die Rechtsunsicherheit für Co-Location Projekte zu reduzieren, sollte die Frage der Marktpremienfähigkeit von zwischengespeicherten Strom in belastbarer Art und Weise klargestellt werden (etwa in den Allgemeinen Förderbedingungen für die EAG-Marktpremie). Siehe dazu im Einzelnen Kapitel 6.3.11.

Integration von BESS in Energiegemeinschaften

Handlungsbedarf zeigt sich zudem bei der **Integration von BESS in Energiegemeinschaften und andere Formen der gemeinsamen Energienutzung**. Obwohl das EIWG den Integration von Energiespeichern im Rahmen der Bürgerenergie ausdrücklich vorsieht, besteht insbesondere bei Gemeinschaftsspeichern, die den Gemeinschaftsstrom über das Netz beziehen und zwischenspeichern sollen, gravierende Rechtsunsicherheiten. Im Rahmen einer gemeinsamen Energienutzung darf nur eigenproduzierter Strom aus erneuerbaren Quellen geteilt werden. Dieser Kriterium kann aber bei den beschriebenen Stand-alone Gemeinschaftsspeichern praktisch nicht erfüllt werden: Es kann nach unserem Kenntnisstand nicht vermieden werden, dass ein von einer Energiegemeinschaft betriebenes Stand-alone BESS (neben dem Gemeinschaftsstrom) auch Netzstrom bezieht. Selbst wenn dieser Netzstrom erneuerbar wäre, dürfte er nach einer verbreiteten Auslegung nicht im Rahmen der gemeinsamen Energienutzung an die Mitglieder verteilt werden (Unzulässigkeit des Zukaufs von Strom Dritter). Darüber

hinaus, wäre es auch schwer, den im Speicher befindlichen Mischstrom (Gemeinschaftsstrom und Netzstrom) zu trennen: Für Gemeinschaftsstrom werden keine HKN ausgestellt; bei Speichern unter 250 kWh sind die HKN für Netzstrom grundsätzlich zu entwerten. Es bräuchte mithin eine Methodik, wie unter diesen faktischen Einschränkungen der Gemeinschaftsstrom vom Netzstrom separiert ist und bei Ausspeicherung wieder den Mitgliedern der gemeinsamen Energienutzung (unter Beachtung der finanziellen Vorteile, etwa bei Netzentgelten oder Abgaben) angerechnet kann. Auch um private Investitionen durch Energiegemeinschaften in Energiespeicher zu forcieren, sollten diese – rein regulatorischen – Hemmnisse abgebaut werden. Dies ließe sich unseres Erachtens durch ließe durch verschiedene Optionen erreichen. Siehe dazu im Einzelnen Kapitel 6.5.

Netzentgelte und Systemdienlichkeit

Ein zentraler Faktor für die Wirtschaftlichkeit von BESS sind die mit dem ElWG grundlegend neu strukturierten **Netzentgelte**. Beim Netzanschlussentgelt kann sich durch die getrennte Betrachtung von Bezugs- und Einspeiseleistung eine Doppelbelastung für Energiespeicher ergeben. Im Sinne der Planungssicherheit wäre zu begrüßen, wenn die E-Control von ihrer gesetzlichen Ermächtigung Gebrauch macht und eine verursachungsgerechte Methodik festlegt, die die spezifischen Synergieeffekte von BESS berücksichtigt. Siehe dazu im Einzelnen Kapitel 6.3.4.

Gemäß § 127 Abs. 3 ElWG sollen Energiespeicheranlagen für eine Dauer von 20 Jahre ab Inbetriebnahme unter Berücksichtigung des systemdienlichen Betriebes von bezugsseitigen Systemnutzungsentgelten (Netznutzungs- und Netzverlustentgelt) befreit sein. Die für die Freistellung zentrale Begrifflichkeit des systemdienlichen Betriebs wird zwar in § 6 Abs. 1 Z 148 ElWG legaldefiniert, die genaue Reichweite (und damit das Ausmaß der begünstigten Speicher) ist allerdings strittig. Das ElWG geht von einem weiten Anwendungsbereich (alternative Aufzählung verschiedener Befreiungstatbestände) und einer unmittelbaren Wirkung der Freistellung aus. In diesem Punkt besteht gravierende Rechtsunsicherheit für Projektentwickler:innen, was mutmaßlich geeignet ist, Investitionsentscheidungen in Energiespeicheranlagen zu verzögern und die Bankability von Speichervorhaben zu gefährden. Siehe dazu im Einzelnen Kapitel 6.3.6.

Netzanschluss und Netzzugang

Die Reihung von Netzanschluss- und Netzzugangsanfragen ist sowohl für Energiespeicherprojekte als auch für – hinsichtlich der Netzkapazitäten konkurrierenden – Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen von essentieller Bedeutung. Das ElWG sieht ein einheitliches Reihungskriterium vor (§ 99 Abs. 4: Vorliegen sämtlicher Genehmigungen); allerdings sind Energiespeicheranlagen idR weniger aufwändig zu genehmigen, als bspw. Windkraftwerke – mit der Konsequenz, dass ein später eingereichtes BESS-Projekt ein (ggf. Jahre) früher eingereichtes Windkraftprojekt bei der Erlangung der (idR knappen) Netzanschlusskapazität überholt. Das ElWG enthält zwar die Möglichkeit einer Reservierung von Netzanschlusskapazitäten; wie sich solche Reservierungen zur Reihung verhalten, ist allerdings offen. Siehe dazu im Einzelnen Kapitel 6.7.

Der **flexible Netzzugang** kann, alternativ zum „gewöhnlichen“ Modell, bei dem binnen einer gesetzlichen Frist der volle Zugang herzustellen ist, auch dauerhaft vereinbart werden. Da nach einer verbreiteten Ansicht in diesem Fall keine Netzentüchtigungs- bzw. -ausbauverpflichtung besteht, ist zu erwarten, dass der „gewöhnliche“ flexible Netzzugang von den Netzbetreibern nur eingeschränkt angeboten wird (es besteht nach dem Gesetzeswortlaut kein Rechtsanspruch auf flexiblen Netzzugang). Siehe dazu im Einzelnen Kapitel 6.7.4.2.

Beschleunigte Genehmigungsverfahren für Großbatteriespeicher und Pumpspeicherkraftwerke

Derzeit gilt für die **Genehmigung von Energiespeicheranlagen** das Kumulationsprinzip, soweit nicht ein konzentriertes Genehmigungsverfahren nach dem UVP-G 2000 durchzuführen ist. Es sind somit mehrere Genehmigungen von teilweise unterschiedlichen Behörden für Großbatteriespeicher und Pumpspeicherkraftwerke (PSW) erforderlich. Durch das EABG soll ein One-Stop-Shop für Vorhaben der Energiewende eingeführt werden (konzentriertes Genehmigungsverfahren bei dem Landhauptmann / der Landeshauptfrau). Allerdings wird dieses für PSW im EABG (Stand der Bewertung: Ministerialentwurf, kurz „ME“) nicht vollumfänglich realisiert, weil deren Genehmigung in einem teilkonzentrierten Genehmigungsverfahren (EABG und WRG) erfolgen soll. Eine Vollkonzentration des Genehmigungsverfahrens auch bei PSW wäre allerdings wünschenswert.

Der allgemeine Anwendungsbereich des EABG-ME erstreckt sich auf Vorhaben der Energiewende, worunter jedenfalls Co-location Großbatteriespeicher, Stand-

alone Großbatteriespeicher und PSW zu subsumieren sind. Diese Anlagen würden – sofern sie keiner UVP zu unterziehen sind – also bereits durch eine zeitnahe Beschlussfassung und konsequente Anwendung durch die Genehmigungsbehörde profitieren. UVP-pflichtige Vorhaben (insb. PSW) würden aufgrund der Er-streckung mancher Beschleunigungselemente auf das UVP-Verfahren ebenfalls unmittelbar durch das EABG profitieren. Siehe dazu im Einzelnen Kapitel 6.9.2.

Das volle Beschleunigungsspektrum, das die RED III hergeben würde, kann jedoch im reinen EABG-Verfahren nicht ausgeschöpft werden. Für einen umfassenden „Fast-Track“ (u.a. keine UVP und keine Naturverträglichkeitsprüfung) bräuchte es eine Ausweisung von Beschleunigungsgebieten für PSW bzw. Speicherinfra-strukturgebiete für Stand-alone Großbatteriespeicher, wobei hierfür teils erst die rechtlichen Grundlagen geschaffen werden müssten:

- Da PSW in Österreich als Erzeugungsanlagen gelten, wäre eine Ausweisung von Beschleunigungsgebieten wohl möglich. Zuständig hierfür wäre aber der Bund und nicht die Länder. Der EABG-ME sieht keine Grundlage für die Beschleunigungsgebietsausweisung durch den Bund vor.
- Für Stand-alone Großbatteriespeicher wären unionsrechtlich keine Beschleunigungsgebiete, sondern Speicherinfrastrukturgebiete (Art. 15e RED III) auszuweisen. Für diese Kategorie der genehmigungsrechtlichen Vorrangzonen gibt es allerdings noch keine rechtliche Grundlage.
- Co-location Großbatteriespeicher, die ganz oder zumindest überwiegend den am selben Standort produzierten erneuerbaren Strom zwischenspeichern, gelten als Teil der Erzeugungsanlage und können von Beschleunigungsgebieten für diese Technologie mitprofitieren.

Sowohl im EABG als auch in den Materiengesetzen ließen sich Regelungen vorsehen, die die Verfahren für PSW und Großbatteriespeicher zusätzlich vereinfachen und beschleunigen würden. So findet sich die in der RED III vorgesehenen Erleichterungen beim wasserrechtlichen Verschlechterungsverbot und Zielerreichungsgebot bei Anlagen in Beschleunigungsgebieten bislang nicht im EABG-ME. Siehe dazu im Einzelnen Kapitel 6.9.4.1.

Im WRG könnte insbesondere eine Anpassung der Vorgaben zur Widerverleihung signifikante Praxisprobleme (etwa im Zusammenhang mit der Anpassung an den

Stand der Technik) bei PSW und anderen Wasserkraftwerken beseitigen bzw. zumindest abmildern. Siehe dazu im Einzelnen Kapitel 6.9.4.2.

Ganz allgemein wird es für die Beschleunigung von Genehmigungsverfahren erforderlich sein, dass bei den zuständigen Behörden ausreichend personelle Ressourcen vorhanden sind.

7 Anhang

7.1 Anhang Preisänderungen bei 2-Stundenspeichern

Wie im Kapitel „2.2 Methodik zur Eruierung des Speicherzielbildes“ beschrieben verändern sich die Strompreise bei sich ändernder Batteriekapazität in Österreich. Die durch den Batterieeinsatz resultierenden mittleren Strompreise für das Jahr 2030 sind hier angeführt. Großspeicher sind in diesen Ergebnissen 2-Stundenspeicher, haben also eine C-Rate von 0,5.

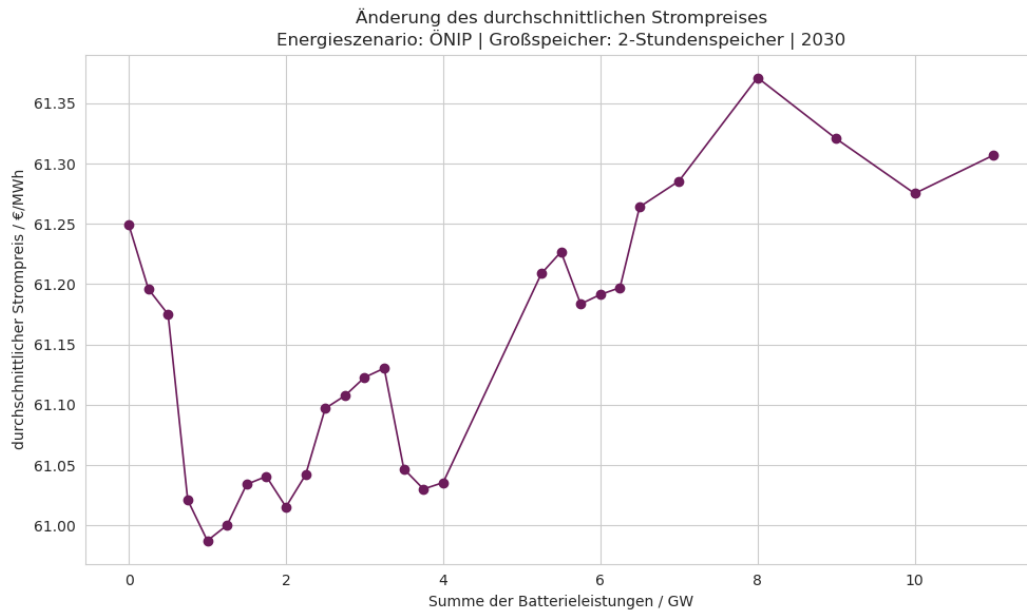


Abbildung 92: Veränderung des mittleren Strompreises bei sich ändernder Gesamtbatteriekapazität im Energieszenario ÖNIP und 2-Stundenspeicher als Großspeicher für das Jahr 2030. Eigene Modellierung (MUL/EVT).

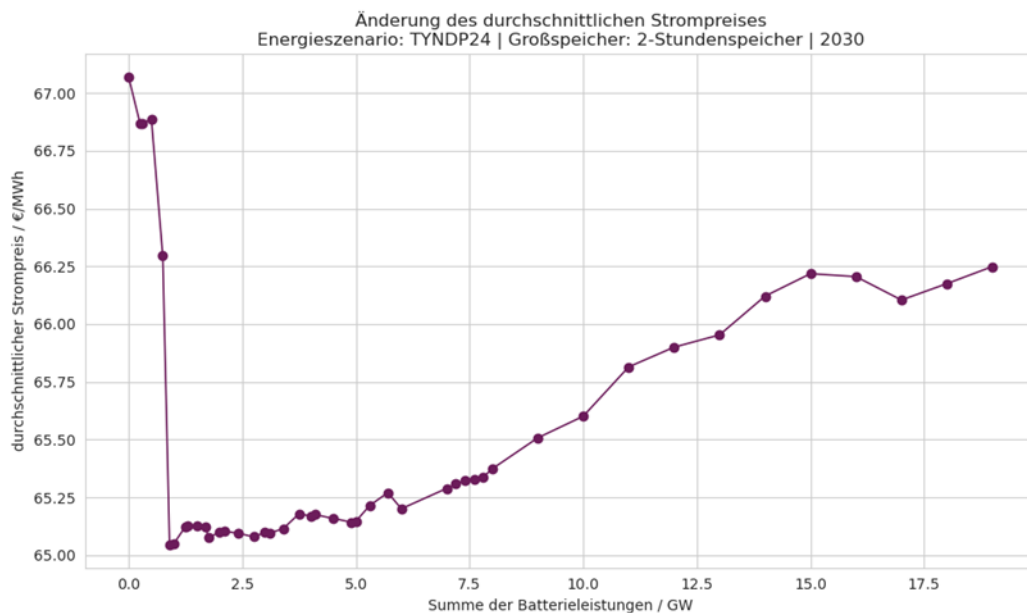


Abbildung 93: Veränderung des mittleren Strompreises bei sich ändernder Gesamtbatteriekapazität im Energieszenario TYNDP24 und 2-Stundenspeicher als Großspeicher für das Jahr 2030. Eigene Modellierung (MUL/EVT).

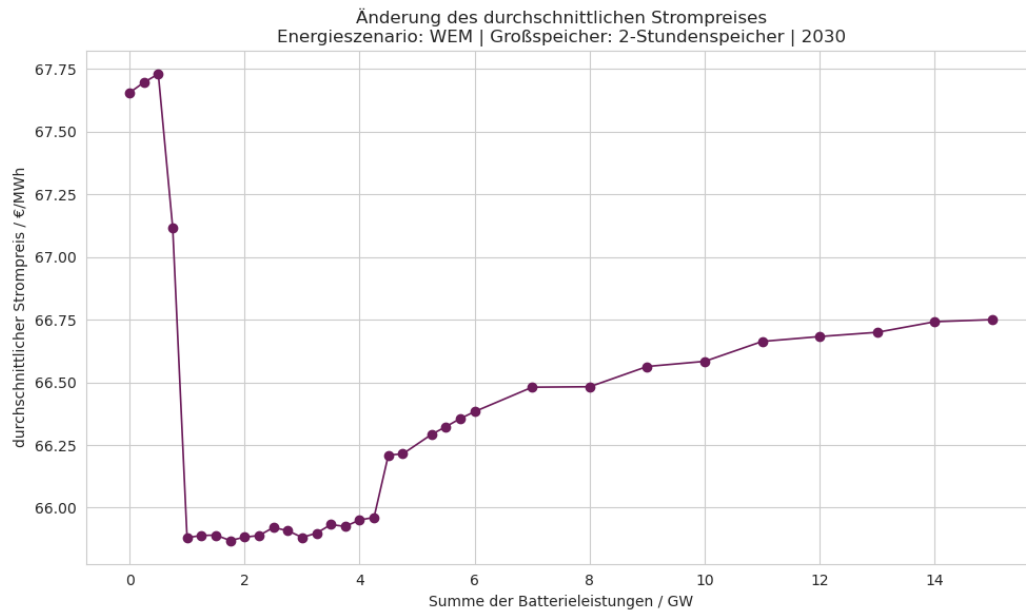


Abbildung 94: Veränderung des mittleren Strompreises bei sich ändernder Gesamtbatteriekapazität im Energieszenario WEM und 2-Stundenspeicher als Großspeicher für das Jahr 2030. Eigene Modellierung (MUL/EVT).

7.2 Anhang Preisänderungen 2040

Wie im Kapitel „2.2 Methodik zur Eruierung des Speicherzielbildes“ beschrieben verändern sich die Strompreise bei sich ändernder Batteriekapazität in Österreich. Die durch den Batterieeinsatz resultierenden mittleren Strompreise für das Jahr 2040 sind hier angeführt.

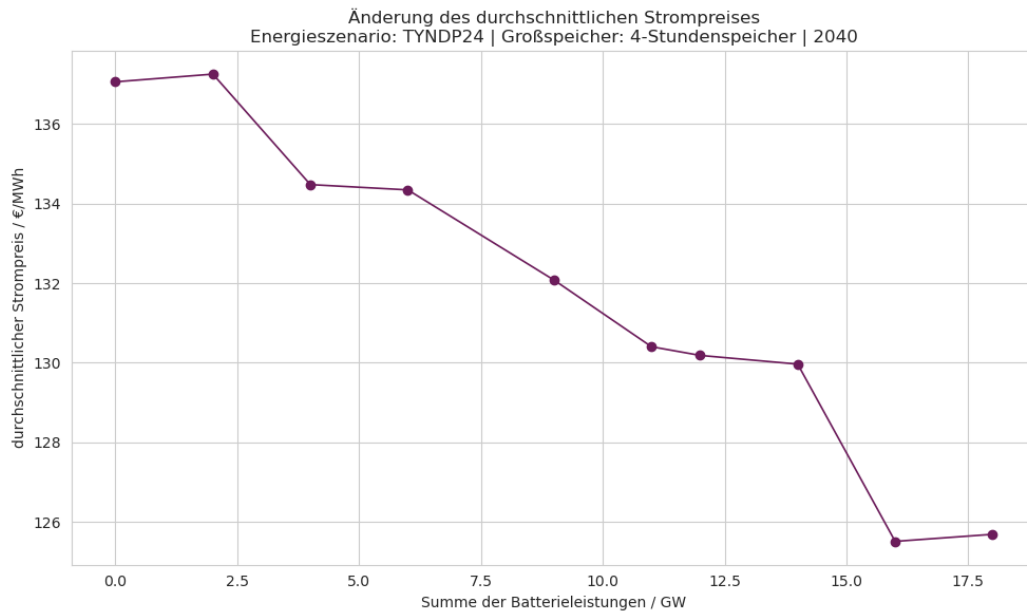


Abbildung 95: Veränderung des mittleren Strompreises bei sich ändernder Gesamtbatteriekapazität im Energieszenario TYNDP und 4-Stundenspeicher als Großspeicher für das Jahr 2040. Eigene Modellierung (MUL/EVT).

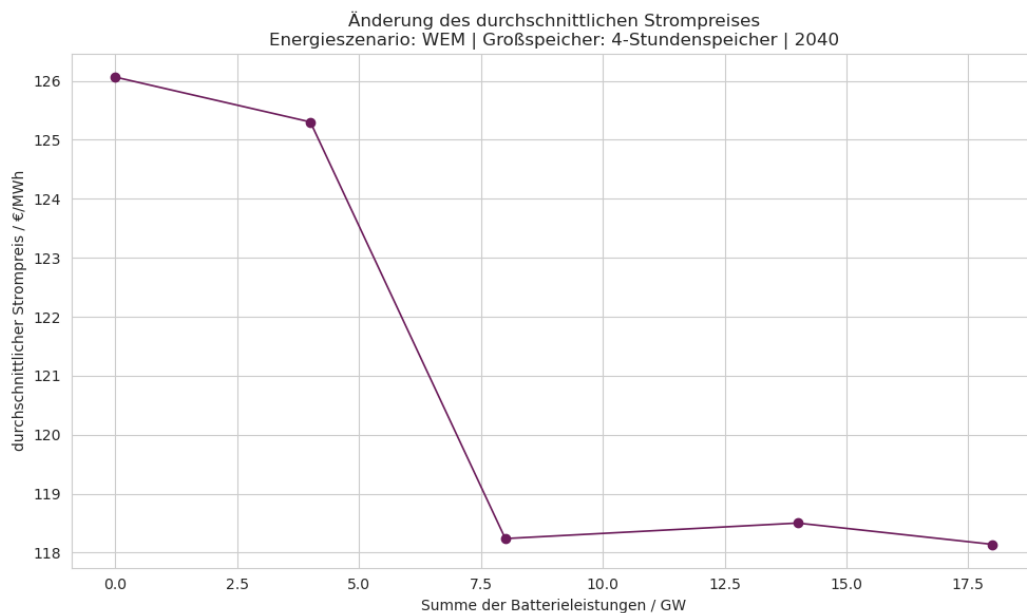


Abbildung 96 Veränderung des mittleren Strompreises bei sich ändernder Gesamtbatteriekapazität im Energieszenario WEM und 4-Stundenspeicher als Großspeicher für das Jahr 2040. Eigene Modellierung (MUL/EVT).

7.3 Anhang Änderung des Netto-Nutzens bei 2-Stundenspeichern

Wie im Kapitel „2.2 Methodik zur Eruierung des Speicherzielbildes“ beschrieben, verändert sich der Netto-Nutzen bei sich ändernder Batteriekapazität in Österreich. Die Verläufe für Großspeicher, die 2-Stundenspeicher sind, also eine C-Rate von 0,5 ausweisen, sind hier angeführt.

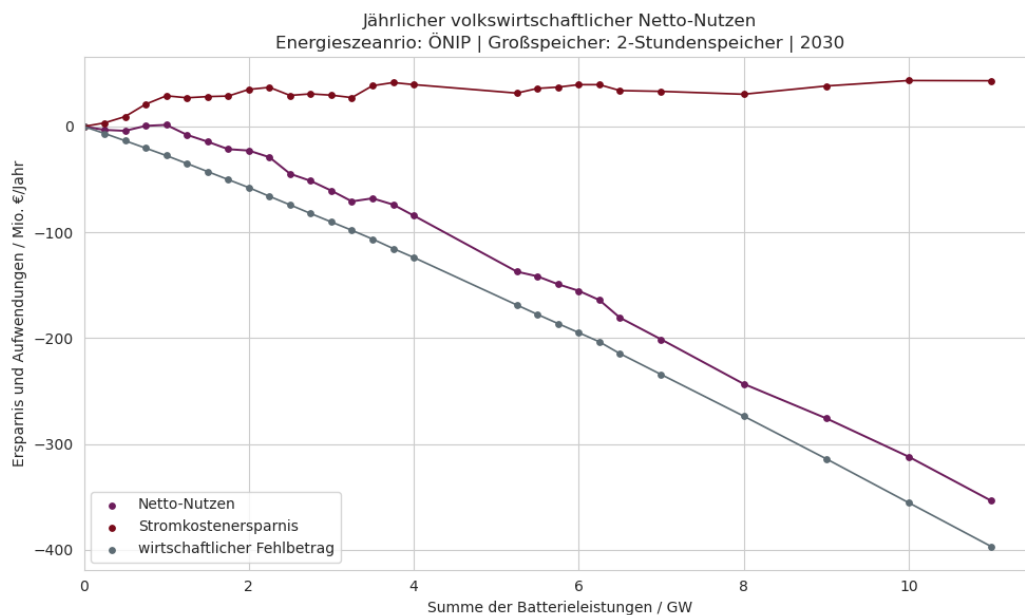


Abbildung 97: Veränderung des jährlichen volkswirtschaftlichen Netto-Nutzens durch den Einsatz von Batterien bei sich ändernder Gesamtbatteriekapazität im Energieszenario ÖNIP und 2-Stundenspeicher als Großspeicher für das Jahr 2030. Eigene Modellierung (MUL/EVT).

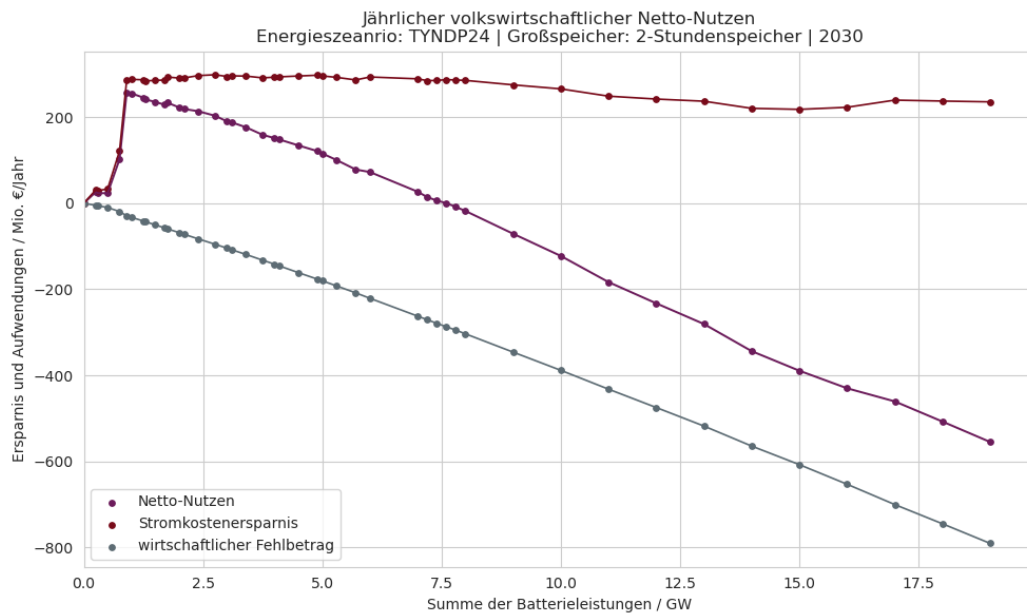


Abbildung 98: Veränderung des jährlichen volkswirtschaftlichen Netto-Nutzens durch den Einsatz von Batterien bei sich ändernder Gesamtbatteriekapazität im Energieszenario TYNDP24 und 2-Stundenspeicher als Großspeicher für das Jahr 2030. Eigene Modellierung (MUL/EVT).

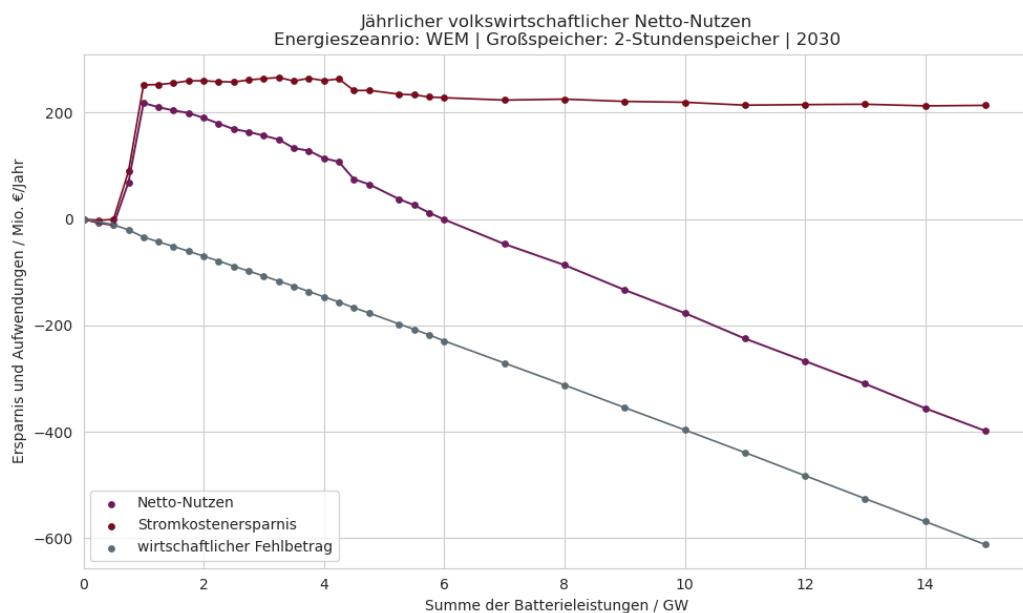


Abbildung 99: Veränderung des jährlichen volkswirtschaftlichen Netto-Nutzens durch den Einsatz von Batterien bei sich ändernder Gesamtbatteriekapazität im

Energieszenario WEM und 2-Stundenspeicher als Großspeicher für das Jahr 2030.
Eigene Modellierung (MUL/EVT).

7.4 Kostensensitivität des Speicherzielbildes bei 2-Stundenspeicher

Wie in Kapitel „2.2 Methodik zur Eruiierung des Speicherzielbildes“ beschrieben, sind die Annahmen für die CAPEX und OPEX gemäß TYNDP24 getroffen worden. Eine Änderung dieser Annahme führt zu einem geänderten Speicherzielbild, welches in folgenden Abbildungen ersichtlich ist. In allen drei Szenarien wurde im Rahmen dieser Studie keine Modellierung größerer Batteriekapazitäten durchgeführt, was zur Folge hat, dass sich ab einer gewissen Sensitivität eine konstante Obergrenze einsetzt. Eine konstante Obergrenze ist mit einem „größer als“ zu verstehen.

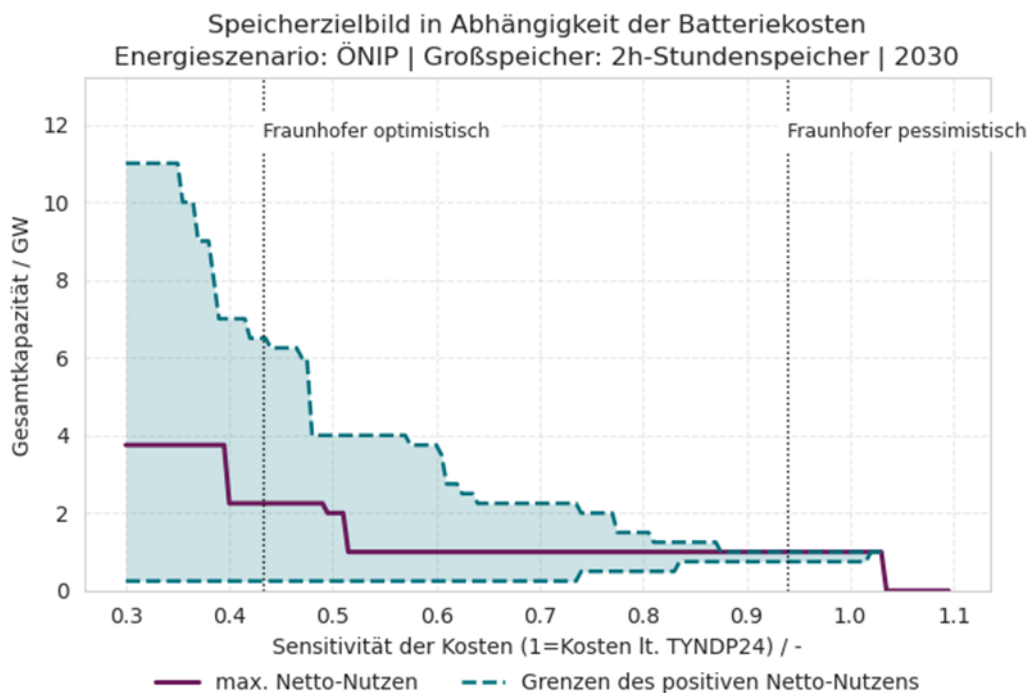


Abbildung 100: Kostensensitivität im Energieszenario ÖNIP und 2-Stundenspeicher als Großspeicher für das Jahr 2030. Sich änderndes

Speicherzielbild und maximaler Netto-Nutzen in Abhängigkeit der CAPEX und OPEX für Batterien. Eigene Modellierung (MUL/EVT).

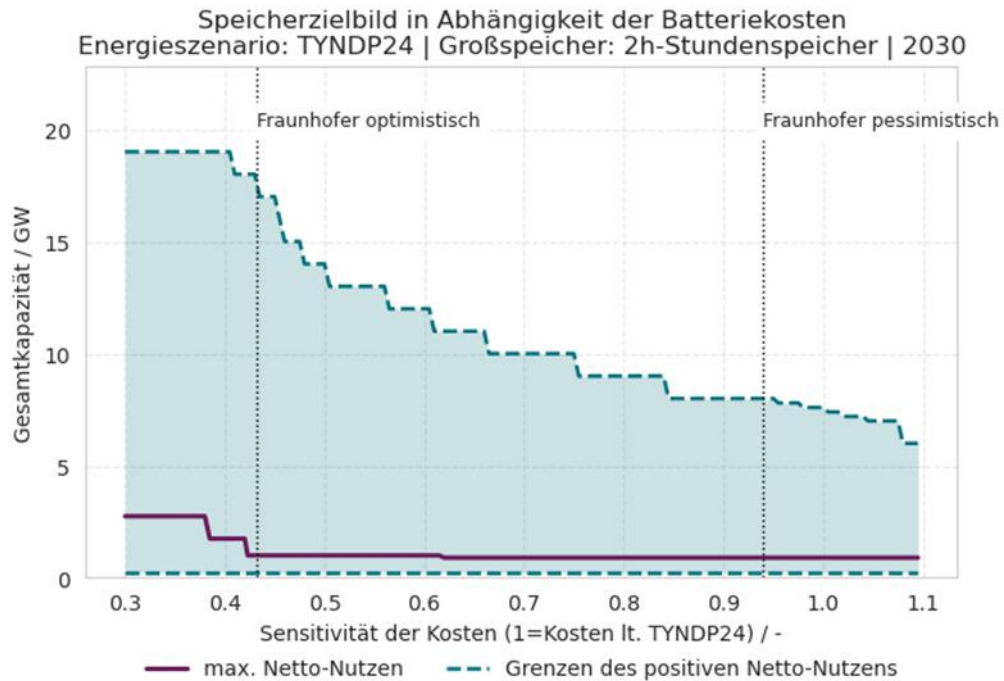


Abbildung 101: Kostensensitivität im Energieszenario TYNDP24 und 2-Stundenspeicher als Großspeicher für das Jahr 2030. Sich änderndes Speicherzielbild und maximaler Netto-Nutzen in Abhängigkeit der CAPEX und OPEX für Batterien. Eigene Modellierung (MUL/EVT).

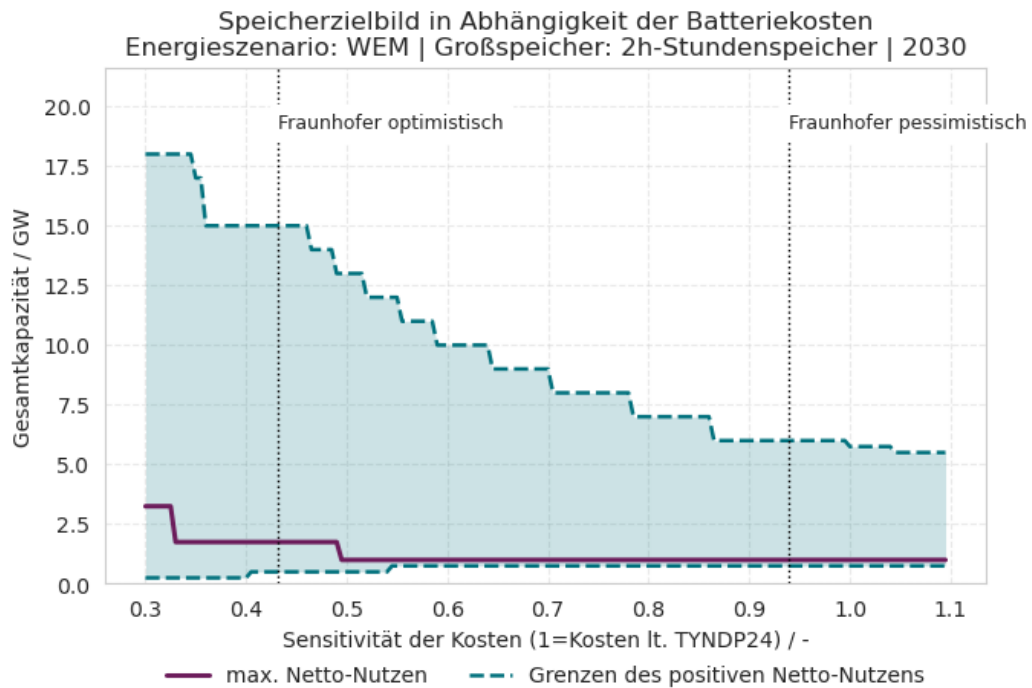


Abbildung 102: Kostensensitivität im Energieszenario WEM und 2-Stundenspeicher als Großspeicher für das Jahr 2030. Sich änderndes Speicherzielbild und maximaler Netto-Nutzen in Abhängigkeit der CAPEX und OPEX für Batterien. Eigene Modellierung (MUL/EVT).

7.5 Modellierung Netzentgelte und Steuern lt. TYNDP24

Die Marktmodellierung des europäischen Energiesystems nimmt pro Gebotszone drei Knoten an:

- Ein Erzeugungsknoten für Importe/Exporte, große Erzeuger (Freiflächen-PV, Wind-, Laufwasser, Speicher, Pumpspeicher und Gaskraftwerke) sowie Großspeicher
- Ein Verbrauchsknoten für den lokalen Verbrauch, an dem die Last, Dachflächen-PV und Heimspeicher andocken
- Ein Wasserstoffknoten mit Verbindung zum Stromsystem (Elektrolyseur, KWK), Wasserstoffspeicher, Wasserstoffnachfrage sowie Im- und Exporte

Der übergeordnete Stromknoten ist unbeschränkt mit dem Knoten des lokalen Verbrauchs verbunden, repräsentiert jedoch mit Grenzkosten für die Verwendung dieser Verbindung die Kosten, die für die Netzbenutzung anfallen. Diese werden gemäß TYNDP24 mit 58,5 €/MWh als Kosten für die Verteilung und 87,7 €/MWh an Steuern angenommen. (ENTSO-E; ENTSG, 2025b)

7.6 Anhang Wirtschaftlichkeitsmodellierungen

Anlagenebene

Im Rahmen der Studie wurden vielseitige Speicherkonfigurationen betrachtet und unter umfangreichen Parametervariationen analysiert. Aus Übersichtsgründen wurde sich im Hauptteil der Studie auf repräsentative Anlagen fokussiert, während im folgenden Detailergebnisse ergänzend dargestellt werden.

7.6.1 Preisjahr 2025

TÄGLICHE SPREADS (DIFFERENZ ZWISCHEN TÄGLICHEM MAX/MIN)

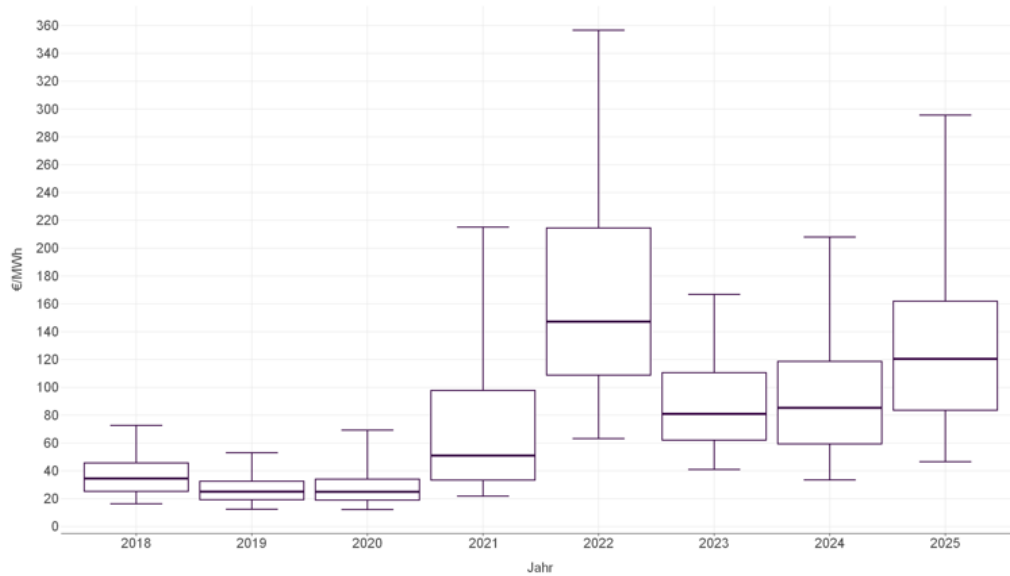
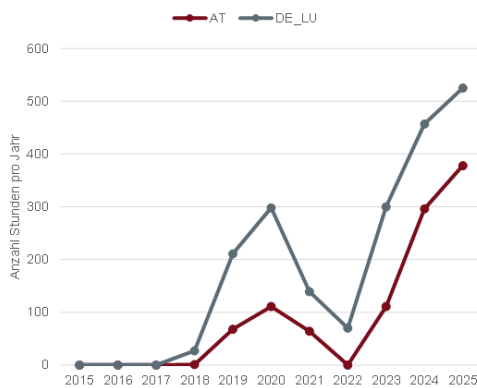
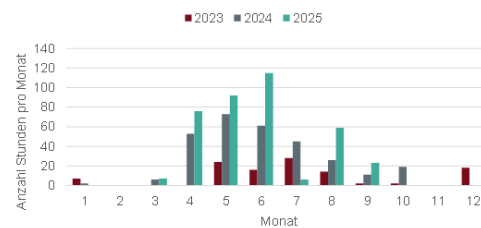


Abbildung 103 Anzahl der Stunden mit negativen Preisen in Österreich zwischen 2015 und 2025

ANZAHL STUNDEN MIT NEGATIVEN PREISEN



ANZAHL STUNDEN MIT NEGATIVEN PREISEN



- In den Jahren 2023 und 2024 ist die Anzahl Stunden mit negativen Preisen von etwa 100 auf 350 stark angestiegen
- Negative Preise sind vor allem in den Frühling- und Sommermonaten zu beobachten, verursacht durch PV

Abbildung 104 Anzahl der negativen Stunden, sowie der Tageszeiten mit negativen Stunden zwischen 2015 und 2025

7.6.2 PV-Colocation

Folgender Anhang enthält die Detailergebnisse für PV-Colocation.

NPV im PV Colocation Fall

Unter der Annahme, dass die Batterie die Marktprämie erhält, ohne lokale Speichervorgaben und mit angenommenen zusätzlichen Intraday-Markt Erlösen von 50% der Day-Ahead-Markt Erlöse

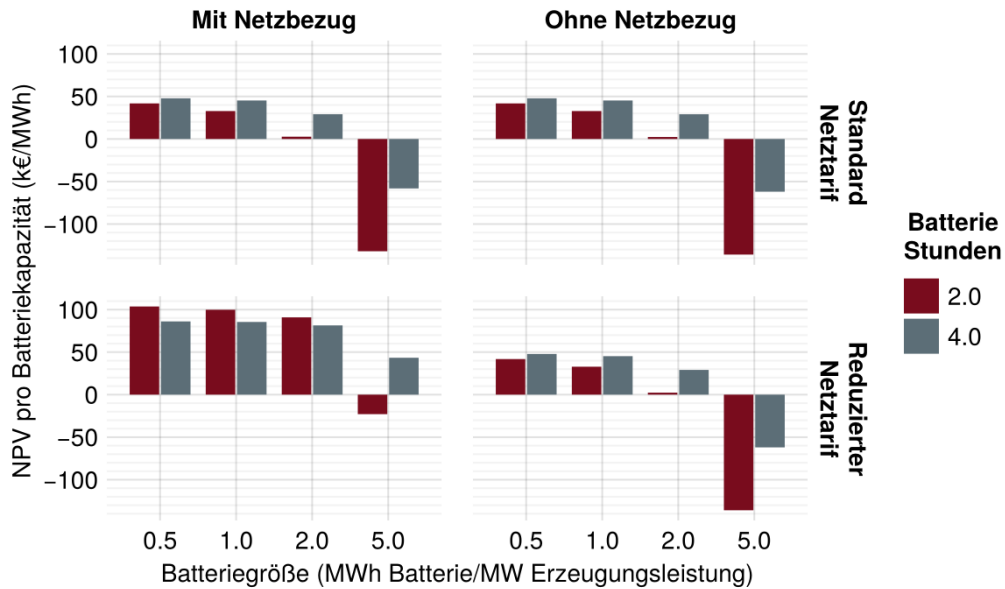


Abbildung 105 Detailübersicht NPV PV-Colocation unter Variation der Batteriedimensionierung

IRR im PV Colocation Fall

Unter der Annahme, dass die Batterie die Marktprämie erhält, ohne lokale Speichervorgaben und mit angenommenen zusätzlichen Intraday-Markt Erlösen von 50% der Day-Ahead-Markt Erlöse

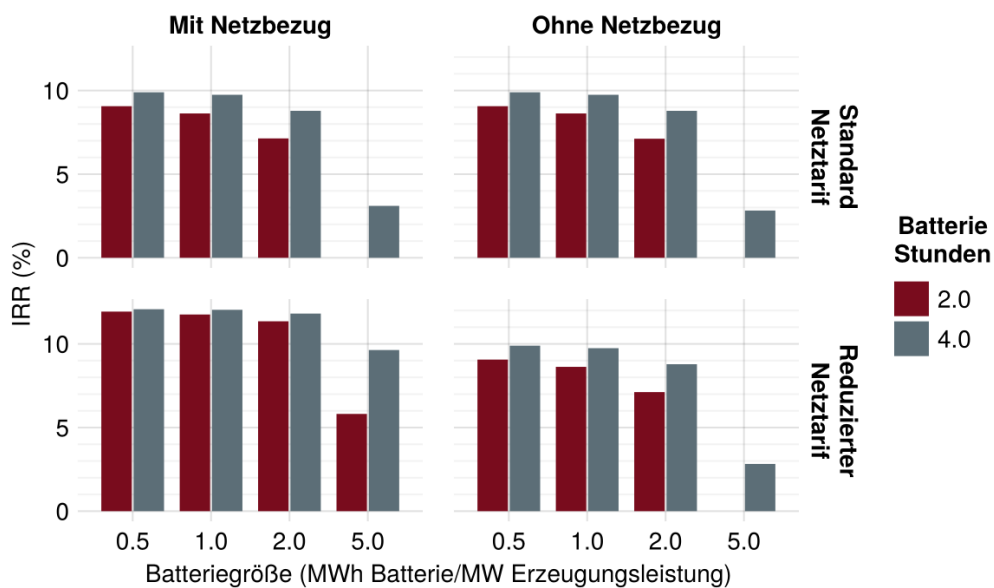


Abbildung 106 Detailübersicht IRR PV-Colocation unter Variation der Batteriedimensionierung

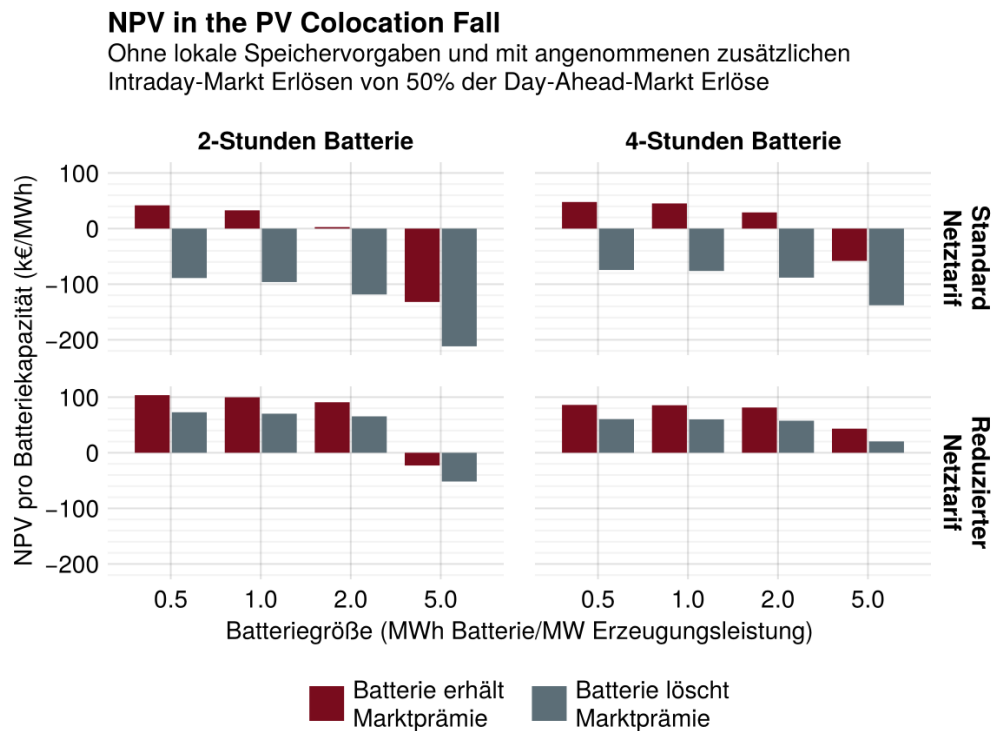


Abbildung 107 Detailübersicht NPV PV-Colocation: Verlust vs. Erhalt der Marktprämie

7.6.3 Wind

Folgender Anhang enthält die Detaillergebnisse für Wind-Colocation.

NPV im Wind Colocation Fall

Unter der Annahme, dass die Batterie die Marktprämie erhält, ohne lokale Speichervorgaben und mit angenommenen zusätzlichen Intraday-Markt Erlösen von 50% der Day-Ahead-Markt Erlöse

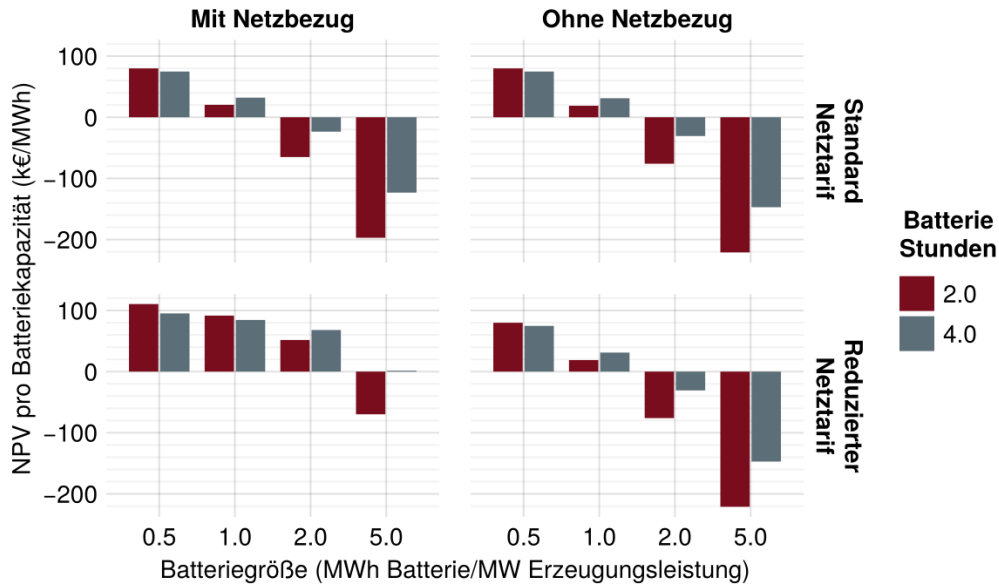


Abbildung 108 Detailübersicht NPV Wind-Colocation unter Variation der Batteriedimensionierung

IRR im Wind Colocation Fall

Unter der Annahme, dass die Batterie die Marktprämie erhält, ohne lokale Speichervorgaben und mit angenommenen zusätzlichen Intraday-Markt Erlösen von 50% der Day-Ahead-Markt Erlöse

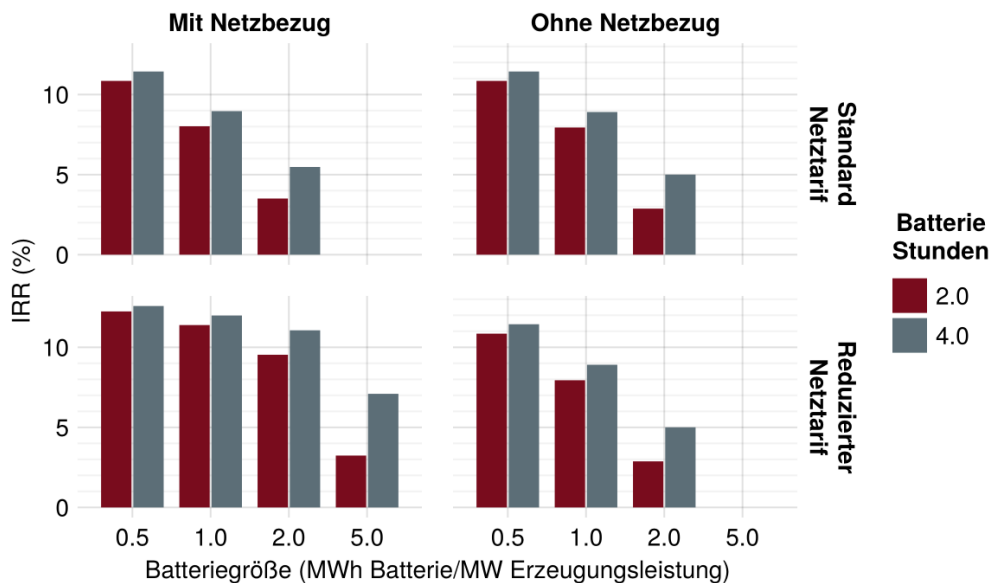


Abbildung 109 Detailübersicht IRR Wind-Colocation unter Variation der Batteriedimensionierung

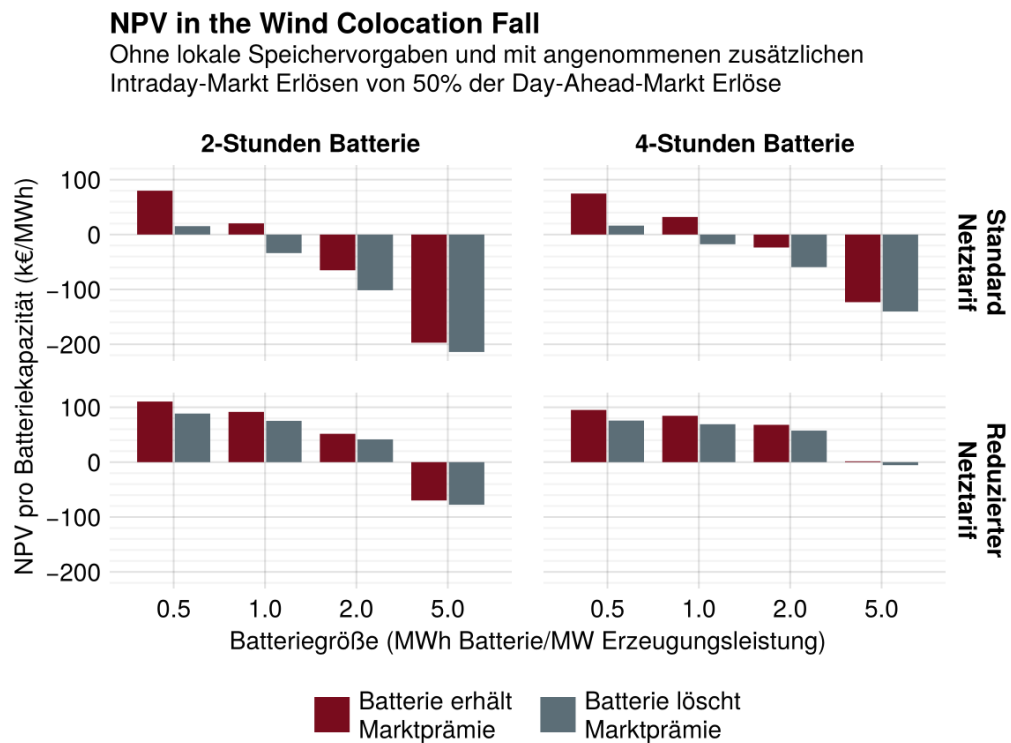


Abbildung 110 Detailübersicht NPV Wind-Colocation: Verlust vs. Erhalt der Marktprämie

7.6.4 Hybrid (Wind & PV) Colocation

Folgender Anhang enthält die Detailergebnisse für kombinierte Wind & PV-Colocation (Hybrid Colocation).

NPV im Colocation Fall

Unter der Annahme, dass die Batterie die Marktprämie erhält, mit Netzbezug, regulärem Netztarif, ohne lokale Speichervorgaben und mit angenommenen zusätzlichen Intraday-Markt Erlösen von 50% der Day-Ahead-Markt Erlöse

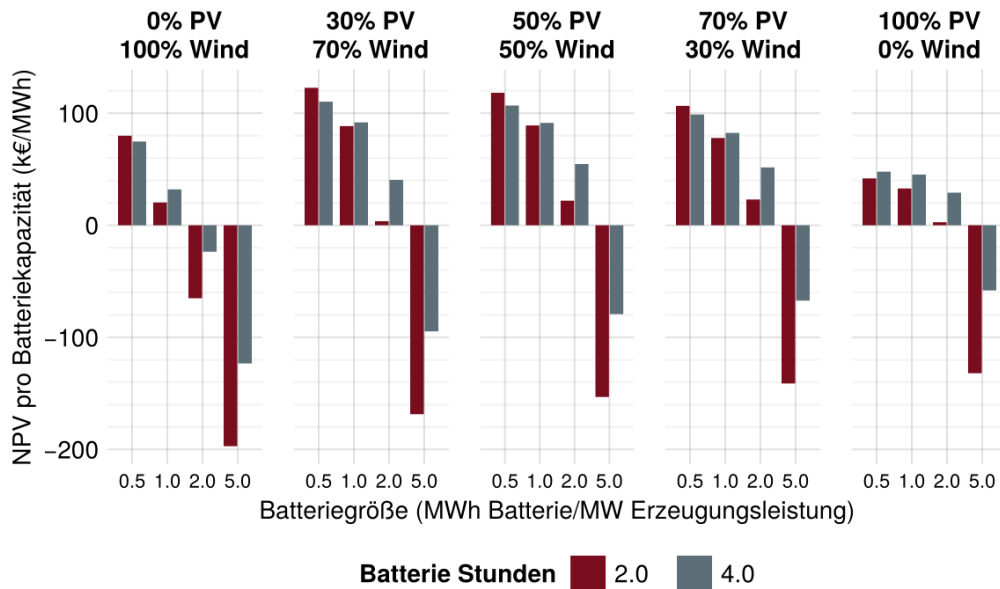


Abbildung 111 Detailübersicht NPV Hybrid-Colocation unter Variation der Batteriedimensionierung

IRR im Colocation Fall

Unter der Annahme, dass die Batterie die Marktprämie erhält, mit Netzbezug, regulärem Netztarif, ohne lokale Speichervorgaben und mit angenommenen zusätzlichen Intraday-Markt Erlösen von 50% der Day-Ahead-Markt Erlöse

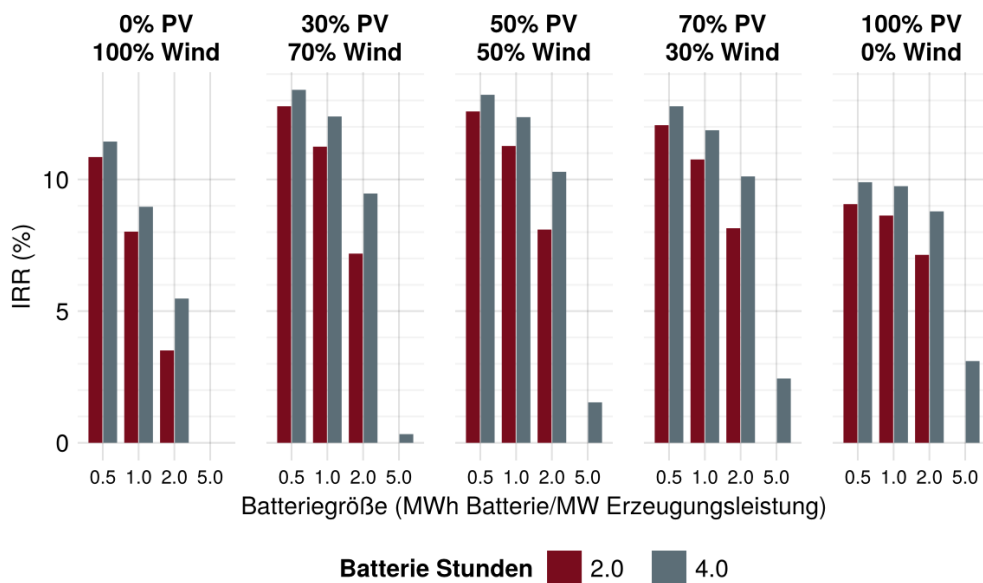


Abbildung 112 Detailübersicht IRR Hybrid-Colocation unter Variation der Batteriedimensionierung

7.6.5 Ergebnisse mit Zukunftspreisen 2030

Die folgende Grafik zeigt die zusätzlichen Markterlöse die eine Batterie in den betrachteten Szenarien erwirtschaftet.

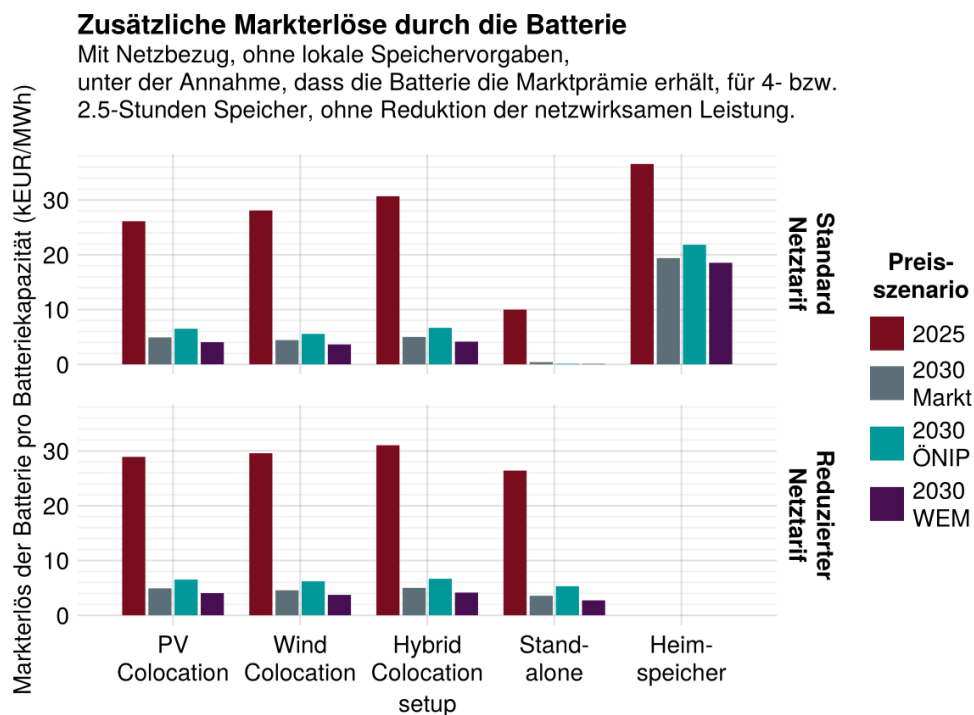


Abbildung 113 Überblick über zusätzliche Markterlöse durch Batterie in verschiedenen Szenarien

7.6.6 Berechnung durchschnittliches Bundesland

Zur Ableitung repräsentativer regionaler Rahmenbedingungen wurde ein durchschnittliches Bundesland modelliert. Die Netzgebiete Gamsen und Kleinwalsertal wurden aufgrund signifikanter struktureller Abweichungen als Ausreißer von der Analyse ausgeschlossen. Auf Basis von Fachgesprächen mit Speicherbetreiber:innen wurde für die Netzentgeltstruktur ein typisches Verhältnis von 70 % leistungsabhängigen zu 30 % arbeitsabhängigen Preisbestandteilen angenommen. Zur Einordnung der Ergebnisse wurden zudem ausgewählte KPIs, insbesondere

hinsichtlich ihrer Abweichung von Durchschnittswerten, analysiert. Die entsprechenden Kennzahlen sind in der nachfolgenden Tabelle 31 dargestellt.

Tabelle 31 KPIs zur Bestimmung eines Durchschnittlichen Bundeslandes

Bundes- land / Re- gion	LP	AP	% Abw. Durch- schnitt LP	% Abw. Durch- schnitt AP	Summe Betrag % Abwei- chungen	Summe 70% LP 30% AP
Salzburg	7164	3.91	-1.8%	-17.5%	19.30%	-6.53%
Tirol	7176	3.7	-1.7%	-21.9%	23.57%	-7.74%
Wien	8424	4.15	15.4%	-12.4%	27.81%	7.07%
Burgen- land	7668	5.85	5.1%	23.5%	28.56%	10.59%
Oberös- terreich	5160	4.61	-29.3%	-2.7%	31.98%	-21.32%
Innsbruck	8484	5.77	16.2%	21.8%	38.05%	17.91%
Klagenfurt	9516	4.36	30.4%	-8.0%	38.34%	18.88%
Linz	6504	3.26	-10.9%	-31.2%	42.07%	-16.98%
Graz	4692	4.23	-35.7%	-10.7%	46.42%	-28.21%
Steier- mark	6876	6.78	-5.8%	43.1%	48.92%	8.88%
Vorarl- berg	6384	2.84	-12.5%	-40.0%	52.58%	-20.79%
Niederös- terreich	5604	6.65	-23.2%	40.4%	63.61%	-4.14%
Kärnten	11232	5.47	53.9%	15.5%	69.36%	42.37%

7.7 Anhang Heimspeicher

Folgender Anhang enthält Detailinformationen zu den Wirtschaftlichkeitsmodellierungen auf Anlagenebene für Heimspeicher.

7.7.1 Heimspeicher Reduktion der netzwirksamen Leistung

In diesem Kapitel werden Detailergebnisse der Heimspeichermodellierungen im Bezug auf die Reduktion der NWL dargestellt.

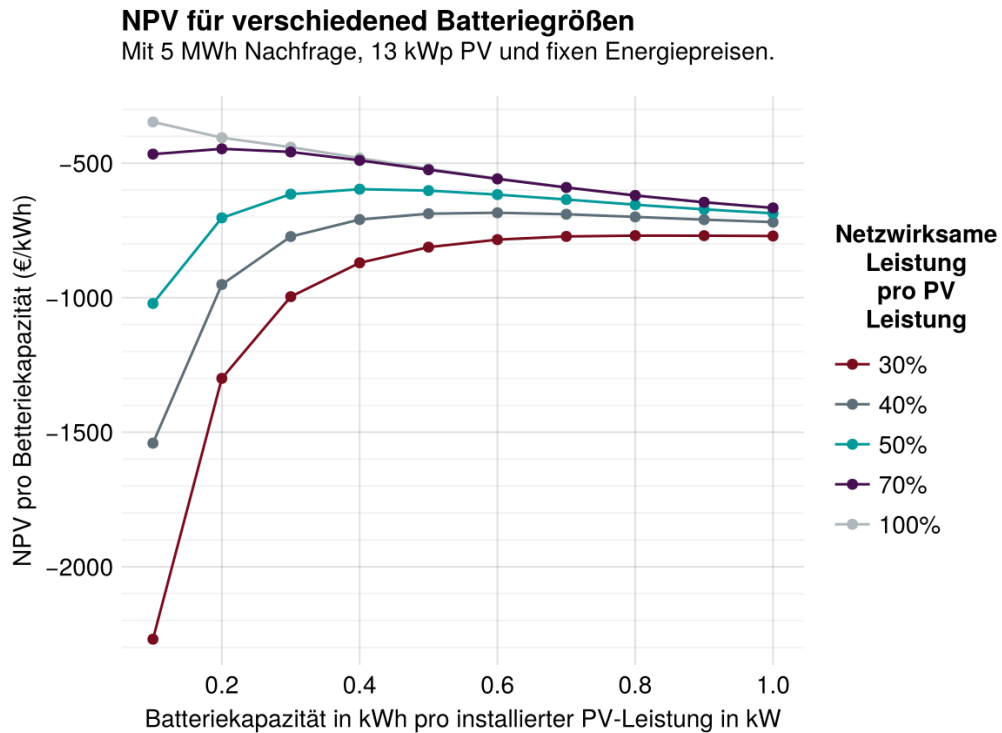


Abbildung 114 Auswirkungen der Reduktion der NWL auf den NPV bei unterschiedlicher Batteriekapazität

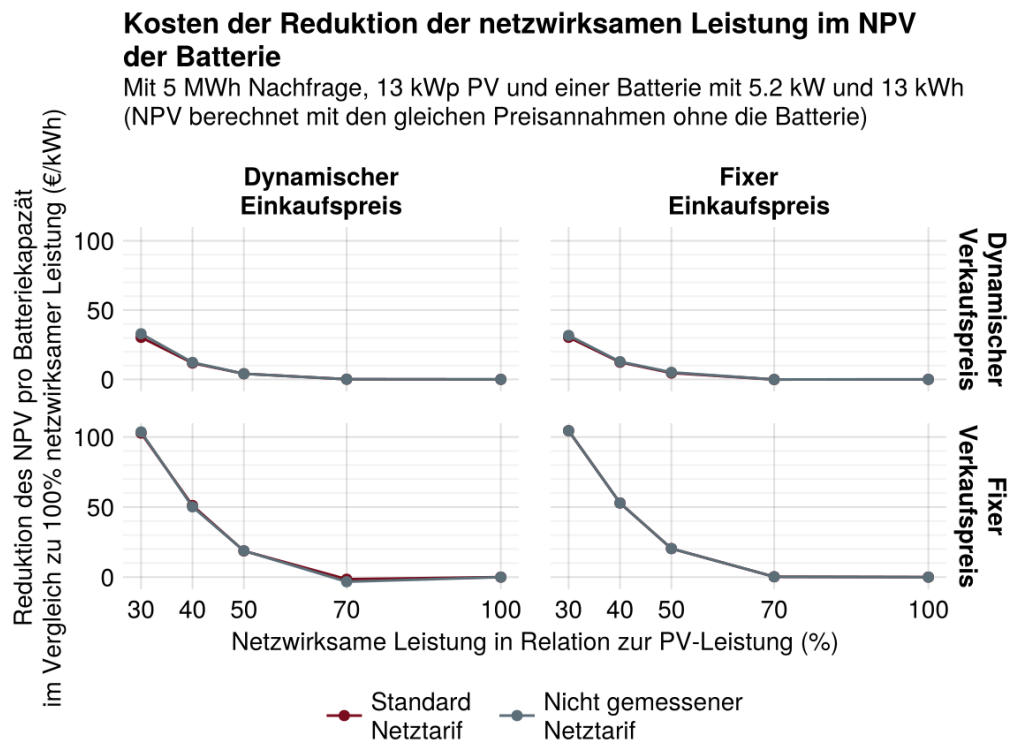


Abbildung 115 Reduktion des NPVs bei Reduktion der NWL und unterschiedlichen Tarifen

7.7.2 Heimspeicher Abregelung

In diesem Kapitel werden Detailergebnisse der Heimspeichermodellierungen im Bezug auf Abregelungen dargestellt.

PV-Abregelung

Mit 5 MWh Nachfrage, 13 kWp PV und 5.2 kW und 13 kWh Batterie

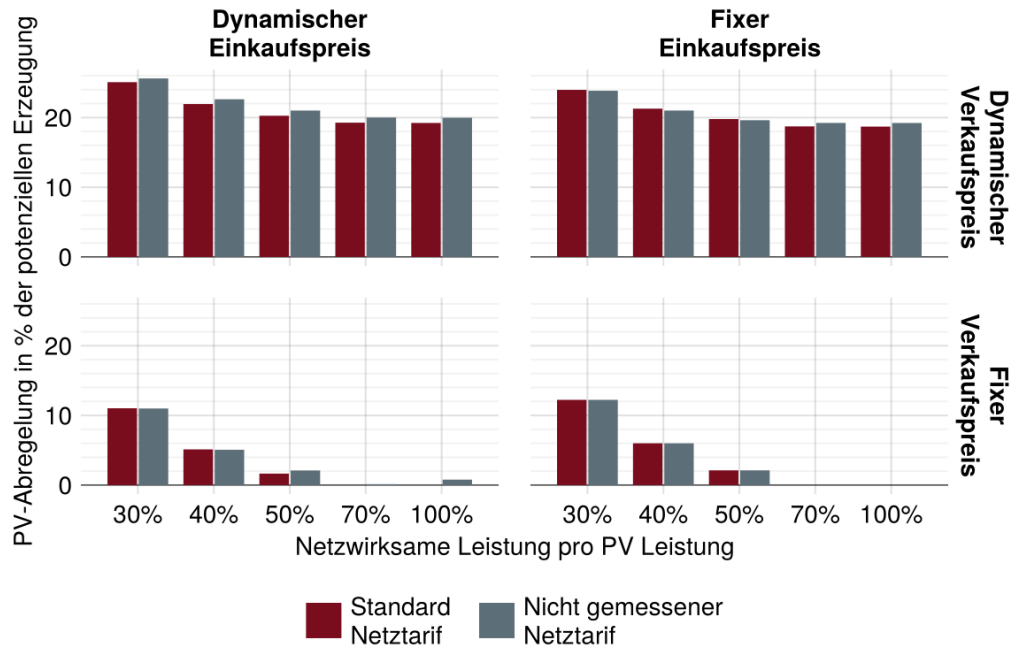


Abbildung 116 PV-Abregelungsmengen bei verschiedenen Tarifkonstellationen

PV-Abregelung für verschiedene Batteriegrößen

Mit 5 MWh nachfrage, 13 kWp PV

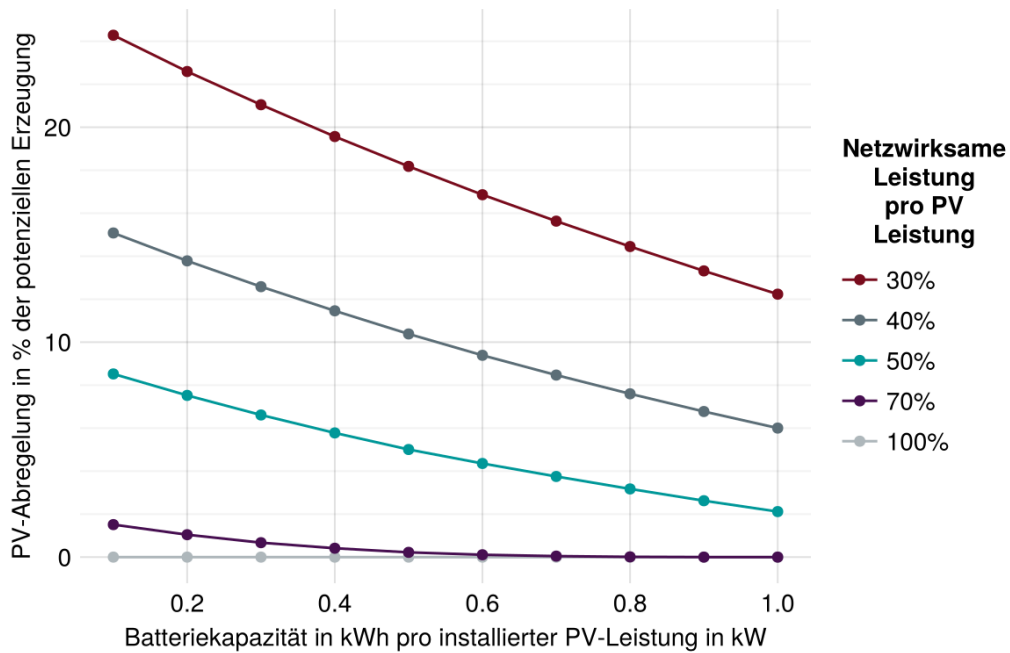


Abbildung 117 PV-Abregelungsmengen bei unterschiedlichen Reduktionen der netzwirksamen Leistung

7.7.3 Heimspeicher Residuallast

Average residual grid load from May to August

Assuming 5 MWh demand, a 13 kWp PV system, fix energy prices and a 5.2 kW and 13 kWh battery with the measured grid tariff

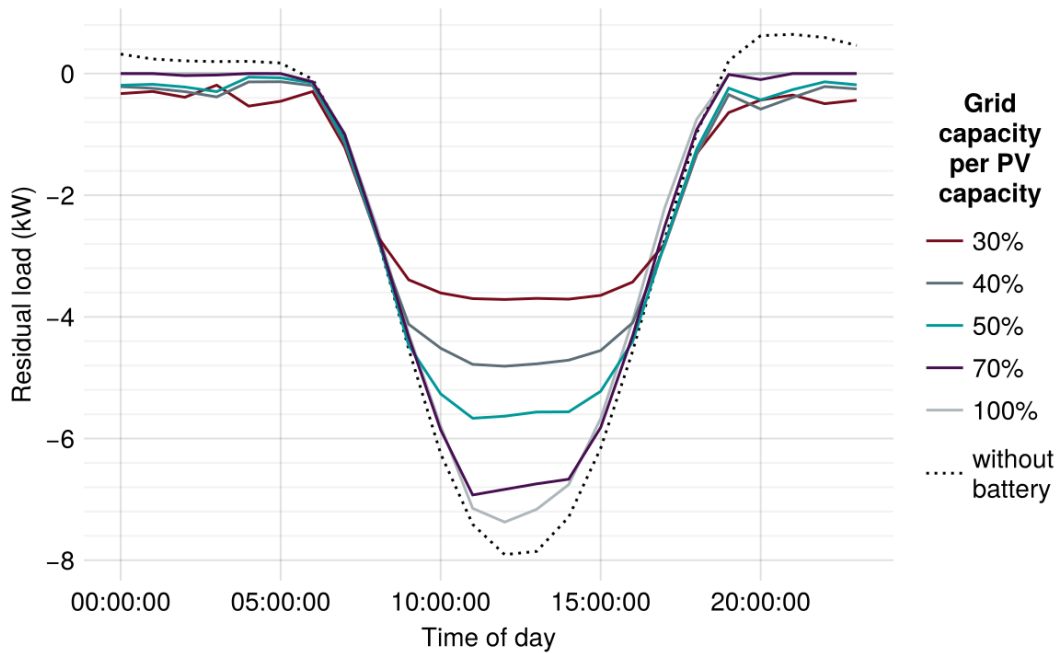


Abbildung 118 Residuallast eines Heimspeichers unter Variation der Reduktion der netzwirksamen Leistung

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 Übersicht über Gründe und Lösungsansätze für Verzögerungen beim Netzausbau	17
Tabelle 2: Batteriekapazitäten in den Versionen der PEMMDB für Österreich (2.0 noch ohne Unterscheidung) und sich daraus ergebendes Verhältnis für die Jahre 2030 und 2040.....	38
Tabelle 3: Parameter der Heim- und Großspeicher in der Modellierung für das Jahr 2030. (*) siehe Fließtext. (ENTSO-E; ENTSOG, 2025b).....	40
Tabelle 4: Parameter der Heim- und Großspeicher in der Modellierung für das Jahr 2040. (*) siehe Fließtext. (ENTSO-E; ENTSOG, 2025b).....	40
Tabelle 5: Speicherzielbild des Jahres 2030 für verschiedene Energieszenarien und c-Rates von Großspeichern. Eigene Modellierung (MUL/EVT).	62
Tabelle 6: Einfluss des Batterieeinsatzes mit jeweils jener Batteriekapazität, die zum max. Netto-Nutzen führt, auf die Strompreise. Eigene Modellierung (MUL/EVT).....	63
Tabelle 7: Vergleich anderer Preisannahmen mit jenen des TYNPD24 für verschiedene Batterietypen fürs Jahr 2030. (ENTSO-E; ENTSOG, 2025b; European Commission. Directorate General for Energy. et al., 2023; Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, 2024; National Renewable Energy Laboratory, 2025).....	64
Tabelle 8: Speicherzielbild mit Abwandlung der Kosten für Batteriespeicher. Eigene Auswertung (MUL/EVT).	68
Tabelle 9: Vergleich der Studienergebnisse mit Erkenntnissen und Annahmen aus anderen Publikationen. (Austrian Power Grid et al., 2025; Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie, 2024; ENTSO-E; ENTSOG, 2025a, 2025b; Siebenhofer et al., 2025)	69
Tabelle 10 Übersicht über Intradayerlöse im Vergleich zu Day-Ahead in verschiedenen Quellen	77
Tabelle 11 Zusammenfassung der Annahmen für die Wirtschaftlichkeit von Großspeichern.....	84
Tabelle 12 Ergänzende Parameter & Szenarien für Co-location Großspeicher...	85
Tabelle 13 Übersicht zentraler die Wirtschaftlichkeit überschätzender und unterschätzender Faktoren in den Modellierungen auf Anlagenebene	86
Tabelle 14 Angepasste CAPEX und OPEX für die Wirtschaftlichkeitsmodellierung auf Anlagenebene im Jahr 2030	95

Tabelle 15 Übersicht der Annahmen und Parameter für die Wirtschaftlichkeitsmodellierung der Heimspeicher	110
Tabelle 16 Überblick über Fördermechanismen in ausgewählten Ländern.....	129
Tabelle 17 Aktuelle Optionen zur Auswahl für Förderwerber	134
Tabelle 18 Internalisierte und externe Effekte von Großbatterien im Stromsystem (adaptiert auf Grundlage von Neon Energy & Consentec (2026))	145
Tabelle 19 Übersicht möglicher Bestandteile von Netznutzungsentgelten (nach BET Consulting & Aecoute, 2026)	146
Tabelle 20 Übersicht der untersuchten dynamischen Tarifkonzepte aus FriendlyCharge (Stefan Scheibl, 2025).....	163
Tabelle 21 Übersicht ausgewerteter KPIs im Projekt FriendlyCharge	164
Tabelle 22 Herausforderungen und Limitationen von dynamischen Netztarifen basierend auf Bundesnetzagentur (2025)	166
Tabelle 23 Übersicht Tarifbestandteile im Orientierungspaper der BNetzA (Bundesnetzagentur, 2026)	172
Tabelle 24: Änderung der Standardabweichung der Residuallast als Maß der Volatilität bei verschiedenen Betriebsweisen unter Variation des Colocationsanteils und des Netzbezuges. Eigene Auswertung (EVT/MUL)	188
Tabelle 25 Auswahl an Instrumenten zur Beanreizung einer optimierten Standortwahl für Batteriespeicher	191
Tabelle 26 Auswahl der BESS-Standorte mit der größten Leistungskapazität im ÖNIP 2040 Use-Case und Angabe der erforderlichen Abregelungen.....	202
Tabelle 27 Übersicht über möglicher Komponenten eines FCAs auf Basis von (FfE, 2026)	218
Tabelle 28 Übersicht über Barrieren und mögliche Lösungsansätze im Netzanschluss	230
Tabelle 29 Barrieren und Handlungsempfehlungen für die Aktivierung der Potenziale bidirektionalen Ladens.....	250
Tabelle 30 Vergleichstabelle zu ausgewählten EABG-Verfahrenserleichterungen	387
Tabelle 31 KPIs zur Bestimmung eines Durchschnittlichen Bundeslandes	425

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Speicherzielbild für das Jahr 2030 aus der Marktmodellierung unter Abwandlung der Energiemengenszenarien (WEM, TYNDP24, ÖNIP) im Vergleich mit bisherigen Analysen. Kostenannahme „TYNDP24“ wird als hoch, die Kostenannahme „Fraunhofer optimistisch“ als niedrig eingestuft.	14
Abbildung 2 Übersicht Net-Present-Value einer Großspeicherinvestition unter den getroffenen Annahmen für eine repräsentative Anlage	15
Abbildung 3: Anzahl der Stand Ende 2025 bestehenden Energiespeicher in Österreich. Einmeldung von 60 Verteilnetzbetreiber, wobei von einer Dunkelziffer ausgegangen wird. Datenquelle: (E-Control, 2026).....	22
Abbildung 4 Aufbau der Studie und des Projekts	23
Abbildung 5 Abgrenzung der Modellierungen auf System- & Anlagenebene.....	28
Abbildung 6: Darstellung des betrachteten Stromnetzes für die Modellierung auf Gebotszonen. Eigene Abbildung (MUL/EVT).	32
Abbildung 7: Modellierte Grenzleitungskapazitäten des Jahres 2030 für das österreichische Stromsystem gemäß TYNDP24. Eigene Graphik (MUL/EVT).	32
Abbildung 8: Schematische Darstellung des österreichischen Sub-Energiesystems des Modells. Eigene Graphik (MUL/EVT).	34
Abbildung 9: historische Erzeugung und Verbrauch sowie betrachtete Energieszenarien für 2030 und 2040 in Österreich. Eigene Graphik auf Grundlage von (Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie, 2024; E-Control, 2021, 2025; ENTSO-E; ENTSG, 2025b; Umweltbundesamt, 2025).	41
Abbildung 10: Bestand an PV-Leistung in Österreich 2020-2024 und lineare Fortschreibung der Durchrechnungszeiträume 2020-2024, 2022-2024 und 2023-2024 bis 2030. Vergleich der angenommenen Leistung 2030 je Energiemengenszenario. (Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie, 2024; E-Control, 2026; ENTSO-E; ENTSG, 2025a, 2025b)	42
Abbildung 11: Schematische Darstellung der Eruierung des Speicherzielbildes. Eigene Graphik (MUL/EVT).	51
Abbildung 12: Veränderung des mittleren Strompreises bei sich ändernder Gesamtbatteriekapazität im Energieszenario ÖNIP und 4-Stundenspeicher als Großspeicher für das Jahr 2030. Eigene Modellierung (MUL/EVT).....	54

Abbildung 13: Veränderung des mittleren Strompreises bei sich ändernder Gesamtbatteriekapazität im Energieszenario TYNDP24 und 4-Stundenspeicher als Großspeicher für das Jahr 2030. Eigene Modellierung (MUL/EVT).	54
Abbildung 14: Veränderung des mittleren Strompreises bei sich ändernder Gesamtbatteriekapazität im Energieszenario WEM und 4-Stundenspeicher als Großspeicher für das Jahr 2030. Eigene Modellierung (MUL/EVT).	55
Abbildung 15: Veränderung des mittleren Strompreises bei sich ändernder Gesamtbatteriekapazität im Energieszenario ÖNIP und 4-Stundenspeicher als Großspeicher für das Jahr 2040. Eigene Modellierung (MUL/EVT).	56
Abbildung 16: Verlauf der Leistung der Großspeicher (6,5 MW) und ihres Ladezustandes (jeweils normiert) sowie Darstellung des zeitgleichen Marktsignals im Ausschnitt vom 7. bis 13. Mai des modellierten Jahres 2030 für das Energiemengenszenario ÖNIP. Eigene Modellierung (MUL/EVT).	57
Abbildung 17: Residuallast ohne und mit Batterieeinsatz (Gesamtkapazität: 250 MW) im Ausschnitt vom 7. bis 13. Mai des modellierten Jahres 2030 für das Energiemengenszenario ÖNIP. Eigene Modellierung (MUL/EVT).	58
Abbildung 18: Veränderung des jährlichen volkswirtschaftlichen Netto-Nutzens durch den Einsatz von Batterien bei sich ändernder Gesamtbatteriekapazität im Energieszenario ÖNIP und 4-Stundenspeicher als Großspeicher für das Jahr 2030. Eigene Modellierung (MUL/EVT).	59
Abbildung 19: Veränderung des jährlichen volkswirtschaftlichen Netto-Nutzens durch den Einsatz von Batterien bei sich ändernder Gesamtbatteriekapazität im Energieszenario TYNDP24 und 4-Stundenspeicher als Großspeicher für das Jahr 2030. Eigene Modellierung (MUL/EVT).	59
Abbildung 20: Veränderung des jährlichen volkswirtschaftlichen Netto-Nutzens durch den Einsatz von Batterien bei sich ändernder Gesamtbatteriekapazität im Energieszenario WEM und 4-Stundenspeicher als Großspeicher für das Jahr 2030. Eigene Modellierung (MUL/EVT).	60
Abbildung 21: Kostensensitivität im Energieszenario ÖNIP und 4-Stundenspeicher als Großspeicher für das Jahr 2030. Sich änderndes Speicherzielbild und maximaler Netto-Nutzen in Abhängigkeit der CAPEX und OPEX für Batterien. Eigene Modellierung (MUL/EVT).	65
Abbildung 22: Kostensensitivität im Energieszenario TYNDP24 und 4-Stundenspeicher als Großspeicher für das Jahr 2030. Sich änderndes Speicherzielbild und maximaler Netto-Nutzen in Abhängigkeit der CAPEX und OPEX für Batterien. Eigene Modellierung (MUL/EVT).	66

Abbildung 23: Kostensensitivität im Energieszenario WEM und 4-Stundenspeicher als Großspeicher für das Jahr 2030. Sich änderndes Speicherzielbild und maximaler Netto-Nutzen in Abhängigkeit der CAPEX und OPEX für Batterien. Eigene Modellierung (MUL/EVT).	67
Abbildung 24: Vergleich des Speicherzielbildes mit Werten aus anderen Publikationen. Eigene Graphik (MUL/EVT). (Austrian Power Grid et al., 2025; Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie, 2024; ENTSO-E; ENTSG, 2025a; Siebenhofer et al., 2025)	70
Abbildung 25 Berechnungsformel von NPV und IRR	73
Abbildung 26 Gegensatz von Marktgröße und wirtschaftlicher Attraktivität von Energiemärkten (adaptiert von Emiel van Druten, 2025)	75
Abbildung 27 Verteilung der Day-Ahead Preise für Österreich (EPEX-Spot) über die vergangenen Jahre (eigene Darstellung auf Basis von Daten der EPEX-Spot)	79
Abbildung 28 NPV-Werte für Stand-alone Batterien unter normalen Netztarifen und pauschaler ElWG-Befreiung	87
Abbildung 29 IRR Werte für Stand-alone Batterien unter normalen Netztarifen und pauschaler ElWG-Befreiung für 2h und 4h Speicher	88
Abbildung 30 Vergleich der IRR bei PV-Co-location Speichern in einem repräsentativen Szenario unter Vergleich der Netzentgeltszenarien	90
Abbildung 31 IRRs bei PV-Colocation unter Vergleich Erhalt / Verlust der Marktprämie bei Zwischenspeicherung des Stroms aus der gekoppelten Erzeugungsanlage	91
Abbildung 32 Vergleich der IRR von Wind-Co-location Speichern in einem repräsentativen Szenario unter Vergleich der Netzentgeltszenarien	92
Abbildung 33 IRRs bei Wind-Co-location unter Vergleich Erhalt / Verlust der Marktprämie bei Zwischenspeicherung des Stroms aus der gekoppelten Erzeugungsanlage	93
Abbildung 34 IRR von Wind- & PV-Co-location	94
Abbildung 35 Übersicht der Wirtschaftlichkeiten unter Verwendung der Zukunftspreise aus der Systemmodellierung	96
Abbildung 36 Grafische Veranschaulichung monatlicher Anteile von Stunden mit negativen Strompreisen (Blautöne: Strompreise unter 0), Stand September 2025 (BMWET & AEA, 2025)	102
Abbildung 37 Häufigkeit der Betroffenheit von Tageszeiten im Jahr 2024 bei unterschiedlichen Periodendauern der Aussetzung der Marktprämie (BMWET & AEA, 2025).....	103

Abbildung 38 Anteil der technologiespezifischen Produktion in 6-h-Regel-Fenstern sowie allgemeiner Anteil der Jahresproduktion zu negativen Preisstunden im Jahr 2024 (BMWET & AEA, 2025)	104
Abbildung 39 IRR von PV-Co-location bei Herabsetzung der 6h Regel zum Verfall der Marktprämie bei negativen Preisen.....	105
Abbildung 40 PV-Abregelungsmengen im Co-location Case unter Variation der 6h Regel zum Entfall der Marktprämie	106
Abbildung 41 NPV eines Heimspeichers unter Variation der Stromtarife	112
Abbildung 42 Spezifische Kosten eines Batterieheimspeichers zwischen 0 und 50 kWh im Antragsjahr 2025, ausreißerbereinigt (Quelle: BMWET & AEA, 2025 auf Basis der Förderabrechnungsdaten OeMAG 2025)	113
Abbildung 43 Sensitivitätsanalyse NPV für Heimspeicher bezüglich CAPEX, OPEX und WACC unter Annahme von dynamischen Stromtarifen	114
Abbildung 44 Jährliche installierte Kapazität von Batteriespeichern in Europa 2024 - 2023 nach Batteriekategorie (SolarPower Europe, 2024)	116
Abbildung 45 Marktentwicklung der PV-Batteriespeicher (Technikum Wien GmbH & BMWET, 2025).....	117
Abbildung 46 Jährlicher Ausbau von PV und gekoppelten Heimspeichern in ausgewählten europäischen Ländern (2021-2023) (SolarPower Europe, 2024)	118
Abbildung 47 Netzbelastung bei unterschiedlichen Betriebsweisen von Heimspeichern (Energie- und Umweltagentur des Landes NÖ, n.d.)	120
Abbildung 48 Höhe der Reduktion des NPVs bei verschiedenen Batteriegrößen	122
Abbildung 49 Prozentsatz der Abregelungsmengen von PV bei unterschiedlichen Begrenzungen der netzwirksamen Leistung und Heimspeichergrößen	123
Abbildung 50 Residuallast eines Haushaltes im Zeitraum Mai bis August bei variierenden Stromtarifen.....	125
Abbildung 51 Veränderung der Wirtschaftlichkeit eines Heimspeichers bei Tarifwechsel	127
Abbildung 52 Analyse von Einspeiseprofilen bei dynamischen und statischen Einspeisetarifen anhand von Kund:innendaten aus den Niederlanden im Zeitraum Mai & Juni, SSO (Self-Sufficiency Optimized, Eigenverbrauchsoptimiert), ToU (Time-of-Use, mit dynamisiertem Einspeisetarif) (1KOMMA5°, 2025)	128
Abbildung 53 Übersicht über die Wahloptionen zur Erhöhung der Systemnützlichkeit bei Heimspeichern im Rahmen einer Förderung	137
Abbildung 54 Tabellarischer Vergleich der Optionen Förderung nach Rechnungsbetrag vs. Pauschalförderung bei Heimspeichern.....	141

Abbildung 55 Anteil der Konzepte an Netznutzungsentgelten in Europa (ACER, 2025)	148
Abbildung 56 Übersicht leistungsabhängige Entgelte in Europa (ACER, 2025).....	150
Abbildung 57 Verbreitung zeitvariabler Tarife im europäischen Kontext (ACER, 2025)	152
Abbildung 58 Einspeise- und Verbrauchsknoten für Netzentgelte für Speicher wie definiert durch die französische Regulierungsbehörde.....	155
Abbildung 59 Analyse der Reaktion von Endkund:innen auf dynamische und statische Bezugstarife (1KOMMA5°, 2025).....	157
Abbildung 60 Analyse von Einspeiseprofilen bei dynamischen und statischen Einspeisetarifen anhand von Kund:innendaten aus den Niederlanden (1KOMMA5°, 2025)	158
Abbildung 61 Boxplots des arithmetischen Mittelwerts monatlicher Spitzenlasten unter verschiedenen Tarifdesigns (Stefan Scheibl, 2025). TOU (Time of Use) = zeitvariabel; MPD (Measured Peak Demand) Leistungsbasiert auf Monatspeak	160
Abbildung 62 Mittelwerte gemessener Endkund:innenverbräuche aus dem Projekt INNOnet (unveröffentlichte Daten) in den Monaten Nov-Jan über den Tag mit dynamischen Netztarif (rechts) und ohne (links)	162
Abbildung 63 Ergebnisse für dynamische Tarife aus dem Projekt FriendlyCharge..	165
Abbildung 64 Ziele für neue Netzentgeltsystematik im AgNes Prozess	170
Abbildung 65 Analyse unterschiedlicher Netzentgeltsysteme auf Redispatch und Erlöse von Batteriespeichern (FfE, 2026).....	175
Abbildung 66: Modellierte ursprüngliche und durch netzdienlich geführte Batterien veränderte Residuallast für Österreich für 3. bis 10. Juni 2030. Energieszenario: TYNDP24. Gesamte installierte Kapazität: 5 GW. Eigene Modellierung (EVT/MUL).	182
Abbildung 67: Modellierte ursprüngliche und durch marktorientiert geführte Batterien veränderte Residuallast für Österreich für 3. bis 10. Juni 2030. Energieszenario: TYNDP24. Gesamte installierte Kapazität: 5 GW. Eigene Modellierung (EVT/MUL).	182
Abbildung 68: Modellierte ursprüngliche und durch eigenbedarfsoptimierte Batterien veränderte Residuallast für Österreich für 3. bis 10. Juni 2030. Energieszenario: TYNDP24. Gesamte installierte Kapazität: 5 GW. Eigene Modellierung (EVT/MUL).	183
Abbildung 69: Modellierte Residuallast Österreich 2030 und Leistungsbereiche, die zur Beschreibung der Netzbelastung herangezogen werden. Eigene Modellierung (EVT/MUL).....	184

Abbildung 70: Veränderung der Anzahl der Zeitschritte jenseits der mittleren Residuallast zzgl. 70%/95% der Differenz zwischen mittlere Residuallast und max. Residuallast. Eigene Modellierung (EVT/MUL).	186
Abbildung 71: Veränderung der Anzahl der Zeitschritte jenseits der mittleren Residuallast zzgl. 70%/95% der Differenz zwischen mittlere Residuallast und min. Residuallast. Eigene Modellierung (EVT/MUL).	186
Abbildung 72: Verteilung der Residuallast ohne Batterieeinsatz mit dem Mittelwert und der Standardabweichung. Eigene Auswertung (EVT/MUL).	187
Abbildung 73: Veränderung der Residuallast durch verschiedene Batterieeinsatzstrategien. 50% Colocation der Großbatteriespeicher bei netzdienlichem und marktorientiertem Betrieb. Eigene Auswertung (EVT/MUL)...	188
Abbildung 74: Erneuerbare Energiemengen bei verschiedenen Betriebsweisen. Normalisiert auf die marktorientierte Betriebsweise mit Netzbezug (50% Co-Location-Anteil der Großbatteriespeicher). Eigene Auswertung (EVT/MUL).	190
Abbildung 75: Überblick der Input-Daten für den ÖNIP 2040 Use-Case	197
Abbildung 76: Marktoptimiertes Lade- und Entladeverhalten der österreichischen Großbatteriespeicher für den ÖNIP 2040 Use-Case	198
Abbildung 77: Residuallast in einem beispielhaften Umspannwerksbezirk für den Zeitraum einer Woche im Juni vor und nach Einsatz eines Großbatteriespeichers .	200
Abbildung 78: Verortung der Großbatteriespeicher in Österreich für den ÖNIP 2040 Use-Case	201
Abbildung 79 Anzahl und kumulierte Leistung von Netzanschlussanträgen bei deutschen Übertragungsnetzbetreibern. Quelle: (Deutsche Übertragungsnetzbetreiber, 2026)	206
Abbildung 80 Gesamtübersicht des von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Reifegradverfahrens zur Priorisierung von Netzanschlussanträgen. Quelle: (Deutsche Übertragungsnetzbetreiber, 2026)	209
Abbildung 81 Ablauf und Bewertungslogik der Phase 2 im Reifegradverfahren zur Netzanschlusspriorisierung. Quelle: (Deutsche Übertragungsnetzbetreiber, 2026)	210
Abbildung 82 Übersicht der Bewertungskriterien und Punktesystem im Reifegradverfahren.	211
Abbildung 83 Kriterienübersicht und Gewichtung im Reifegradverfahren.	212
Abbildung 84 Schematische Darstellung eines flexiblen Netzzugangs für eine erneuerbare Erzeugungsanlage.	217
Abbildung 85 Der Einfluss von FCAs auf den wirtschaftlichen Ertrag von Speichern. Quelle: (FfE, 2026)	221
Abbildung 86 Netzboosterkonzept von Tennet GmbH.	233

Abbildung 87 Virtual Power Line. Grafik adaptiert aus IRENA Bericht.....	234
Abbildung 88 Überblick über regulatorische Optionen für Speicherbetrieb von Netzbetreibern nach dem ElWG adaptiert aus (Fink et al., 2025).....	239
Abbildung 89 Methodik der Potenzialabschätzung für Bidirektionales Laden	246
Abbildung 90 Optimistische Schätzung der Potenziale für Speicherleistung und Kapazität aus bidirektionalem Laden (Projekt Speicherpot)	247
Abbildung 91 Befreiungen bzw. Reduktionen des Netzananschlussentgelts.....	278
Abbildung 92: Veränderung des mittleren Strompreises bei sich ändernder Gesamtbatteriekapazität im Energieszenario ÖNIP und 2-Stundenspeicher als Großspeicher für das Jahr 2030. Eigene Modellierung (MUL/EVT).....	408
Abbildung 93: Veränderung des mittleren Strompreises bei sich ändernder Gesamtbatteriekapazität im Energieszenario TYNDP24 und 2-Stundenspeicher als Großspeicher für das Jahr 2030. Eigene Modellierung (MUL/EVT).....	408
Abbildung 94: Veränderung des mittleren Strompreises bei sich ändernder Gesamtbatteriekapazität im Energieszenario WEM und 2-Stundenspeicher als Großspeicher für das Jahr 2030. Eigene Modellierung (MUL/EVT).....	409
Abbildung 95: Veränderung des mittleren Strompreises bei sich ändernder Gesamtbatteriekapazität im Energieszenario TYNDP und 4-Stundenspeicher als Großspeicher für das Jahr 2040. Eigene Modellierung (MUL/EVT).....	410
Abbildung 96 Veränderung des mittleren Strompreises bei sich ändernder Gesamtbatteriekapazität im Energieszenario WEM und 4-Stundenspeicher als Großspeicher für das Jahr 2040. Eigene Modellierung (MUL/EVT).....	410
Abbildung 97: Veränderung des jährlichen volkswirtschaftlichen Netto-Nutzens durch den Einsatz von Batterien bei sich ändernder Gesamtbatteriekapazität im Energieszenario ÖNIP und 2-Stundenspeicher als Großspeicher für das Jahr 2030. Eigene Modellierung (MUL/EVT).	411
Abbildung 98: Veränderung des jährlichen volkswirtschaftlichen Netto-Nutzens durch den Einsatz von Batterien bei sich ändernder Gesamtbatteriekapazität im Energieszenario TYNDP24 und 2-Stundenspeicher als Großspeicher für das Jahr 2030. Eigene Modellierung (MUL/EVT).	412
Abbildung 99: Veränderung des jährlichen volkswirtschaftlichen Netto-Nutzens durch den Einsatz von Batterien bei sich ändernder Gesamtbatteriekapazität im Energieszenario WEM und 2-Stundenspeicher als Großspeicher für das Jahr 2030. Eigene Modellierung (MUL/EVT).	412
Abbildung 100: Kostensensitivität im Energieszenario ÖNIP und 2-Stundenspeicher als Großspeicher für das Jahr 2030. Sich änderndes Speicherzielbild und maximaler	

Netto-Nutzen in Abhängigkeit der CAPEX und OPEX für Batterien. Eigene Modellierung (MUL/EVT).	413
Abbildung 101: Kostensensitivität im Energieszenario TYNDP24 und 2-Stundenspeicher als Großspeicher für das Jahr 2030. Sich änderndes Speicherzielbild und maximaler Netto-Nutzen in Abhängigkeit der CAPEX und OPEX für Batterien. Eigene Modellierung (MUL/EVT).....	414
Abbildung 102: Kostensensitivität im Energieszenario WEM und 2-Stundenspeicher als Großspeicher für das Jahr 2030. Sich änderndes Speicherzielbild und maximaler Netto-Nutzen in Abhängigkeit der CAPEX und OPEX für Batterien. Eigene Modellierung (MUL/EVT).	415
Abbildung 103 Anzahl der Stunden mit negativen Preisen in Österreich zwischen 2015 und 2025.....	418
Abbildung 104 Anzahl der negativen Stunden, sowie der Tageszeiten mit negativen Stunden zwischen 2015 und 2025	418
Abbildung 105 Detailübersicht NPV PV-Colocation unter Variation der Batteriedimensionierung.....	419
Abbildung 106 Detailübersicht IRR PV-Colocation unter Variation der Batteriedimensionierung.....	420
Abbildung 107 Detailübersicht NPV PV-Colocation: Verlust vs. Erhalt der Marktprämie.....	420
Abbildung 108 Detailübersicht NPV Wind-Colocation unter Variation der Batteriedimensionierung.....	421
Abbildung 109 Detailübersicht IRR Wind-Colocation unter Variation der Batteriedimensionierung.....	422
Abbildung 110 Detailübersicht NPV Wind-Colocation: Verlust vs. Erhalt der Marktprämie.....	422
Abbildung 111 Detailübersicht NPV Hybrid-Colocation unter Variation der Batteriedimensionierung.....	423
Abbildung 112 Detailübersicht IRR Hybrid-Colocation unter Variation der Batteriedimensionierung.....	424
Abbildung 113 Überblick über zusätzliche Markterlöse durch Batterie in verschiedenen Szenarien.....	424
Abbildung 114 Auswirkungen der Reduktion der NWL auf den NPV bei unterschiedlicher Batteriekapazität.....	426
Abbildung 115 Reduktion des NPVs bei Reduktion der NWL und unterschiedlichen Tarifen.....	427
Abbildung 116 PV-Abregelungsmengen bei verschiedenen Tarifkonstellationen ...	428

Abbildung 117 PV-Abregelungsmengen bei unterschiedlichen Reduktionen der netzwirksamen Leistung	429
Abbildung 118 Residuallast eines Heimspeichers unter Variation der Reduktion der netzwirksamen Leistung	429

Literaturverzeichnis

- IKOMMA5°. (2025). *Anhang: Einblicke Kundendaten IKOMMA5°*.
- ACER. (2025). *Getting the signals right: Electricity network tariff methodologies in Europe* (Getting the signals right: Electricity network tariff methodologies in Europe ACER report on network tariff practices). ACER.
- Anforderungen an Batteriespeichersysteme -Zusätzliche Technische Anforderungen an Batteriespeichersysteme mit Anschluss am Höchstspannungsnetz*. (2024, December 16). <https://www.netztransparenz.de/de-de/%C3%9Cber-uns/Studien-und-Positionspapiere/Anforderungen-an-Batteriespeichersysteme>
- Australian Energy Market Commission (AEMC). (n.d.). *System strength: Getting the grid sorted*. Retrieved March 3, 2026, from <https://www.aemc.gov.au/strong-system-future-grid>
- Austrian Power Grid, Bundesverband Photovoltaic Austria, Technische Universität Graz, & d-fine. (2025). *Flexibilitäts- und Speicherbedarf im österreichischen Energiesystem*. https://pvaustria.at/wp-content/uploads/Flexibilitaets_und_Speicherbedarf_im_AT_Energiesystem_APG_PV-Austria_TU-Graz_d-fine.pdf
- Bachhiesl, U., Wogrin, S., Gaugl, R., Konrad, A., Kienberger, T., Nagovnak, P., Wallner, S., Kühberger, L., Vouk, T., Cvetkovska, R., Kettner-Marx, C., Sommer, M., Streicher, G., Wretschitsch, E., & Markytan, S. (2023). *InfraTrans2040: Methodikdokument*. https://www.tugraz.at/fileadmin/user_upload/Institute/IEE/files/2023-06-30_InfraTrans2040_Methodikdokument_v2.pdf
- BET Consulting & Aecoute. (2026). *Gutachten Vergleich der Netzentgelte und Netzentgelt-systematiken in Europa für Strom*.

BMWET & AEA. (2025). 3. *Gutachten zu den Betriebs- und Investitionsförderungen im Rahmen des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes.*

<https://www.bmwet.gv.at/Themen/Energie/erneuerbare-energie/eag-gutachten-evaluierung.html#3-gutachten-zu-den-betriebs-und-investitionsfoerderungen-im-rahmen-des-erneuerbaren-ausbau-gesetzes-eag--02-1>

Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie. (2024). *Integrierter österreichischer Netzinfrastukturplan.*

<https://www.bmwet.gv.at/dam/jcr:f67c2aa8-4019-4e7b-94ae-e1c847911a05/Integrierter-oesterreichischer-Netzinfrastukturplan.pdf>

Bundesnetzagentur. (2025). *Dynamische Netzentgeltkomponente:*

Orientierungspunkte der BNetzA. Bundesnetzagentur.

https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/GBK_Termine/Downloads/2026/01_2026/14.01./AgNes_Orientierungspunkte_Dynamisierung.pdf?__blob=publicationFile&v=3

Bundesnetzagentur. (2026). *Speichernetzentgelte: Orientierungspunkte der BNetzA.*

Bundesnetzagentur.

https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/GBK_Termine/Downloads/2026/01_2026/30.01./Orientierungspunkte_Speichernetzentgelte.pdf?__blob=publicationFile&v=3

Christian Messner. (2025, March). *Heimspeichersysteme.*

Christoph Wanzenböck & Stefan Vögel. (2023). *Empfehlungen für Förderkriterien zur Forcierung von Systemnutzen für mittlere- und große Batteriestromspeicher.*

Commission Notice – Guidance on Efficient and Timely Grid Connections, COM,

ENER (2025). <http://data.europa.eu/eli/C/2025/6703/oj>

De Santi, F., Meeus, L., Beckstedde, E., Delarue, E., & Vitiello, S. (2025). Managing connection queues in distribution networks with flexible connection agreements. *Applied Energy*, 396, 126260.

<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2025.126260>

Deutsche Übertragungsnetzbetreiber. (2026). *Reifegradverfahren für Netzanschlüsse an das Übertragungsnetz—Konzept der Übertragungsnetzbetreiber*.

Directorate-General for Energy (European Commission), Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research ISI, Guidehouse, Fraunhofer Research Institution for Energy Infrastructures and Geotechnologies IEG, Regional Centre for Energy Policy Research (REKK), Kesselring, Anne, Liesenhoff, Fabian, Haendel, Michael, Klobasa, Marian, Anatolitis-Pelka, Sabine, Bons, Marian, Pernot, Sjoerd, Stute, Judith, Oberle, Stella, Timofeeva, Elena, Szabó, László, Vékony, András, & Varga, Katalin. (2025). *Study on network development planning, tariff structures and connection requests for electricity distribution grids: Final report*. Publications Office of the European Union.

<https://data.europa.eu/doi/10.2833/9351025>

E-Bridge Consulting. (2025). *Effizienzprüfung marktgestützter Beschaffung von nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistungen (nfSDL)*. https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/E-Bridge_Bericht_E-Control_nfSDL-Studie_20250411.pdf/c496d47c-7136-ca22-44d1-0b50578367ab?t=1755519432514

- E-Control. (2021). *Statistikbroschüre 2021. Berichtsjahr 2020*. <https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/E-Control-Statbro-2021.pdf/83442b63-df8c-a732-7152-8df34986c2c3?t=1636364279845>
- E-Control. (2025). *Statistikbroschüre 2025. Berichtsjahr 2024*. <https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/E-Control-Statistikbroschuere-2025-barrierefrei.pdf/d601e4a2-8f47-3b3c-eb78-884b9ade6f8c?t=1765983087192>
- E-Control. (2026). *Erhebung Netzanschluss. Jahresbericht 2026*. <https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/Erhebung+Netzanschluss+Jahresbericht+2025+%281%29.pdf/517c47b2-ac96-8e33-6f8f-717bb92ebdda?t=1773649251336>
- Edmunds, C., Galloway, S., & Gill, S. (2017). Distributed electricity markets and distribution locational marginal prices: A review. *2017 52nd International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, 1–6. <https://doi.org/10.1109/UPEC.2017.8231963>
- EirGrid. (n.d.). *DS3 Programme—Delivering a Secure Sustainable Electricity System*. Retrieved March 3, 2026, from <https://www.eirgrid.ie/ds3-programme-delivering-secure-sustainable-electricity-system>
- ElectraNet. (n.d.). *ESCRI-SA Battery Energy Storage: Final Knowledge Sharing Report*. Retrieved March 3, 2026, from <https://arena.gov.au/assets/2021/04/escr-sa-battery-energy-storage-final-report.pdf>
- Emiel van Druten. (2025, December 3). *De rol van batterijen in het toekomstige energienetwerk (TenneT TSO)*.
- Energie- und Umweltagentur des Landes NÖ. (n.d.). *Ratgeber PV und Speicher*.

Energy Networks Association. (n.d.). *Flexibility Connections: Explainer and Q&A*.

Retrieved March 3, 2026, from

[https://www.energynetworks.org/assets/images/Resource%20library/ON21-PRJ%20Open%20Networks%20Flexibility%20Connections%20Explainer%20and%20Q&A%20\(19%20Aug%202021\).pdf](https://www.energynetworks.org/assets/images/Resource%20library/ON21-PRJ%20Open%20Networks%20Flexibility%20Connections%20Explainer%20and%20Q&A%20(19%20Aug%202021).pdf)

ENTSO-E; ENTSOG. (2025a). *Draft 2026 TYNDP Scenarios Input Data and Methodologies* [Entwurf zur Konsultation]. <https://2026.entsos-tyndp-scenarios.eu/download/>

ENTSO-E; ENTSOG. (2025b). *Ten-Year Network Development Plan 2024*. https://2024.entsos-tyndp-scenarios.eu/wp-content/uploads/2025/01/TYNDP_2024_Scenarios_Methodology_Report_Final_Version_250128.pdf

European Commission. Directorate General for Energy., Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research ISI., Guidehouse., McKinsey & Company, Inc., Toegepast natuurwetenschappelijk onderzoek., Trinomics., & Utrecht University. (2023). *Study on energy storage*. Publications Office. <https://doi.org/10.2833/333409>

FfE. (2026). *Kooperationsforum Großbatteriespeicher Ein gemeinsames Diskussionspapier zu aktuellen Herausforderungen und tragfähigen Lösungen*. Forschungsstelle für Energiewirtschaft.

Fink, S., Kroger, B., Stockreiter, B., Prasser, M., Ortmann, P., Patha, A., Schwalbe, R., Monsberger, C., Maggauer, K., & Schwabeneder, D. (2025). *Regulatorische und techno-ökonomische Analyse zu netzdienlichem Einsatz von Elektrolyse in der Steiermark—Im Veröffentlichungsprozess*.

- Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. (2024). *Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien*.
https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2024_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf
- Hofmann, M., Bjarghov, S., Sæle, H., & Lindberg, K. B. (2025). Grid tariff design and peak demand shaving: A comparative tariff analysis with simulated demand response. *Energy Policy*, 198, 114475.
<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2024.114475>
- Jin, X., Wu, Q., & Jia, H. (2020). Local flexibility markets: Literature review on concepts, models and clearing methods. *Applied Energy*, 261, 114387.
<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.114387>
- Lauvergne, T. (2025, November 4). *TURPE 7 Explained: How France's new grid tariff rewards battery flexibility - Research*. Modo Energy.
<https://modoenergy.com/research/en/france-grid-tariff-fee-battery-turpe>
- Monterde, M. R., Alvarez, E. F., & Valarezo, O. (2025). Non-Firm Grid Connections: A Review of Access Types, Mechanisms, and Regulatory Frameworks. *Current Sustainable/Renewable Energy Reports*, 12(1), 23.
<https://doi.org/10.1007/s40518-025-00268-7>
- National Energy System Operator (NESO). (n.d.). *Stability Network Services*. Retrieved March 3, 2026, from <https://www.neso.energy/industry-information/balancing-services/network-services/stability-network-services>
- National Renewable Energy Laboratory. (2025). *Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2025 Update*. <https://docs.nrel.gov/docs/fy25osti/93281.pdf>
- Neon Energy & Consentec. (2026). *Systemdienlichkeit von Großbatterien* [KURZSTUDIE].

- O'Connell, N., Wu, Q., Ostergaard, J., Nielsen, A. H., Cha, S. T., & Ding, Y. (2011). Electric Vehicle (EV) charging management with dynamic distribution system tariff. *2011 2nd IEEE PES International Conference and Exhibition on Innovative Smart Grid Technologies*, 1–7.
<https://doi.org/10.1109/ISGTEurope.2011.6162740>
- Olivella-Rosell, P., Lloret-Gallego, P., Munné-Collado, Í., Villafafila-Robles, R., Sumper, A., Ottessen, S., Rajasekharan, J., & Bremdal, B. (2018). Local Flexibility Market Design for Aggregators Providing Multiple Flexibility Services at Distribution Network Level. *Energies*, *11*(4), 822.
<https://doi.org/10.3390/en11040822>
- Open Energy Transition, Gilon, T., Rüdts, D., Hörsch, J., Gaete-Morales, C., Meng, M., Zeyen, E., Usher, W., Frysztacki, M. M., & Parzen, M. (2026). Open-TYNDP: Interfacing Open Energy System Planning with ENTSO-E Models and Contributing to TYNDP. In *This repository introduces the open model dataset of the Open-TYNDP research and innovation project: Which is a collaboration between Open Energy Transition (OET) and the European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E). The project's aim is to explore and Consider the adoption of PyPSA in the Ten-Year Network Development Plan* (Version v0.5.1, p. encouraging broader global adoption.) [Computer software]. Zenodo.
<https://doi.org/10.5281/ZENODO.18672148>
- Papavasiliou, A. (2018). Analysis of Distribution Locational Marginal Prices. *IEEE Transactions on Smart Grid*, *9*(5), 4872–4882.
<https://doi.org/10.1109/TSG.2017.2673860>

- Peter Cuony. (2025, November 4). *Innovative Ansätze aus der Schweiz für die Integration von PV ins System* [Präsentation].
- Position Paper on Grid Connections. (n.d.). *Energy Storage Europe*. Retrieved March 9, 2026, from <https://energystorageeurope.eu/publication/position-paper-on-grid-connections/>
- Residential Battery Storage. (2022). In *Annual Technology Baseline*.
https://atb.nrel.gov/electricity/2022/residential_battery_storage
- Rupert Wychera & Johannes Kathan. (2025, November 24). *Begleitforschung Großbatteriespeicher* [Präsentation beim “Science Brunch”].
<https://www.klimafonds.gv.at/wp-content/uploads/2025/11/Praesentationen-Science-Brunch-2025.pdf>
- SA Power Networks. (n.d.). *Flexible Exports*. Retrieved March 3, 2026, from <https://www.sapowernetworks.com.au/industry/flexible-exports/>
- Sabillon, C., Mohamed, A. A., Venkatesh, B., & Golriz, A. (2019). Locational Marginal Pricing for Distribution Networks: Review and Applications. *2019 IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC)*, 1–5.
<https://doi.org/10.1109/EPEC47565.2019.9074794>
- Schittekatte, T., & Meeus, L. (2020). Flexibility markets: Q&A with project pioneers. *Utilities Policy*, 63, 101017. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2020.101017>
- Shahzad, S., Abbasi, M. A., Shahid, M. B., & Guerrero, J. M. (2024). Unlocking the potential of long-duration energy storage: Pathways to net-zero emissions through global innovation and collaboration. *Journal of Energy Storage*, 97, 112904. <https://doi.org/10.1016/j.est.2024.112904>
- Siebenhofer, D., Wallner, S., Vouk, T., Baumann, M., & Kienberger, T. (2025). *SpeicherPot: Speicherpotentiale in Österreich 2030 und 2040. Single-Node-*

Ergebnisse zur OVE-Tagung 2025.

<https://www.springerprofessional.de/speicherpot-speicherpotentiale-in-oesterreich-2030-und-2040/51589914>

Simoglou, C. K., & Biskas, P. N. (2023). Capacity Mechanisms in Europe and the US: A Comparative Analysis and a Real-Life Application for Greece. *Energies*, 16(2), 982. <https://doi.org/10.3390/en16020982>

Singh, P. P., Wen, F., & Palu, I. (2021). Dynamic Network Tariff in Practices: Key Issues and Challenges. *2021 IEEE 4th International Conference on Computing, Power and Communication Technologies (GUCON)*, 1–6. <https://doi.org/10.1109/GUCON50781.2021.9573767>

SolarPower Europe. (2024). *European Market Outlook for Battery Storage 2024-2028*. SolarPower Europe.

Stefan Scheibl. (2025, June 18). *Impact of dynamic electricity grid tariffs on charging behavior of private electric vehicles*.

Technikum Wien GmbH & BMWET. (2025). *PV-Batteriespeichersysteme Marktentwicklung 2024*. Bundesministerium für Wirtschaft, Energie und Tourismus, Technikum Wien GmbH.

TenneT Germany. (2025). *Netzbooster*. <https://www.tennet.eu/de/uebertragungsnetz/innovationen-und-flexibilitaet/netzbooster>

Terna. (n.d.). *Pilot Storage Projects*. Retrieved March 3, 2026, from <https://www.terna.it/en/electric-system/innovation-managing-electricity-system/pilot-storage-projects>

- Tielens, P., & Van Hertem, D. (2016). The relevance of inertia in power systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 55, 999–1009.
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.11.016>
- Umweltbundesamt. (2025). *Energie- und Treibhausgas-Szenarien 2025. WEM 2025 und WAM 2025 mit Zeitreihen von 2020 bis 2050*.
<https://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/publikationen/rep0995.pdf>
- Utility-Scale Battery Storage. (2022). In *Annual Technology Baseline*.
https://atb.nrel.gov/electricity/2022/utility-scale_battery_storage
- Wallner, S., Vouk, T., Siebenhofer, D., & Kienberger, T. (2025). Locating and dispatching flexibility in spatially resolved energy system models: A case study of Austria. *E+i Elektrotechnik Und Informationstechnik*, 142(7–8), 470–483. <https://doi.org/10.1007/s00502-025-01344-y>
- Wang, K., Lai, X., Wen, F., Singh, P. P., Mishra, S., & Palu, I. (2023). Dynamic network tariffs: Current practices, key issues and challenges. *Energy Conversion and Economics*, 4(1), 23–35. <https://doi.org/10.1049/enc2.12079>

Abkürzungen

Abkürzung	Ausgeschriebene Form
Abs.	Absatz
ACER	Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (EU)
AEA	Österreichische Energieagentur
AEMC	Australian Energy Market Commission
AEUV	Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union
AFB	Allgemeine Förderbedingungen
AFB-MP	Allgemeine Förderbedingungen – Marktprämie
AG	Aktiengesellschaft
AgNes	Allgemeine Netzentgeltsystematik (Deutschland)
AIT	AIT Austrian Institute of Technology GmbH
ANB	Allgemeine Netzbedingungen
ANB-VO	Verordnung über Allgemeine Netzbedingungen
AP	Arbeitspaket
APCS	APCS Power Clearing and Settlement AG
APG	Austrian Power Grid AG
Art.	Artikel
AVG	Allgemeines Verwaltungsverfahrensgesetz (Österreich)
AWG	Abfallwirtschaftsgesetz (Österreich)
BEG	Bürgerenergiegemeinschaft
BESS	Batterie-Energiespeichersystem (Battery Energy Storage System)
BET	BET Consulting (Beratungsunternehmen; Eigenname)
BGBI.	Bundesgesetzblatt
BKZ	Baukostenzuschuss
BMF	Bundesministerium für Finanzen (Österreich)
BMK	Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (Österreich; historischer Ressortname)
BMLFUW	Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft (Österreich; historischer Ressortname)
BMLRT	Bundesministerium für Landwirtschaft, Regionen und Tourismus (Österreich; historischer Ressortname)
BMSGPK	Bundesministerium für Soziales, Gesundheit, Pflege und Konsumentenschutz (Österreich; historischer Ressortname)
BMVIT	Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie (Österreich; historischer Ressortname)

CAES	Druckluftspeicher (Compressed Air Energy Storage)
CAPEX	Investitionsausgaben (Capital Expenditure)
CEF	Connecting Europe Facility (EU-Förderinstrument)
CHP	Kraft-Wärme-Kopplung (Combined Heat and Power)
ControlG	Energie-Control-Gesetz (Österreich; Schreibvariante im Bericht)
CPO	Charge Point Operator (Ladepunktbetreiber)
CO2	Kohlenstoffdioxid (CO ₂)
CPP	Critical Peak Pricing (Tarif mit kritischen Spitzenpreisen)
CRE	Commission de régulation de l'énergie (Frankreich)
DA	Day-Ahead (Spotmarkt am Vortag)
DC	Gleichstrom (Direct Current)
DE	Deutschland
DER	Dezentrale Energie-/Erzeugungsressourcen (Distributed Energy Resources)
DLMP	Distribution Locational Marginal Pricing (lokationsabhängige Grenzpreise im Verteilnetz)
DoD	Entladetiefe (Depth of Discharge)
DSO	Verteilnetzbetreiber (Distribution System Operator)
E-Control	Energie-Control Austria (Regulierungsbehörde für Elektrizität und Erdgas in Österreich)
E-ControlG	Energie-Control-Gesetz (Österreich)
EABG	Energieanlagen-Beschleunigungsgesetz (Österreich; Entwurf)
EABG-ME	Ministerialentwurf zum Energieanlagen-Beschleunigungsgesetz (Österreich)
EAG	Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (Österreich)
EAG-IZV	EAG-Investitionszuschüsseverordnung (Österreich)
EBM	Elektrizitätsbinnenmarkt
EBM-RL	Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie (EU) 2019/944
EBM-VO	Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung (EU) 2019/943
EDA	Energiewirtschaftlicher Datenaustausch
EDF	Électricité de France (Frankreich; Konzern)
EEG	Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft (AT/EU) / Erneuerbare-Energien-Gesetz (DE)
EMS	Energiemanagementsystem
ENTSO-E	Europäisches Netz der Übertragungsnetzbetreiber für Strom (European Network of Transmission System Operators for Electricity)
ENTSO-G	Europäisches Netz der Fernleitungsnetzbetreiber für Gas (European Network of Transmission System Operators for Gas)

EnWG	Energiewirtschaftsgesetz (Deutschland)
EPEX	EPEX SPOT (European Power Exchange; Strombörse)
ETG	Elektrotechnikgesetz 1992 (Österreich)
EU	Europäische Union
EUR	Euro
EuGH	Gerichtshof der Europäischen Union
EV	Elektrofahrzeug (Electric Vehicle)
EVT	Energieverbundtechnik (Lehrstuhl Montanuniversität Leoben)
EWG	Europäische Wirtschaftsgemeinschaft
EirGrid	EirGrid (irischer Übertragungsnetzbetreiber; Eigenname)
EIWG	Elektrizitätswirtschaftsgesetz (Österreich)
EIWG-RV	Regierungsvorlage zum EIWG
EIWG-Regelung	Regelung(en) im EIWG
EIWOG	Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (Österreich; inkl. EIWOG 2010)
ElectraNet	ElectraNet (australischer Netzbetreiber; Eigenname)
FfE	Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (Deutschland)
FCA	Flexibler Netzzugang (Flexible Connection Agreement)
FFH-RL	Fauna-Flora-Habitat-Richtlinie (92/43/EWG)
FlexPV50	FlexPV50 (Szenario/Produkt; PV-Einspeisebegrenzung 50 %)
FlexPV60	FlexPV60 (Szenario/Produkt; PV-Einspeisebegrenzung 60 %)
ForstG	Forstgesetz (Österreich)
GP	Grundpreis
GV	Grundsatzverordnung
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
GewO	Gewerbeordnung (Österreich)
GmbH	Gesellschaft mit beschränkter Haftung
H2	Wasserstoff (H ₂)
HKN	Herkunftsnachweis(e)
HTA	Haute Tension A (Frankreich; Spannungsebene)
HTB	Haute Tension B (Frankreich; Spannungsebene)
HTB1	Haute Tension B1 (Frankreich; Hochspannungs-Subtransmissionsebene)
HTB2	Haute Tension B2 (Frankreich; Hochspannungs-/Übertragungsnetzebene)

Hz	Hertz
ID	Intraday (Kurzfristmarkt)
IRENA	Internationale Organisation für erneuerbare Energien (International Renewable Energy Agency)
IRR	Interner Zinsfuß (Internal Rate of Return)
ISE	Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE
ISO	Internationale Organisation für Normung (International Organization for Standardization)
IT	Informationstechnologie
IZV	Investitionszuschüsseverordnung (Österreich; EAG)
KELAG	Kärntner Elektrizitäts-Aktiengesellschaft
KG	Kommanditgesellschaft
KLIEN	Klima- und Energiefonds (Österreich; Schreibvariante)
KPI	Schlüsselkennzahl (Key Performance Indicator)
KW	Kilowatt
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KenV	Elektrizitätskennzeichnungsverordnung (Österreich)
KenV-Novelle	Novelle zur Elektrizitätskennzeichnungsverordnung
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau (Deutschland)
LCOE	Stromgestehungskosten (Levelized Cost of Electricity)
LDC	Lastdauerlinie (Load Duration Curve)
LEG	Lokale Energiegemeinschaft (Local Energy Community) / unspecified
LFM	Lokaler Flexibilitätsmarkt (Local Flexibility Market)
Li-Ion	Lithium-Ionen-Batterie
LMP	Lokational Marginal Pricing (lokaler Grenzpreis)
LP	Lineare Programmierung (Linear Programming)
ME	Ministerialentwurf
MILP	Gemischt-ganzzahlige lineare Programmierung (Mixed-Integer Linear Programming)
MP	Marktprämie
MPD	Measured Peak Demand (leistungsbasiert)
MUL	Montanuniversität Leoben
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
NAE	Netzanschlussentgelt

NE	Netzebene
NEP	Netzentwicklungsplan
NESO	National Energy System Operator (Vereinigtes Königreich)
NL	Niederlande
NPV	Kapitalwert (Net Present Value)
NREL	National Renewable Energy Laboratory (USA)
NTC	Net Transfer Capacity/Capacities (Grenzkuppelkapazität)
NWL	Netzwirksame Leistung
NÖ	Niederösterreich
NaS	Natrium-Schwefel-Batterie
Nr.	Nummer
OPEX	Betriebsausgaben (Operational Expenditure)
OSeMOSYS	Open Source Energy Modelling System (Open-Source-Energiesystemmodell)
OeMAG	OeMAG Abwicklungsstelle für Ökostrom AG / EAG-Abwicklungsstelle (Österreich)
P2G	Power-to-Gas (Strom-zu-Gas; meist Wasserstoff)
PECD	Pan-European Climate Database (Wetter-/Klimadatenbasis für Energiemodellierung)
PEMMDB	Pan European Market Modelling Database
PHIOS	PHIOS GmbH (Unternehmen; Eigenname)
PHS	Pumpspeicher (Pumped Hydro Storage)
PSW	Pumpspeicherkraftwerk
PV	Photovoltaik
PtG	Power-to-Gas (Strom-zu-Gas; meist Wasserstoff)
RE	Renewable Energy (Erneuerbare Energien; z.B. in Firmennamen)
RED	EU-Erneuerbare-Energien-Richtlinie (Renewable Energy Directive)
RES	Erneuerbare Energien (Renewable Energy Sources)
RINGO	RINGO (Netzspeicher-/Flexibilitätsprojekt von RTE; Eigenname)
RIS	Rechtsinformationssystem des Bundes (Österreich)
RIVACON	RIVACON (Projekt-/Toolname; Eigenname)
RL	Richtlinie
ROG	Raumordnungsgesetz (Kontext: Bau-/Planungsrecht)
RSAP	Sommer Niedrigtarif Netz um die Mittagszeit in Österreich
RTE	Réseau de Transport d'Électricité (Frankreich; Übertragungsnetzbetreiber)
RTP	Real-Time Pricing (Echtzeit-Bepreisung)

RV	Regierungsvorlage
RWTH	Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen
SA	Stand-alone (Einzelspeicher ohne Co-Location)
SNE	Systemnutzungsentgelte
SNE-GV	Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung
SNE-TV	Systemnutzungsentgelte-Tarifverordnung
SNE-V	Systemnutzungsentgelte-Verordnung
SOC	Ladezustand (State of Charge)
SUP	Strategische Umweltprüfung
SUP-RL	SUP-Richtlinie (Richtlinie über die Strategische Umweltprüfung)
SaaS	Software as a Service
SetHUB	SetHUB (Projekt-/Toolname; Eigenname)
SoC	Ladezustand (State of Charge)
SpeicherPot	SpeicherPot (Projekt-/Toolname; Eigenname)
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung (Deutschland)
TOR	Technische und organisatorische Regeln (Österreich)
TSO	Übertragungsnetzbetreiber (Transmission System Operator)
TSO-DSO	Koordination zwischen TSO und DSO
TURPE	Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (Frankreich; Netznutzungstarif)
TV	Tarifverordnung
TWh	Terawattstunde
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan (europäischer Netzentwicklungsplan)
TenneT	TenneT (Übertragungsnetzbetreiber NL/DE; Eigenname)
ToU	Time-of-Use (zeitvariable Tarifstruktur)
Trans-netBW	TransnetBW (Übertragungsnetzbetreiber DE; Eigenname)
UK	Vereinigtes Königreich
USA	Vereinigte Staaten von Amerika
UVP	Umweltverträglichkeitsprüfung
UVP-G	Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetz (Österreich)
VG	Verwaltungsgericht
V2B	Vehicle-to-Building (bidirektionales Laden: Fahrzeug ↔ Gebäude)
V2G	Vehicle-to-Grid (bidirektionales Laden: Fahrzeug ↔ Netz)
V2H	Vehicle-to-Home (bidirektionales Laden: Fahrzeug ↔ Haushalt)

V2X	Vehicle-to-Everything (bidirektionales Laden: Fahrzeug ↔ Umgebung/System)
VIB	Versorgungsinfrastrukturbeitrag
VINK	Vollständig Integrierten Netzkomponente
VNB	Verteilernetzbetreiber
VO	Verordnung
VPP	Virtuelles Kraftwerk (Virtual Power Plant)
VRE	Variable erneuerbare Energien (Variable Renewable Energy)
VRFB	Vanadium-Redox-Flow-Batterie (Vanadium Redox Flow Battery)
VfGH	Verfassungsgerichtshof (Österreich)
VwGH	Verwaltungsgerichtshof (Österreich)
WACC	Gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten (Weighted Average Cost of Capital)
WEM	With Existing Measures (Szenario)
WRG	Wasserrechtsgesetz 1959 (Österreich)
WRRL	Wasserrahmenrichtlinie (EU) 2000/60/EG
z.B.	zum Beispiel
ZEV	Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (Schweiz)
kV	Kilovolt
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
kWp	Kilowatt-Peak (Nennleistung Erzeugungsanlage)
ÖNIP	Integrierter Österreichischer Infrastrukturplan (ÖNIP)
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber

