

Mit Unterstützung von Bund, Land und Europäischer Union

 Bundesministerium
Land- und Forstwirtschaft,
Regionen und Wasserwirtschaft



Europäischer
Landwirtschaftsfonds für
die Entwicklung des
ländlichen Raums
Hier investiert Europa in
die ländlichen Gebiete



Speicher-Sondierung zur Netzentlastung im Joglland

Finale Version

Endbericht

Projektträger:	4ward Energy Research GmbH
VHA:	VHA 19.2.1
LAG:	Kraftspendedörfer Joglland

Inhalt

Glossar	3
1 Einleitung	8
1.1 Ausgangssituation und Problemstellung	8
1.2 Zentrale Herausforderungen	10
1.3 Ziele des Projektes	11
1.4 Änderungen der Rahmenbedingungen im Projektverlauf	12
1.5 Regionsbeschreibung	14
2 Grundlagen zu den Batteriespeichersystemen	18
2.1 Zusammenfassung Batteriespeichersysteme	18
2.2 Wirtschaftliche Parameter Batteriespeichersysteme	21
2.3 Technische Parameter relevanter Batteriespeichersysteme	22
3 Identifikation von potenziellen Speicherstandorten / Aufstellungsorte für Batteriespeichersysteme	24
3.1 Netz- und Energieinfrastruktur im Joglland	25
3.2 Aufstellungsort aus Perspektive der Netztopologie	28
3.3 Aufstellungsort aus Perspektive der Erzeugungs- oder Verbrauchsanlage	32
3.4 Geplante Stromnetzausbaumaßnahmen, geplante E-Ladestationen, Großanlagen für PV und Wind	34
4 Betriebs- und Geschäftsmodelle für Batteriespeichersysteme an verschiedenen Standorten bzw. bei verschiedenen Anwendungsfällen	36
4.1 Lastprofilhomogenisierung	38
4.2 Eigenverbrauchsoptimierung	40
4.3 Spitzenlastkappung	43
4.4 Strompreisoptimierung: Maximierung Verkaufspreis	46
4.5 Strompreisoptimierung: Minimierung Einkaufspreis	50
4.6 Teilnahme am Regelleistungsmarkt	53
4.7 Blackout-Versorgung	57
4.8 Zusammenfassung	60
5 Finanzierungs- und Fördermöglichkeiten	62
5.1 Finanzierungsmöglichkeiten	62
5.2 Kreditfinanzierung	63

5.3	Leasing.....	63
5.4	Contracting	63
5.5	Mietkauf	65
5.6	Fördermöglichkeiten	66
6	Vorbereitungsarbeiten hinsichtlich anschließender Umsetzungsprojekte.....	72
6.1	Allgemein	72
6.2	Empfehlungen zum Aufstellungsort des Speichers	73
6.3	Betrieb	75

Glossar

In diesem Bericht wird eine Vielzahl unterschiedlicher Begriffe verwendet, die in dem nachfolgenden Glossar beschrieben werden.

Begriff	Erklärung
EAG	Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz
PV	Photovoltaik
TWh	Terrawattstunden
kWh	Kilowattstunden
GWh	Gigawattstunden
Verteilnetz	Die Verteilnetzebene bezeichnet die Spannungsebenen eines Stromnetzes, die den Strom von den Übertragungsnetzen bis zu den Endverbrauchern transportieren. Sie ist ein wesentlicher Bestandteil der Stromversorgung und verbindet zentrale Einspeisepunkte (z. B. Umspannwerke) mit dezentralen Verbrauchern und Erzeugern. Das Verteilnetz ist hierarchisch aufgebaut und gliedert sich in verschiedene Spannungsebenen.
Verteilnetzbetreiber	Ein Verteilnetzbetreiber (VNB) ist ein Unternehmen oder eine Organisation, die für den Betrieb, die Instandhaltung und den Ausbau des Verteilnetzes verantwortlich ist. Verteilnetze transportieren Strom von den Übertragungsnetzen zu den Endverbrauchern und sind somit ein zentraler Bestandteil der Strominfrastruktur. Der VNB ist eine Schlüsselfigur in der Energieversorgung und spielt eine wesentliche Rolle bei der Integration erneuerbarer Energien und der Sicherstellung der Netzstabilität.
Lastspitze	Maximal auftretende Last innerhalb eines gewissen Zeitfensters. Bspw. ist die Monatsspitze die maximale in einem Monat auftretende Last.
Erzeugungsspitze	Maximale auftretende Erzeugungsleistung innerhalb eines gewissen Zeitfensters.
Dunkelflaute	Die Dunkelflaute beschreibt eine meteorologische Situation, in der sowohl die Stromerzeugung aus Solarenergie als auch aus Windkraft über einen längeren Zeitraum stark eingeschränkt ist. Dies tritt auf, wenn es gleichzeitig bewölkt (wenig Sonnenstrahlung) und windstill ist, typischerweise in den Wintermonaten.
Strommarkt	Darunter werden die unterschiedlichen Strombörsen (Day-Ahead und Intraday) verstanden.
Day-Ahead-Markt	Stromhandelsmarkt an dem bis zu einem Tag vor der Lieferung Strom gehandelt werden kann. Das Handelsfenster für den Day-Ahead-Markt schließt um 12:00 mittags .
Intraday-Markt	Stromhandelsmarkt an dem bis zu 5 Minuten vor der tatsächlichen Lieferung gehandelt werden kann. Gehandelt werden können 15-Minuten-Produkte, sowie Stundenprodukte. Der Intraday-Markt öffnet um 15:00 des Vortages .
Tarifmodell	Struktur für die Tarifierung von Stromeinspeisung oder Strombezug. Ein Tarifmodell kann sowohl für die Energie als auch die Netznutzung gelten.

Batteriespeichersysteme	Batteriespeichersysteme sind Technologien zur Speicherung elektrischer Energie in elektrochemischer Form, die später bei Bedarf wieder abgegeben werden kann. Sie sind ein wesentlicher Bestandteil moderner Energiesysteme und spielen eine zentrale Rolle bei der Integration erneuerbarer Energien, der Netzstabilisierung und der Optimierung des Energieverbrauchs.
Batterie-Energie-Management-System (BEMS)	Ein Batterie-Energie-Management-System (BEMS) ist eine zentrale Steuerungseinheit, die den Betrieb eines Batteriespeichers überwacht, steuert und optimiert. Es stellt sicher, dass die Batterie effizient, sicher und langlebig betrieben wird, indem es verschiedene Funktionen übernimmt.
Erzeugungsanlage	Eine Erzeugungsanlage ist eine technische Einrichtung, die elektrische Energie aus verschiedenen Energiequellen erzeugt und in das Stromnetz einspeist oder direkt an Verbraucher liefert. Diese Anlagen können unterschiedliche Technologien nutzen, von fossilen Brennstoffen bis hin zu erneuerbaren Energien, und spielen eine zentrale Rolle in der Energieversorgung.
Flexibilität	Eine Flexibilität oder Flexibilitätseinheit ist eine technische Einrichtung oder Anlage, die gezielt eingesetzt wird, um Flexibilität im Energiesystem bereitzustellen. Diese Einheiten reagieren auf Schwankungen zwischen Erzeugung und Verbrauch und tragen so zur Stabilität und Effizienz des Stromnetzes bei.
Netzdienlichkeit	Netzdienlichkeit beschreibt die Fähigkeit technischer Anlagen oder Systeme, aktiv zur Stabilität, Sicherheit und Effizienz des Stromnetzes beizutragen. Anlagen oder Maßnahmen, die netzdienlich betrieben werden, unterstützen das Netz, indem sie Lasten und Einspeisungen flexibel steuern und Schwankungen zwischen Angebot und Nachfrage ausgleichen.
Systemische Wirkung	Die systemische Wirkung beschreibt den Einfluss einer technischen, organisatorischen oder wirtschaftlichen Maßnahme auf das gesamte Energiesystem. Sie betrachtet, wie eine einzelne Komponente oder Veränderung innerhalb des Systems interagiert und Wechselwirkungen auf andere Bereiche auslöst, die über die unmittelbare Funktion hinausgehen.
Neuralgische Punkte im Verteilnetz	Neuralgische Punkte im Verteilnetz sind besonders kritische oder empfindliche Bereiche innerhalb des Netzes, die eine hohe Bedeutung für die Netzstabilität, Versorgungssicherheit oder Lastverteilung haben. Diese Punkte sind aufgrund ihrer zentralen Lage, hohen Belastung oder besonderen technischen Eigenschaften anfällig für Störungen, die sich auf größere Netzbereiche auswirken können.
Energiegemeinschaft	Eine Energiegemeinschaft ist ein Zusammenschluss von Verbrauchern, Erzeugern, und gegebenenfalls Energiespeichern, die gemeinschaftlich Energie erzeugen, teilen und nutzen. Ziel ist es, die Energieversorgung lokal und nachhaltig zu gestalten, Kosten zu senken und die Beteiligten in die Energiewende einzubinden.
Engpassleistung	Die Engpassleistung bezeichnet die maximale elektrische Leistung, die ein bestimmter Netzabschnitt, eine Leitung, ein Transformator oder eine Erzeugungsanlage unter den gegebenen technischen und betrieblichen Bedingungen sicher übertragen oder bereitstellen kann. Sie wird auch als Nennleistung oder Übertragungsgrenze

	bezeichnet und ist ein kritischer Wert für die Auslegung und den Betrieb von Stromnetzen und Anlagen.
Stromspeicher	Ein Stromspeicher ist eine technische Einrichtung, die elektrische Energie in einer anderen Form speichert (z. B. chemisch, mechanisch oder thermisch) und bei Bedarf wieder in elektrische Energie umwandelt. Stromspeicher sind ein zentrales Element der modernen Energieversorgung, insbesondere im Kontext der Energiewende, da sie Schwankungen zwischen Erzeugung und Verbrauch ausgleichen.
Stromkosten	Stromkosten setzen sich aus verschiedenen Bestandteilen zusammen, die von der Stromerzeugung, der Nutzung des Netzes und den gesetzlichen Abgaben abhängen. Sie spiegeln die Gesamtkosten wider, die ein Verbraucher für den Bezug von elektrischem Strom aufbringen muss, und variieren je nach Region, Tarif und Verbrauchsprofil.
Netzengpässe	Netzengpässe treten auf, wenn die Übertragungs- oder Verteilkapazität des Stromnetzes nicht ausreicht, um die aktuelle elektrische Leistung zwischen Erzeugung und Verbrauch zu transportieren. Sie können lokal, regional oder systemweit auftreten und gefährden die Netzstabilität, die Versorgungssicherheit und die Integration erneuerbarer Energien.
Anschlusskosten	Anschlusskosten sind die einmaligen Kosten, die für die Herstellung oder Änderung eines Netzanschlusses entstehen. Sie umfassen die Aufwendungen für die physikalische Verbindung eines Verbrauchers oder einer Erzeugungsanlage an das Stromnetz. Diese Kosten fallen sowohl im Verteilnetz als auch im Übertragungsnetz an und variieren je nach Art und Umfang des Anschlusses.
Netzkapazität	Die Netzkapazität bezeichnet die maximale elektrische Leistung, die ein Stromnetz sicher übertragen oder aufnehmen kann. Sie ist ein zentraler Parameter für die Auslegung und den Betrieb von Stromnetzen und wird durch die physikalischen und technischen Eigenschaften der Netzkomponenten wie Leitungen, Transformatoren und Schaltanlagen begrenzt.
Konventioneller Netzausbau	Der konventionelle Netzausbau beschreibt den klassischen Ansatz zur Erweiterung und Verstärkung des Stromnetzes, um wachsenden Anforderungen durch höhere Lasten, steigenden Energieverbrauch und die Integration erneuerbarer Energien gerecht zu werden. Dabei werden hauptsächlich physische Netzkomponenten wie Leitungen, Transformatoren und Umspannwerke erweitert oder neu gebaut.
Netzplanung	Die Netzplanung bezeichnet den systematischen Prozess zur Entwicklung, Optimierung und Erweiterung von Stromnetzen, um eine sichere, zuverlässige und effiziente Energieversorgung zu gewährleisten. Sie umfasst die langfristige strategische Planung ebenso wie die Anpassung an kurzfristige Anforderungen.
Batteriegroßspeicher	Ein Batteriegroßspeicher ist ein Batteriespeichersystem mit hoher Kapazität, das für die Speicherung und Bereitstellung großer Energiemengen entwickelt wurde. Diese Batteriespeichersysteme spielen eine entscheidende Rolle bei der Stabilisierung von Stromnetzen, der Integration erneuerbarer Energien und der Bereitstellung von Systemdienstleistungen wie Frequenzregelung oder Lastspitzenmanagement.
Batteriespeicherkapazität oder Kapazität	Die Batteriespeicherkapazität gibt an, wie viel elektrische Energie ein Batteriespeichersystem speichern und bei Bedarf abgeben kann. Sie

	ist ein zentraler Parameter zur Beschreibung der Leistungsfähigkeit eines Batteriespeichers und wird üblicherweise in Kilowattstunden (kWh) oder Megawattstunden (MWh) angegeben.
Lade- und Entladeleistung	Die Ladeleistung und Entladeleistung eines Batteriespeichers beschreiben die maximale elektrische Leistung, mit der das Batteriespeichersystem Energie aufnehmen (laden) oder abgeben (entladen) kann. Diese Leistungsparameter werden typischerweise in Kilowatt (kW) oder Megawatt (MW) angegeben und sind entscheidend für die Einsatzmöglichkeiten des Speichers.
Zyklenzahl	Die Zyklenzahl eines Batteriespeichers gibt an, wie oft das Batteriespeichersystem vollständig geladen und entladen werden kann, bevor seine Kapazität merklich nachlässt. Sie ist ein zentraler Indikator für die Lebensdauer und die Wirtschaftlichkeit eines Batteriespeichersystems.
Betriebsmodell	Ein Betriebsmodell beschreibt die Art und Weise, wie ein Batteriespeicher oder eine andere technische Einheit genutzt und betrieben wird, um spezifische Ziele zu erreichen. Es legt die Prioritäten, Einsatzstrategien und wirtschaftlichen Mechanismen fest, mit denen der Batteriespeichersystem betrieben wird, und definiert somit die Rolle des Speichersystems innerhalb des Energiesystems.
Geschäftsmodell	Ein Geschäftsmodell beschreibt die strategische und wirtschaftliche Grundlage, auf der ein Produkt oder eine Dienstleistung angeboten wird, um Einnahmen zu erzielen und Mehrwert für Kunden zu schaffen. Im Kontext von Batteriespeichern und Energiesystemen definiert das Geschäftsmodell, wie Speichersysteme genutzt werden, um wirtschaftliche Vorteile zu realisieren.
Speicherbetreiber	Ein Speicherbetreiber ist ein Unternehmen, eine Organisation oder eine Einzelperson, die ein Batteriespeichersystem betreibt. Der Betreiber verwaltet den technischen Betrieb, die wirtschaftliche Nutzung und die Integration des Speichers in das Energiesystem. Speicherbetreiber können unterschiedliche Geschäfts- und Betriebsmodelle verfolgen, abhängig von ihrem Ziel und ihrem Marktumfeld.
Finanzierungsvariante	Die Wahl der Finanzierungsvariante beeinflusst maßgeblich die Realisierbarkeit und Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichersystemen. Je nach Projektgröße, Zielsetzung und Betreiberstruktur stehen unterschiedliche Modelle zur Verfügung, die von Eigenfinanzierung bis zu komplexen Partnerschaftsmodellen reichen.
Transformator	Ein Transformator ist eine elektrische Maschine, die Wechselspannung und Wechselstrom in ein anderes Spannungsniveau umwandelt, ohne die Frequenz zu ändern. Transformatoren sind essenzielle Komponenten in Stromnetzen, da sie den effizienten Transport und die Verteilung elektrischer Energie über große Entfernungen ermöglichen.
Umspannwerk	Ein Umspannwerk ist eine technische Anlage im Stromnetz, die elektrische Energie zwischen verschiedenen Spannungsebenen umwandelt, verteilt und steuert. Es bildet eine zentrale Schnittstelle zwischen Übertragungsnetzen (Hochspannung) und Verteilnetzen (Mittel- und Niederspannung) und ist essenziell für den sicheren und effizienten Betrieb des Stromnetzes.

Aufstellungsort	Der Aufstellungsort eines technischen Systems wie eines Batteriespeichersystems, einer Erzeugungsanlage oder eines Umspannwerks bezeichnet den spezifischen Standort, an dem die Anlage installiert wird. Die Wahl des Aufstellungsorts beeinflusst maßgeblich die Funktionalität, Wirtschaftlichkeit und Effizienz der Anlage sowie ihre Integration in das Energiesystem.
Systemnutzungsentgelte	Die Systemnutzungsentgelte sind Gebühren, die für die Nutzung der Stromnetze erhoben werden. Diese Entgelte decken die Kosten für Betrieb, Wartung und Ausbau der Netzinfrastruktur und stellen sicher, dass Strom von Erzeugern zu Verbrauchern transportiert werden kann. Sie sind ein zentraler Bestandteil der Stromkosten.
Amortisationsdauer	Die Amortisationsdauer bezeichnet den Zeitraum, den eine Investition benötigt, um durch die erzielten Einnahmen oder eingesparten Kosten die ursprünglichen Anschaffungskosten auszugleichen.
Anschlussleistung	Die Anschlussleistung bezeichnet die maximale elektrische Leistung, die über einen Netzanschluss von einem Verbraucher entnommen oder von einer Erzeugungsanlage eingespeist werden kann. Sie wird in Kilowatt (kW) oder Megawatt (MW) angegeben und stellt eine wichtige Kenngröße für die Dimensionierung von Netzanschlüssen dar.
Netzbezug	Der Netzbezug bezeichnet die Aufnahme elektrischer Energie aus dem öffentlichen Stromnetz durch Verbraucher. Er dient der Versorgung von Haushalten, Gewerbebetrieben, Industrieanlagen oder anderen elektrischen Verbrauchern, wenn der eigene Energiebedarf nicht durch Eigenproduktion (z. B. Photovoltaik) gedeckt werden kann.
Netzeinspeisung	Die Netzeinspeisung bezeichnet die Abgabe elektrischer Energie aus einer Erzeugungsanlage (z. B. Photovoltaik, Windkraft, Blockheizkraftwerk) in das öffentliche Stromnetz. Sie wird in Kilowattstunden (kWh) gemessen und ermöglicht den Transport und die Nutzung der erzeugten Energie durch andere Verbraucher.
Regelenergie	Regelenergie ist elektrische Energie, die zur Stabilisierung der Netzfrequenz eingesetzt wird, wenn es zu Abweichungen zwischen Stromerzeugung und Verbrauch kommt. Sie wird in drei Kategorien unterteilt: Primärregelenergie (schnelle Stabilisierung), Sekundärregelenergie (nach wenigen Minuten) und Minutenreserve (für längerfristige Anpassungen).

1 Einleitung

1.1 Ausgangssituation und Problemstellung

Österreich hat sich im Rahmen seiner klimapolitischen Strategie ambitionierte Ziele gesteckt, die in den kommenden Jahrzehnten eine umfassende Transformation des Energiesystems erfordern. Zentral ist hierbei das Ziel der *Klimaneutralität bis 2040*¹, das im Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) rechtlich verankert ist². Der Weg hin zu einem bilanziell emissionsfreien Energiesystem stellt eine der größten Herausforderungen der kommenden Jahre dar.

Die aktuellen Rahmenbedingungen und Zielvorgaben werden durch den *Nationalen Energie- und Klimaplan*³ sowie den österreichischen *Bauplan für die Energiezukunft Österreichs*¹ definiert. Diese Programme sehen eine **umfassende Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien** an der Stromerzeugung vor, insbesondere durch den massiven Ausbau von Photovoltaik- (PV) und Windkraftanlagen.

Der **Stromverbrauch in Österreich** betrug im Jahr 2021 etwa 74 TWh, wovon der größte Anteil von der Industrie und dem Gebäudesektor zugeschrieben wird. Demgegenüber stand eine inländische Stromerzeugung von nur 67 TWh, was zu einem Importbedarf von rund 8 TWh führte. Im Erzeugungsmix finden sich 39 TWh aus Wasserkraft, 14 TWh aus fossilen Brennstoffen, 7 TWh aus Windenergie und 3 TWh aus Photovoltaikanlagen.

Laut den *Energie- und Treibhausgasszenarien 2023*⁴ des Umweltbundesamts wird der **Stromverbrauch in Österreich bis 2030 auf etwa 93 TWh** pro Jahr steigen. Die Erhöhung wird begründet durch eine zunehmende Elektrifizierung in verschiedenen Sektoren. Im Bereich Verkehr ersetzt die Elektromobilität mehr und mehr fossile Antriebe, in der Industrie werden wärmeintensive Prozesse auf elektrische umgestellt und im Gebäudebereich wird der Heizbedarf verstärkt mit elektrischen Systemen gedeckt. Der Anstieg des zukünftigen Strombedarfs geht einher mit einer gleichzeitigen Steigerung der Energieeffizienz in allen Anwendungsbereichen.

Die **Stromerzeugung Österreichs** wird laut Szenarien **auf 100 TWh anwachsen**, wobei der größte Anteil durch erneuerbare Energien gedeckt werden wird. Darunter soll die PV-Stromerzeugung von derzeit 3 TWh auf 21 TWh und die Windkraft von 7 TWh auf 21 TWh gesteigert werden. Energie durch Wasserkraft bleibt, mit einem leichten Anstieg auf 47 TWh, weiterhin eine stabile Säule der österreichischen Stromerzeugung.

In der **Steiermark** lag der Stromverbrauch 2021 bei etwa 11 TWh, wobei Industrie und private Haushalte den größten Anteil am Bedarf ausmachten. Die Erzeugung belief sich hingegen auf nur 7 TWh, wovon über die Hälfte durch Wasserkraft gedeckt wurde. Fossile Energiequellen, insbesondere Gas, trugen einen weiteren erheblichen Teil bei.³ Bis 2030 plant die Steiermark, den Anteil erneuerbarer Energien durch den

¹ Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, & Innovation und Technologie. 2023. Bauplan für die Energiezukunft Österreichs. https://www.bmk.gv.at/dam/jcr:1e446c41-c37f-4c53-8a25-ce2d18db678b/Bauplan_Energiewende.pdf

² Bundesgesetz über den Ausbau von Energie aus erneuerbaren Quellen, BGBl. I Nr. 150/2021. 2022.

<https://www.ris.bka.gv.at/eli/bgbl/I/2021/150/20210727>

³ Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK). 2024. Integrierter österreichischer Netzinfrastukturplan. <https://www.bmk.gv.at/dam/jcr:d4d6888b-8e57-4ec6-87c3-0ffec220d83f/Integrierter-oesterreichischer-Netzinfrastukturplan.pdf>

⁴ Krutzler, T., Wasserbauer, R., & Schindler, I. Umweltbundesamt GmbH. 2023. Energie- und Treibhausgasszenarien 2023.

Zubau von 2,1 TWh Photovoltaik und 1,6 TWh Windenergie sowie einer leichten Erweiterung der Wasserkraft zu erhöhen.⁵

Um die Klimaneutralität zu erreichen, müssen also **alle fossilen Energieträger durch erneuerbare Energieträger ersetzt werden**. Dies bedarf einer Transformation des Energiesystems. Mit dem österreichischen integrierten Netzinfrastukturplan werden Zielrichtungen der Netzplanungen im Strombereich adressiert, allerdings nur im Übertragungsnetz.

Auf **Verteilnetzebene sind die Verteilnetzbetreiber verantwortlich** für den Betrieb, der Instandhaltung und Dimensionierung des Stromnetzes. Sie müssen die Sicherheit und Stabilität des Netzes gewährleisten. Bei der Transformation des Energiesystems spielen sie eine zentrale Rolle und stellen die Weichen für das Erreichen der Klimaschutzziele. Netzbetreiber werden in den kommenden Jahren verstärkt vor Herausforderungen gestellt, die durch die Erweiterung erneuerbarer Stromerzeugungsanlagen einhergehen. Die Volatilität dieser Anlagen haben einerseits großen Einfluss auf den sicheren Betrieb des Stromnetzes, z.B. durch hohe Lastspitzen, und andererseits auf die Versorgungssicherheit, wie z.B. Dunkelflauten. Weiters bekommen Endkunden stetig mehr Möglichkeiten, selbst aktiv am Strommarkt teilzunehmen, oder bekommen durch entsprechende variable Tarifmodelle Anreize, ihr Stromnutzungsverhalten zu ändern. Damit wird zukünftig eine erhöhte Gleichzeitigkeit der Verbraucher erwartet, die das Stromnetz schultern muss⁶.

Möglichkeiten, um diesen Rahmenbedingungen zu begegnen sind Ertüchtigungsmaßnahmen bzw. Ausbaumaßnahmen des Stromnetzes oder etwaige Anschlussbegrenzungen von neuen Anlagen an bereits ausgelasteten Netzknoten. Eine Verstärkung oder der Ausbau des Netzes ist sehr zeit- und ressourcenintensiv. Begrenzungen der Einspeiseleistung von Anlagen (z. B. bei PV) werden diskutiert, stehen aber klar im Widerspruch zu den Erneuerbaren-Ausbauzielen.

Hier können **Batteriespeichersysteme** eine wichtige Rolle einnehmen. Sie sind in der Lage durch spezielle Betriebsweisen die Netzbelastungen in einem Teilnetzbereich zu reduzieren. Somit können Betriebsmittelauslastungen vermindert werden, was mögliche Ertüchtigungsmaßnahmen verzögert. Weiters können sie, je nach Einsatzort, auch Anschlusskapazitäten für weitere Erzeugungsanlagen schaffen und damit den Weg zum Erreichen der erneuerbaren Ausbauzielen freihalten.

Die Klima- und Energiestrategie Steiermark 2030 Plus streicht die Bedeutung von Stromspeichern heraus, die in naher Zukunft weiter steigen wird. Diese sollen dazu beitragen, die Flexibilität im Stromnetz zu erhöhen, so dass bei zunehmendem Ausbau von erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen die Versorgungssicherheit und Versorgungsqualität weiterhin gewährleistet ist.⁵

Für **Netzbetreiber** stellen Stromspeicher aus wirtschaftlicher Sicht keine attraktive Option dar. Während die netzdienliche Wirkung der Anlage klar in ihrem Interesse ist, sind dessen Refinanzierungsmöglichkeiten begrenzt. Sie sind wegen des *Unbundlings*⁷ von wettbewerblichen Aktivitäten ausgeschlossen. Zu Zeiten, in denen die netzdienliche Wirkung eines Stromspeichers nicht benötigt wird, kann er nicht wirtschaftlich genutzt werden. Auch die, im EAG vorgeschriebenen, fixen Anschlusskosten für Erzeugungsanlagen schränken die Möglichkeiten der Querfinanzierung eines Batteriespeichersystems deutlich ein.

⁵ Amt der Steiermärkischen Landesregierung Abteilung 15 – Energie, Wohnbau, Technik. 2024. KLIMA- UND ENERGIESTRATEGIE STEIERMARK 2030 PLUS. https://www.technik.steiermark.at/cms/dokumente/12449173_142705670/348be792/LAND24001-34-KESS-plus-Ansicht22_einzelseiten.pdf

⁶ Oesterreichs Energie. 2020. Netzberechnungen Österreich. <https://oesterreichsenergie.at/standpunkte/netzausbau-in-oesterreich>

⁷ Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010. 2021. BGBl. I Nr. 150/2021 <https://www.ris.bka.gv.at/eli/bgbl/i/2010/110/P7/NOR40236256>

Um dennoch Möglichkeiten und Lösungen auszuloten, um die Netzsituation zu entschärfen, bedarf es einem proaktiven und partnerschaftlichen Zugang der Akteure (Politik, Privatwirtschaft, Netzbetreiber, Energieexperten, Modellregionsmanager). An diesem Punkt setzt das Leader Programm an, das einen Rahmen hierfür ermöglicht. Eines der wichtigsten LEADER-Ziele ist es, die Entwicklung in den ländlichen Regionen zu unterstützen sowie Kooperationen und Maßnahmen zur Stärkung und Entwicklung des ländlichen Lebensraums, der ländlichen Strukturen, der ländlichen Wirtschaft und der Lebensqualität zu fördern.

Der Einsatz von Stromspeichern an verschiedenen neuralgischen Punkten im Verteilnetz kann das Erreichen mehrerer Ziele unterstützen. Durch den Ausbau von erneuerbaren Erzeugungsanlagen trägt die **Region Joglland** nicht nur zum Erreichen der Klimaschutzziele bei, es besteht auch ein signifikantes Wertschöpfungspotenzial. So können zum Beispiel durch die Gründung von Energiegemeinschaften Stromkosten gesenkt werden.

Weiters kann sich die Region stärker in Richtung einer **unabhängigen Energieversorgung** bewegen, was angesichts laufender Krisen zunehmend an Bedeutung gewinnt.

Durch eine **Entschärfung der Netzsituation** können Ressourcen für Netzbetreiber freigemacht und so für Maßnahmen genutzt werden, die die Versorgungsqualität in der Region verbessert.

1.2 Zentrale Herausforderungen

Das Projekt *Speicher-Sondierung zur Netzentlastung im Joglland* stellt sich dabei den folgenden Herausforderungen:

- **Bedarf an resilienten Verteilnetzen:**

Die zunehmende Integration erneuerbarer Erzeugungsanlagen in das Stromversorgungssystem stellt hohe Anforderungen an die Resilienz und Flexibilität der Verteilnetze. Diese müssen in der Lage sein, Schwankungen in der Stromerzeugung auszugleichen, lokale Netzengpässe zu vermeiden und eine zuverlässige Versorgung sicherzustellen. Der Aufbau widerstandsfähiger Netze ist daher eine Grundvoraussetzung für eine nachhaltige Energiezukunft.

- **Auslastung der Verteilnetze in der ländlichen Projektregion Joglland:**

In der ländlichen Region Joglland sind die bestehenden Verteilnetze bereits stark ausgelastet. Der zusätzliche Zubau erneuerbarer Erzeugungsanlagen, insbesondere Photovoltaik und Windkraft, stößt hier an physikalische und strukturelle Grenzen. Ohne umfassende Maßnahmen zur Netzoptimierung ist eine weitere Integration erneuerbarer Erzeugungsanlagen nicht realisierbar.

- **Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz: Starre Vorgaben für den Anschluss von Erzeugungsanlagen:**

Das im Juli 2021 verabschiedete Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) legt Netzbetreibern strenge Regeln für den Anschluss neuer erneuerbarer Erzeugungsanlagen auf. Diese Vorgaben umfassen unter anderem die Definition der Anschlusskosten, die von den Netzbetreibern übernommen werden müssen, sowie die Verpflichtung, die nötige Netzkapazität zur Verfügung zu stellen. PV Austria hat in diesem Zusammenhang mehrfach auf die finanziellen und strukturellen Herausforderungen hingewiesen, die das EAG für Netzbetreiber mit sich bringt.

Auszug aus einem Antrag:

„Das Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz zwingt Netzbetreiber zu kurzfristig kaum bewältigbaren Anpassungen, was zu erheblichen finanziellen Belastungen führt. Da der Netzbetrieb in Österreich gesetzlich von der Energieversorgung entkoppelt ist, dürfen etwaige Gewinne der Energieversorger nicht für den Netzausbau verwendet werden.“

Die strikten Vorgaben des EAG erhöhen den Druck auf die Netzbetreiber erheblich, ohne gleichzeitig eine ausreichende Finanzierung für die notwendigen Infrastrukturmaßnahmen bereitzustellen.

- **Einschränkung beim Ausbau erneuerbarer Erzeugungsanlagen:**

Aufgrund der bestehenden Netzrestriktionen und der Vorgaben des EAG ist eine willkürliche Erweiterung der erneuerbarer Erzeugungsanlagen nicht möglich. Diese Einschränkungen wirken hemmend auf den Ausbau erneuerbarer Erzeugungsanlagen und gefährden die Erreichung der Klimaziele.

- **Sicherung der Versorgungssicherheit durch weitere Maßnahmen:**

Ein kontinuierlicher Zubau erneuerbarer Erzeugungsanlagen erfordert begleitende Maßnahmen zur Sicherung der Versorgungssicherheit. Ohne diese könnten Netzininstabilitäten und Versorgungsunterbrechungen die Folge sein, insbesondere in Regionen mit bereits ausgelasteten Netzen.

- **Hohe Kosten und Ressourcenbedarf beim konventionellen Netzausbau:**

Der konventionelle Ausbau der Stromnetze ist mit hohen Kosten und einem erheblichen Ressourcenaufwand verbunden. Diese Variante ist oftmals nicht die effizienteste Lösung, um den steigenden Anforderungen gerecht zu werden. Alternative Ansätze wie Netzmanagement, Speichertechnologien und dezentrale Lösungen müssen verstärkt in den Fokus rücken.

- **Dynamisches Umfeld und Strategieanpassungen:**

Das Umfeld für den Ausbau erneuerbarer Erzeugungsanlagen und die Netzplanung unterliegt ständigen Veränderungen. Gestiegene Kosten, neue Erkenntnisse und veränderte Rahmenbedingungen haben zu Anpassungen der Strategien geführt. Diese Dynamik erfordert flexible Ansätze und eine kontinuierliche Neubewertung der Maßnahmen, um den Herausforderungen gerecht zu werden und die Ziele des Klimaschutzes effektiv umzusetzen.

1.3 Ziele des Projektes

Das Projekt Großspeicher Joglland verfolgt die folgenden Ziele:

- **Sondierung von Batteriegroßspeichern im Joglland:**

Die Sondierung im Joglland zielt darauf ab, die regionalen Anforderungen und Potenziale für den Einsatz von Batteriegroßspeichern zu bewerten. Dabei werden die lokalen Rahmenbedingungen berücksichtigt und Batteriespeichersystemen an unterschiedlichen Standorten analysiert. Diese Vorstudien legen die Grundlage für konkrete Umsetzungsprojekte.

- **Definition technischer Parameter der Batteriespeichersysteme:**

Es wurden technische Anforderungen wie Batteriespeicherkapazität, Lade- und Entladeleistung und Zyklenzahl definiert, um die Batteriespeichersysteme optimal an die Bedürfnisse des ländlichen Verteilnetzes anzupassen.

- **Identifikation von Geschäfts- und Betriebsmodellen samt möglicher Speicherbetreiber:**

Verschiedene Betriebsmodelle, also Modelle, die den Einsatz des Speichers definierten, wurden analysiert. Ziel ist es, Geschäftsmodelle zu identifizieren, die wirtschaftlich tragfähig sind und regionale Wertschöpfung fördern. Potenzielle Betreiber wurden entsprechend ihrer Rolle im Energiemarkt benannt.

- **Erarbeitung von Finanzierungsvarianten für die Batteriespeichersysteme:**

Mögliche Finanzierungsvarianten umfassen Fördermittel, private Investitionen, Bürgerbeteiligungen und Public-Private-Partnerships (PPP). Diese Varianten wurden auf ihre Anwendbarkeit für die Speicherprojekte geprüft.

- **Vorbereitungsarbeiten hinsichtlich der Umsetzung:**

Wesentliche Vorarbeiten umfassten die Klärung regulatorischer Anforderungen, die technische Detailplanung und die Vorbereitung von Ausschreibungen. Zudem wurden die betroffenen Akteure frühzeitig eingebunden, um Akzeptanz und Transparenz zu gewährleisten.

- **Anstoßen von anschließenden Umsetzungsprojekten für die identifizierten (Teil-)lösungen:**

Auf Basis der Ergebnisse wurden konkrete Pilotprojekte initiiert, die die Machbarkeit der Batteriespeichersysteme demonstrieren. Begleitend werden Förderanträge gestellt und Monitoring-Systeme entwickelt, um den Erfolg zu bewerten und die Lösungen bei Bedarf zu optimieren. Ziel ist es, skalierbare Modelle zu schaffen, die auch in anderen Regionen angewendet werden können.

1.4 Änderungen der Rahmenbedingungen im Projektverlauf

Im Projektverlauf haben sich die Rahmenbedingungen für den Einsatz von Stromspeichersystemen sehr stark geändert. Generell ist das gesamte Themenfeld hoch dynamisch, sowohl auf technischer, wirtschaftlicher als auch auf rechtlicher Ebene.

- Entwurf Elektrizitätswirtschaftsgesetz (EIWG):

Auf rechtlicher Ebene wirken sich in erster Linie die anstehenden gesetzlichen Änderungen sehr stark auf das Projekt aus. Das Bekanntwerden des EIWG zeigte viele neue Rahmenbedingungen auf und zeichnete damit eine Perspektive für bspw. den Einsatz von Flexibilitäten als marktgehandeltes Asset, auf das auch Verteilnetzbetreiber zugreifen dürfen. Des Weiteren hat sich im Projektverlauf geklärt, dass ein wirtschaftlicher Betrieb von Batteriespeichersystemen ausschließlich für den Einsatz als Flexibilitäten für den Netzbetreiber nicht sinnvoll möglich ist.

Reaktion im Projekt: Als Reaktion auf den neuen Entwurf wurden ausführliche Gespräche mit Netzbetreibern, allen voran den Energienetzen Steiermark geführt. Zukünftige Projekte und Konstellationen von Speicheraufstellorten und Speicherbetreibern wurden diskutiert und neue Projektmöglichkeiten sondiert.

- Belegung der freien Transformator-Kapazitäten nach dem „First Come, First Serve“-Prinzip:
Die Vergabe freier Transformator-Kapazitäten erfolgt derzeit nach dem Prinzip „First Come, First Serve“. Diese Vorgehensweise bevorzugt schnell eingereichte Anträge, unabhängig von deren strategischer oder regionaler Bedeutung. Dadurch kann es zu einer ineffizienten Auslastung der Netzressourcen kommen, die langfristig den Ausbau erneuerbarer Energien und die Stabilität des Stromnetzes beeinträchtigt. Jedoch ändert sich dadurch auch die Landschaft der verfügbaren Leistung sehr rasch. Oft landen auch Projekte auf der Warteliste, die lange nicht umgesetzt werden und Kapazitäten reservieren.

Reaktion im Projekt: Um mit dieser Situation umgehen zu können, wurden generelle Regeln mit dem Netzbetreiber diskutiert, die bei der Auswahl von Aufstellungsorten von Speichern helfen sollen. Mit Hilfe dieser Regel soll auch vermieden werden, dass Blockadesituationen durch unwirtschaftliche Projekte vermieden werden und die Kapazitäten nicht reserviert werden.

- Entscheidung des Obersten Gerichtshofs gegen die EAG-Pauschale:
Eine Entscheidung des Obersten Gerichtshofs (OGH) hat die im Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) vorgesehene Pauschalregelung für Anschlusskosten aufgehoben. Dies führt zu einer erheblichen Unsicherheit bei Netzbetreibern und Investoren, da die Finanzierung des Netzanschlusses neuer Anlagen nun nicht mehr klar geregelt ist. Die Entscheidung könnte eine Neugestaltung der Kostenregelung erforderlich machen und den Ausbau erneuerbarer Erzeugungsanlagen weiter verzögern.

Reaktion im Projekt: Die Entscheidung des OGH wurde so spät im Projektverlauf gefällt, dass das Projektteam keine unmittelbare Reaktion daraufsetzen konnte.

- Änderung der Investitionskosten für Batteriespeichersysteme: Substanzieller Rückgang:
Die Kosten für Batteriespeichersysteme sind in den letzten Jahren signifikant gesunken. Diese Entwicklung eröffnet neue Möglichkeiten für die Integration erneuerbarer Erzeugungstechnologien, da Batteriespeichersysteme eine Schlüsselrolle bei der Bewältigung von Netzengpässen und der Glättung von Erzeugungsspitzen spielen. Der Rückgang der Investitionskosten fördert somit die wirtschaftliche Attraktivität von Batteriespeichersystemen und unterstützt die Energiewende.

Reaktion im Projekt: Die im Projekt durchgeführten wirtschaftlichen Bewertungen wurden immer wieder durchgeführt und die Wirtschaftlichkeit neu bewertet. Auch wurden unterschiedliche Akteure immer wieder in die neuesten Entwicklungen eingebunden. Dadurch konnte sichergestellt werden, dass alle involvierten Akteure stets über die neuesten informiert sind und dass die Wirtschaftlichkeit möglichst realitätsnah abgebildet wird.

- Strompreisverwerfungen in den Jahren 2021 und 2022 mit anhaltenden Auswirkungen:
Die Jahre 2021 und 2022 waren durch erhebliche Verwerfungen auf den Strommärkten geprägt. Hohe Volatilität, teils extreme Preissprünge und die Auswirkungen der Energiekrise haben die Marktmechanismen nachhaltig beeinflusst. Diese Verwerfungen wirken bis heute nach und prägen das Verhalten von Produzenten, Verbrauchern und Marktteilnehmern.

Reaktion im Projekt: Ähnlich wie mit den sich ändernden Speicherpreisen wurden die

Bewertungen der Wirtschaftlichkeit der Batteriespeichersysteme in mehreren Iterationen und unter Berücksichtigung der sich ändernden Strompreise durchgeführt.

- Dynamische Preise am Day-Ahead- und Intraday-Markt:

Die Strommärkte für kurzfristigen Stromhandel, insbesondere der Day-Ahead- und der Intraday-Markt, verzeichnen zunehmend dynamische Preisbewegungen. Diese spiegeln die stark schwankende Einspeisung erneuerbarer Erzeugungsanlagen und die flexible Nachfrage wieder. Die volatilen Preise erfordern von Marktteilnehmern eine verstärkte Anpassungsfähigkeit und eröffnen gleichzeitig Chancen für Technologien wie Stromspeicher und Flexibilitäten.

Reaktion im Projekt: Die Änderung der Strompreisdynamik an den Strommärkten führte dazu, dass neue Geschäfts- und Betriebsmodelle, bzw. deren Kombination im Projektverlauf berücksichtigt werden konnte.

- Zunehmende Anzahl an Zeitpunkten mit negativen Strompreisen an den Strommärkten:

Die Häufigkeit von negativen Strompreisen an den Strommärkten nimmt zu. Diese Situationen treten auf, wenn das Angebot an Strom – insbesondere durch hohe Einspeisung erneuerbarer Erzeugungsanlagen – die Nachfrage übersteigt. Negative Preise stellen einerseits eine Herausforderung für klassische Erzeugungsanlagen dar, andererseits schaffen sie Anreize für die Entwicklung von Flexibilitätslösungen wie Demand Response und Energiespeicherung.

Reaktion: Siehe oben

1.5 Regionsbeschreibung

Die Kraftspendedörfer Joglland bezeichnet eine von 15 Leaderregionen (im Zeitraum 2014 - 2020) in der Steiermark. Sie bilden ein geographisch zusammenhängendes Gebiet, bestehend aus deren teilnehmenden Gemeinden und stellen so eine soziale und wirtschaftlich homogene Einheit dar. Die Teilnahmebedingung einer Stadt oder Gemeinde an einer LEADER-Maßnahme ist mit dem Maximum von 30 000 Einwohnern begrenzt. Zusammengenommen muss die Region, bestehend aus mehreren Gemeinden, aus zwischen 10 000 und 150 000 Einwohner bestehen.



Abbildung 1 Steirische LEADER Regionen 2023-2027 ⁸

Im Rahmen der GAP-Strategieplans (Gemeinsame Agrarpolitik) für Österreich, sollen lokale Entwicklungsstrategien (LES) für strukturschwache Gebiete erarbeitet und umgesetzt werden. Mithilfe mehrerer Ansätze wie die Vernetzung von nationalen und internationalen Projekten und Akteure sowie auch der sektorübergreifender Zusammenarbeit sollen innovative Strategien entwickelt und realisiert werden. Grundlegend hierbei ist, dass die Projekte in den Regionen selbst aufgesetzt werden.

Gesteuert wird die Umsetzung der Maßnahmen der LES von der Lokalen Aktionsgruppe (LAG). Diese besteht zum Großteil aus sozio-ökonomischen Vertretern der Region. Zu den Hauptaufgaben zählt einen zielführenden und nicht-diskriminierenden Prozess zur Auswahl und Durchführung der Entwicklungsprojekte zu erstellen und begleiten. Die LAG der Region Joglland ist die IG Kraftspendedörfer Joglland.⁹

⁸ Amt der Steiermärkischen Landesregierung. Steirische LEADER Regionen 2023-2027. <https://www.landesentwicklung.steiermark.at/cms/ziel/175896561/DE/>. (abgerufen am 23.12.2024)

⁹ Joglland / Leaderregion Joglland. 2024. <https://www.joglland.at/lag/>. (abgerufen am 19.12.2024)



Abbildung 2 Gemeinden der Leaderregion Kraftspendedörfer Joglland.¹⁰

Die Leaderregion Kraftspendedörfer Joglland umfasst 11 Gemeinden aus den Bezirken Hartberg sowie Weiz und liegt im nördlichsten Teil der Oststeiermark, wie in Abbildung 2 zu sehen ist. Diese zeigt die teilnehmenden Gemeinden und deren Bevölkerungsstruktur. Mit insgesamt 20 030 Einwohnern auf einer Fläche von 536 km² weist die Region eine durchschnittliche Bevölkerungsdichte von ca. 37 EW / km² auf. Eine Übersicht wird in Tabelle 1 gezeigt.

¹⁰ Hofer, T., Mayerhofer, H., Schlögl, F.. 2022. Lokale Entwicklungsstrategie 2023-2027 LAG Kraftspendedörfer Joglland: https://www.ama.at/getattachment/e589d0f1-3a9d-4ff3-b76d-3d845b2d3c63/LAG-Kraftspendedoerfer-Joglland_v1.pdf

Tabelle 1 Gemeinden der Leaderregion Kraftspendedörfer Joglland.¹⁰

	Gemeinden ¹	Gemeinde Kennzahl	EW Statistik Austria	Fläche in km ²	Dichte EW/km ²	
1	Waldbach - Mönichwald	62279	1.461	53,98	27,07	Gemeinden Bezirk Hartberg
2	Sankt Jakob im Walde	62242	1.037	30,32	34,20	
3	Wenigzell	62262	1.404	35,68	39,35	
4	Vorau (Puchegg, Riegersberg, Schachen bei Vorau, Vornholz)	62278	4.669	81,3	57,43	
5	Fischbach	61708	1.530	61,57	24,85	Gemeinden Bezirk Weiz
6	Ratten	61741	1.078	28,82	37,40	
7	Rettenegg	61743	713	78,53	9,08	
8	Sankt Kathrein am Hauenstein	61744	627	19,31	32,47	
9	Birkfeld (Gschaidd, Haslau, Koglhof, Waisenegg)	61757	4.928	89,78	54,89	
10	Miesenbach bei Birkfeld	61728	673	14,73	45,69	
11	Strallegg	61750	1.910	42,23	45,23	
			20.030	536,25	37,35	

2 Grundlagen zu den Batteriespeichersystemen

Das Forschungsprojekt „Großspeicher Joglland“ beschäftigt sich mit elektrochemischen Speichern mit höherer Leistung. Eine Abgrenzung des Begriffs Batteriegroßspeicher ist nicht eindeutig, da es dafür keine klare Begriffsdefinition gibt.

Im Rahmen des Projektes wurden als Batteriegroßspeicher sämtliche Batteriespeichersysteme mit einer Kapazität größer als 1.000 kWh definiert.

2.1 Zusammenfassung Batteriespeichersysteme

In diesem Forschungsprojekt spielen Batteriespeichersysteme eine zentrale Rolle. Nachfolgend wird eine Liste der relevanten Technologien angeführt^{11, 12, 13}.

- **Blei-Säure- Batteriespeichersysteme:**

Blei-Säure-Batterien sind die älteste kommerzialisierte Batteriespeichertechnologien. Sie bestehen aus Bleiplatten (Elektroden) und einer Schwefelsäurelösung (Elektrolyt). Ihre geringen Herstellungskosten und einfache Bauweise machen sie wirtschaftlich attraktiv.

- Vorteile:

- Kostengünstig und weit verbreitet.
- Robust und zuverlässig.
- Gute Recyclierbarkeit (über 90 % der Bestandteile können wiederverwertet werden).

- Nachteile:

- Niedrige Energiedichte, daher schwer und sperrig.
- Begrenzte Zyklenzahl.
- Empfindlichkeit gegenüber Tiefentladung, was die Lebensdauer verkürzt.

- Anwendung:

- Unterbrechungsfreie Stromversorgungen (USV).
- Energiespeicherung für kleinere Anlagen (z. B. Solarinseln).

- **Nickel-Cadmium- Batteriespeichersysteme (NiCd):**

Nickel-Cadmium-Batterien nutzen Nickelhydroxid (Kathode) und Cadmium (Anode) mit einer alkalischen Elektrolytlösung. Sie sind für ihre Langlebigkeit und Robustheit bekannt, jedoch aufgrund der Cadmium-Toxizität weniger verbreitet.

- Vorteile:

- Widerstandsfähig gegen extreme Temperaturen (-40 °C bis +60 °C).
- Lange Lebensdauer bei geringem Wartungsaufwand.

¹¹ <https://www.energie-experten.org/erneuerbare-energien/oekostrom/energiespeicher>. (Abgerufen am 8.10.2024)

¹² <https://www.studysmarter.de/studium/ingenieurwissenschaften/elektrotechnik/elektrochemische-speicher/> (Abgerufen am 8.10.2024)

¹³ <https://www.ise.fraunhofer.de/> (Abgerufen am 8.10.2024)

- Sehr schnelle Lade- und Entladezeiten.
- Nachteile:
 - Umweltschädlich wegen des giftigen Cadmiums.
 - Geringere Energiedichte im Vergleich zu neueren Technologien.
 - Kostenintensiv in der Herstellung.
- Anwendung:
 - Industrieanwendungen (z. B. Flugzeuge und Züge).
 - Anwendungen mit extremen Betriebsbedingungen.
- **Nickel-Metallhydrid- Batteriespeichersysteme (NiMH):**

Diese Technologie ist eine Weiterentwicklung von NiCd-Batterien, bei der Cadmium durch eine Metallhydridlegierung ersetzt wurde. Sie hat eine höhere Energiedichte und ist umweltfreundlicher.

 - Vorteile:
 - Höhere Energiedichte als NiCd-Batterien.
 - Keine Schwermetalle wie Cadmium (umweltfreundlicher).
 - Robust gegenüber Tiefentladung.
 - Nachteile:
 - Selbstentladungsrate ist hoch.
 - Komplexerer Ladeprozess.
 - Kürzere Lebensdauer im Vergleich zu Lithium-Ionen-Batterien.
 - Anwendung:
 - Hybridfahrzeuge.
 - Elektronische Kleingeräte.
- **Lithium-Ionen-Batteriespeichersysteme (Li-Ion):**

Li-Ion-Batteriespeichersysteme sind derzeit die dominierende Technologie für mobile und stationäre Energiespeicher. Sie verwenden Lithiumverbindungen als aktive Materialien und bieten eine hohe Energiedichte.

 - Vorteile:
 - Sehr hohe Energiedichte, geringes Gewicht.
 - Lange Lebensdauer und hohe Zyklenstabilität.
 - Niedrige Selbstentladung.
 - Nachteile:
 - Potenzielle Sicherheitsprobleme (z. B. Überhitzung oder Brandgefahr).
 - Kostenintensiv, insbesondere bei großskaligen Anwendungen.

- Begrenzte Rohstoffverfügbarkeit von Lithium.

- Anwendung:

- Elektrofahrzeuge.
- Tragbare Geräte wie Smartphones und Laptops.
- Stationäre Energiespeicher in privaten Haushalten und Netzen.

- **Natrium-Schwefel- Batteriespeichersysteme (NaS):**

Diese Batteriespeichersysteme basieren auf flüssigem Natrium und Schwefel als aktive Materialien, die bei hohen Temperaturen (ca. 300 °C) betrieben werden. Sie sind besonders für stationäre Anwendungen geeignet.

- Vorteile:

- Hohe Energiedichte und gute Zyklenzahl.
- Kostengünstige Rohstoffe (Natrium und Schwefel).
- Hohe Effizienz bei der Speicherung und Abgabe von Energie.

- Nachteile:

- Betrieb erfordert hohe Temperaturen, was Energieaufwand für Isolierung bedeutet.
- Komplexes Wärmemanagementsystem nötig.
- Sicherheitsanforderungen wegen der Hochtemperatur-Betriebsweise.

- Anwendung:

- Große stationäre Stromspeicher in Netzen oder bei erneuerbaren Energiequellen.

- **Redox-Flow- Batteriespeichersysteme:**

Redox-Flow- Batteriespeichersysteme nutzen flüssige Elektrolyte, die in externen Tanks gespeichert werden. Die Energie wird durch die Redoxreaktionen der Elektrolyte gespeichert.

- Vorteile:

- Flexible Skalierbarkeit von Kapazität und Leistung.
- Lange Lebensdauer, da die Elektrolyte nicht verschleiben.
- Hohe Sicherheit, da keine explosiven Materialien verwendet werden.

- Nachteile:

- Niedrige Energiedichte, daher große Tanks nötig.
- Hohe Investitionskosten im Vergleich zu anderen Technologien.

- Anwendung:

- Stationäre Energiespeicherung für Netzanwendungen.
- Unterstützung bei der Integration erneuerbarer Energien.

- **Superkondensatoren:**

Superkondensatoren speichern Energie durch elektrostatische Ladungstrennung an einer Grenzfläche und sind daher keine chemischen, sondern physikalische Speicher.

- Vorteile:

- Sehr schnelle Lade- und Entladezeiten.
 - Extrem hohe Zyklenfestigkeit (nahezu unbegrenzt).
 - Gute Leistung bei niedrigen Temperaturen.

- Nachteile:

- Geringe Energiedichte im Vergleich zu Batterien.
 - Höhere Kosten pro gespeicherte Kilowattstunde.

- Anwendung:

- Kurzzeitige Leistungsspitzen in Netzwerken.
 - Anwendungen, die sehr schnelle Lade- und Entladezyklen erfordern (z. B. Bremsenergie-Rückgewinnung).

2.2 Wirtschaftliche Parameter Batteriespeichersysteme

Für das Projekt „Großspeicher Joglland“ kommen in erster Linie die Batteriespeichersysteme Lithium-Ionen, darunter fallen auch Nickel-Mangan-Kobalt und Lithium-Eisen-Phosphat, sowie die Redox-Flow-Batterien in Frage. Für diese Batteriespeichersysteme wurden im Zeitraum März 2023 bis Jänner 2024 Datenerhebungen zu Preisen durchgeführt, Abbildung 3 zeigt die Bandbreite der Preise der unterschiedlichen Technologien. Die dargestellten Preise sind Gesamtsystempreise, die die Kosten für die Komponenten und die Aufstellung berücksichtigen.

Daraus geht hervor, dass die Preise gerade für Lithium-Ionen- Batteriespeichersysteme in den letzten Jahren erheblich gesunken sind. Diese Entwicklung hat dazu geführt, dass eine maßgebliche Kostensenkung bei Elektrofahrzeugen und Energiespeichersystemen erreicht wurde¹⁴. Die jüngsten Preiserückgänge sind hauptsächlich auf gesunkene Rohstoffkosten, insbesondere bei Lithium, zurückzuführen. Im Jahr 2024 sind die Preise für Lithiumcarbonat um 29 % gefallen, was zu niedrigeren Batteriepreisen beigetragen hat¹⁵.

Trotz dieser positiven Entwicklung könnten Faktoren wie steigende Nachfrage nach Elektrofahrzeugen, geopolitische Spannungen und Schwankungen bei den Rohstoffpreisen die zukünftige Preisentwicklung beeinflussen. Dennoch wird erwartet, dass technologische Fortschritte und Skaleneffekte die Kosten für Lithium-Ionen- Batteriespeichersysteme weiter senken werden.

¹⁴ <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/534429/umfrage/weltweite-preise-fuer-lithium-ionen-akkus>. (Abgerufen am 10.10.2024)

¹⁵ <https://www.reuters.com/markets/commodities/battery-cell-prices-fall-record-low-september-says-report-2024-10-30>. (Abgerufen am 14.10.2024)

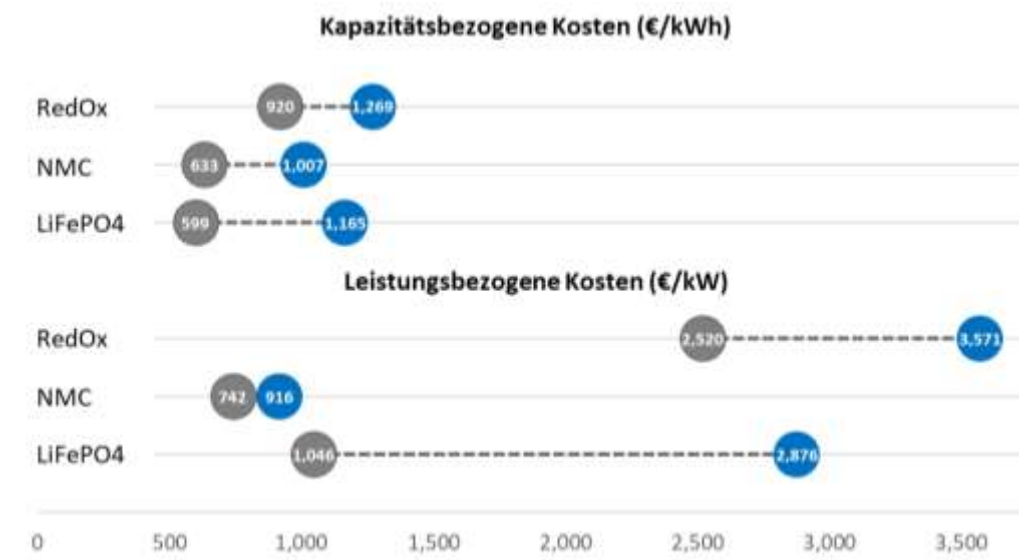


Abbildung 3: Spezifische Kosten der erhobenen Speicher nach Technologie

2.3 Technische Parameter relevanter Batteriespeichersysteme

Neben den wirtschaftlichen Parametern spielen auch die technischen Parameter der ausgewählten Batteriespeichersysteme eine wesentliche Rolle. Diese Parameter werden in

Tabelle 2 gezeigt. In der Tabelle werden unterschiedliche Batteriespeichersysteme dargestellt, wobei die Daten aus Erhebungen bei Anbietern von Batteriespeichern und Recherchen erhoben wurden. Es geht hervor, dass die Batteriespeichersysteme sehr unterschiedliche Parameter aufweisen. Die derzeit meistgenutzten Technologien sind Batteriespeichersysteme auf Basis von Lithium Ionen, die sich durch ihren hohen Wirkungsgrad auszeichnen. Auffallend ist, dass RedOx Flow Speicher sich durch eine sehr hohe nutzbare Kapazität auszeichnen, wenngleich der Wirkungsgrad im Vergleich zu den anderen Technologien geringer ist.

Tabelle 2: Technische Parameter ausgewählter Speichertechnologien

		RedOx Flow	RedOx Flow	NMC	NMC	LiFePO4	LiFePO4
Nennkapazität	MWh	1	1	1.359	1.288	0.48	1.194
Nutzbare Kapazität	%	96.4	96.4 ^a	85 ^b	85 ^b	85	85
Round Trip Efficiency	%	72.4	73.0	78.8	78.8 ^a	90.8 ^d	90.8 ^d
Max. Leistung	kW	250	250	1000	736	150	528
Wirkungsgrad Wechselrichter	%	98	98 ^c	98 ^c	98	98 ^c	98

Sofern nicht anders gekennzeichnet, stammen die Kennwerte aus den technischen Datenblättern der Hersteller.

a: Annahme. Wie bei gleicher Technologie.

b: Annahme. Die nutzbare Kapazität von NMC-Speichern liegt zwischen 80-90%¹⁶.

c: Annahme. Technologisch ausgereiftester Wechselrichter kann verwendet werden.

d: Annahme. Aus Studie¹⁷

¹⁶ <https://ecotreelithium.co.uk/news/lithium-nmc-vs-lifepo4/>. (Abgerufen am 16.7.2024)

¹⁷ Bilicic, G., Scroggins, S. LAZARD'S LEVELIZED COST OF ENERGY. 2023. Lazard. <https://www.lazard.com/media/20zoovyg/lazards-lcoeplus-april-2023.pdf>

3 Identifikation von potenziellen Speicherstandorten / Aufstellungsorte für Batteriespeichersysteme

Neben der Auswahl der unterschiedlichen Batteriespeichersysteme, die hinsichtlich ihrer Kosten und der technischen Parameter einen maßgeblichen Einfluss auf die Betriebsmodelle haben, spielt auch der Aufstellungsort eine zentrale Rolle. Dieses Kapitel widmet sich der Analyse der Aufstellungsorte im Kontext vom Joglland.

Dabei gilt es einige generelle Aspekte zu berücksichtigen:

- **Vorgaben vom Verteilnetzbetreiber:**

Der Verteilnetzbetreiber gibt spezifische Anforderungen an, die bei der Installation von Batteriespeichersysteme berücksichtigt werden müssen. Dazu gehören beispielsweise technische Richtlinien zur Netzverträglichkeit, Anforderungen an die Leistungseinspeisung und die Abstimmung auf bestehende Netzkapazitäten. Diese Vorgaben sind entscheidend für die Integration der Batteriespeichersysteme in das Verteilnetz.

- **Wirtschaftlicher Anwendungsbereich:**

Der Standort eines Batteriespeichersystems wird maßgeblich vom wirtschaftlichen Nutzen und dem gewählten Geschäftsmodell beeinflusst. Beispielsweise unterscheiden sich Anforderungen, wenn das Batteriespeichersystem für netzdienliche Anwendungen, Eigenverbrauchsoptimierung oder den Handel am Strommarkt genutzt wird. Der Aufstellungsort sollte die maximale Rentabilität des Geschäftsmodells gewährleisten.

- **Übertragungsfähigkeit (z. B. beim 20-kV-Kabelsystem):**

Die Möglichkeit, das Batteriespeichersystem an der bestehenden Infrastruktur wie bspw. 20-kV-Kabelsysteme anzubinden, beeinflusst den Standort erheblich. Eine ausreichende Übertragungsfähigkeit ist essenziell, um die geplante Energie in das Verteilnetz oder an Verbraucher weiterzuleiten, ohne Engpässe oder Überlastungen zu riskieren.

- **Entfernungen zum Transformator / Umspannwerk:**

Die Entfernung zwischen dem Batteriespeichersystem und einer einem Transformator oder Umspannwerk ist ein wichtiger Planungsparameter. Kürzere Entfernungen reduzieren Energieverluste und verringern die Installationskosten für Verkabelung und Infrastruktur. Eine sinnvolle Nähe zwischen Batteriespeichersystem und Transformator oder Umspannwerk ist daher wirtschaftlich und technisch vorteilhaft.

- **Netznutzungsentgelt und spezifische Kosten für Netzzutritt:**

Die Kosten für den Netzzugang sowie die Netznutzungsentgelte können je technischen Parametern und Netzebene variieren. Diese Faktoren spielen eine bedeutende Rolle bei der Wirtschaftlichkeitsbewertung des Projekts.

- **Speichergröße abhängig von Wirtschaftlichkeit/Anwendungsbereich:**

Die Größe des Batteriespeichers (Leistung und Kapazität) wird durch die geplante Nutzung und die erwartete Wirtschaftlichkeit beeinflusst. Größere Batteriespeichersysteme sind sinnvoll, wenn sie hohe Energiemengen aufnehmen und abgeben können, beispielsweise bei großflächigen PV-

Anlagen. Allerdings müssen Investitions- und Betriebskosten im Verhältnis zum erwarteten Nutzen stehen.

- **Einschränkungen (z. B. Natura 2000, max. 2 ha für PV-Anlagen):**

Rechtliche und ökologische Einschränkungen, wie beispielsweise Vorgaben durch Natura 2000, beeinflussen die Wahl des Standorts. Für PV-Anlagen ist häufig eine maximale Fläche von 2 Hektar erlaubt, was die Kapazität der zugehörigen Batteriespeicher begrenzen kann. Auch andere Schutzgebiete oder baurechtliche Vorgaben müssen berücksichtigt werden.

3.1 Netz- und Energieinfrastruktur im Joglland

Das Stromnetz und dessen Aufbau spielt eine wesentliche Rolle für den Aufstellungsort von Batteriespeichersystemen. Abbildung 4 zeigt das Hochspannungsnetz der Steiermark und das Versorgungsgebiet des Jogllands, gekennzeichnet durch den roten Kreis. Die in der Abbildung dargestellten schwarzen Dreiecke stellen Umspannwerke dar.

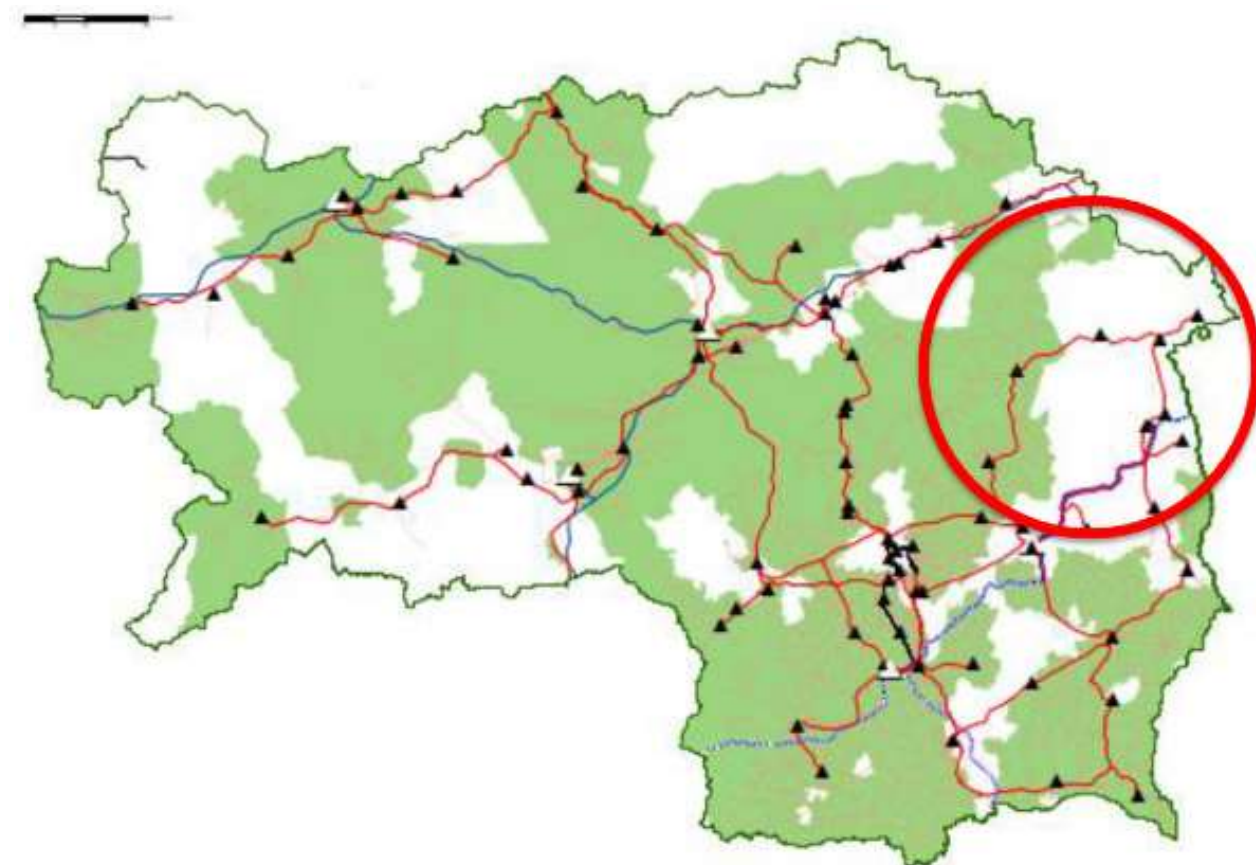


Abbildung 4: Hochspannungsnetz der Steiermark mit Abgrenzung des Versorgungsgebiets des Jogllands

Konkret wird das Untersuchungsgebiet durch zwei Umspannwerke versorgt, UW Birkfeld und UW Schachen. Die Umspannwerke werden von der Energienetze Steiermark GmbH betrieben. In den darunterliegenden Verteilnetzen treten die Energienetze Steiermark GmbH (Joglland-Gemeinden des Bezirkes Weiz mit Ausnahme der Gemeinde Rettenegg), EVN Braunstein (Gemeinde Rettenegg) sowie die Feistritzwerke STEWEAG GmbH (Joglland-Gemeinden des Bezirkes Hartberg-Fürstenfeld) als Verteilnetzbetreiber (VNB) auf.

Neben der Netzinfrastruktur spielen auch Projekte für größere Erzeugungsanlagen eine wesentliche Rolle. Im Kontext des Jogllands sind das vor allem Windkraftanlagen und große PV-Anlagen (vorhandene und zukünftige), welche für einen wirtschaftlichen Betrieb der Großspeicher idR einen Netzzugang auf der Mittelspannung aufweisen (vgl. dazu nächsten Abschnitt). Einerseits limitieren diese Anlagen die Kapazitäten des Verteilnetzes, andererseits stellen sie einen potenziellen Aufstellungsort für Batteriespeichersysteme dar. Eine detaillierte Übersicht über die wesentliche Energieinfrastruktur im und um das Joglland wird in der Übersichtskarte in Abbildung 5 dargestellt.

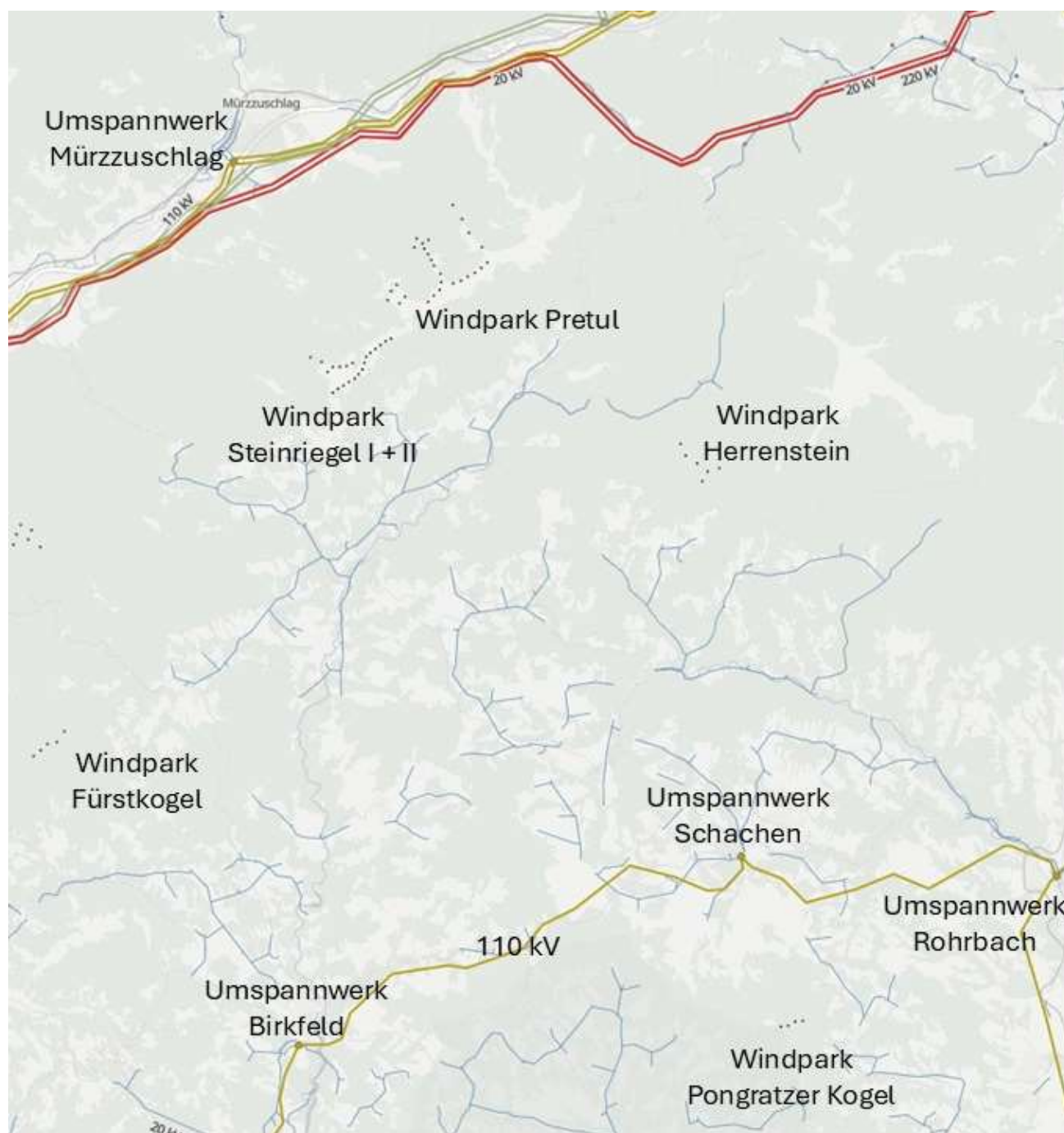


Abbildung 5 Energieinfrastruktur Joglland¹⁸

¹⁸ Modifiziert nach [<https://openinframap.org/#10.39/47.4794/15.7804/L,P>]

Es befinden sich aktuell 126,8 MW an Windkraft und 15 MWp an Photovoltaik im Joglland, welche eine entsprechende geeignete Minimalleistung aufweisen und bei der Mittelspannung einen Netzzugang haben, siehe Tabelle 3. Zusammengenommen sind im Joglland 141,8 MW an PV- und Windkraftanlagen installiert. Die Gemeinde Ratten hält hier den mit Abstand größten Anteil. Im Bereich der Windkraft sind über 100 MW an Erweiterungen zukünftig geplant. Im PV-Bereich liegen dem Projektteam auch Ausbaupläne vor, doch diese werden aufgrund einer hohen Datensensibilität nicht an dieser Stelle veröffentlicht.

Die meiste installierte Wind-Erzeugungsleistung befindet sich dabei in der Gemeinde Ratten, in der *Steinriegel I + II* (Rechtswert Y = 554161,61 m, Hochwert X = 5264953,22 m) und *Pretul* (Rechtswert Y = 554775,71 m, Hochwert X = 5266842,22 m) auf gesamt 80,3 MW kommen (zzgl. einem PV-Park von rund 15 MWp; Rechtswert Y = 554839,08 m, Hochwert X = 5263406,73 m). Entscheidend ist, dass sie jedoch in das Umspannwerk Mürzzuschlag einspeisen, also keinen direkten Einfluss auf den Netzbetrieb im Joglland nehmen. Die Windanlage *Herrenstein* (19,95 MW; Rechtswert Y = 564547,72 m, Hochwert X = 5261412,96 m) in Rettenegg ist an das UW Schachen angebunden, wie auch die Erzeugungsanlagen *Pongratzer Kogel* (9,2 MW; Rechtswert Y = 567185,09 m, Hochwert X = 5244458,03 m) in Vorau. Der Windpark *Fürstkogel* (17,25 MW; Rechtswert Y = 544358,12 m, Hochwert X = 5252862 m) in Fischbach speist über eine 16km 20kV Erdkabel-Verbindung in das Umspannwerk Birkfeld ein.

Andere vorhandene Erzeugungsanlagen (z. B. Wasserkraft, Blockheizkraftwerke oder PV) kommen im Joglland für Großspeicheranwendungen, wirtschaftlich gesehen, zurzeit nicht in Frage.

Wie ersichtlich ist, gibt es im Joglland aktuell nur eine geeignete PV-Anlage, welche im Sinne des Projektes wirtschaftlich in Kombination mit einem Großspeicher betrieben werden kann und dort wurde bereits ein entsprechender Speicher in Betrieb genommen.

Tabelle 3 Aktuell für Großstromspeicher geeignete Erzeugungsanlagen im Joglland

Anmerkung: Relevante geplante Freiflächen-PV für Großspeicher wurden in dieser Tabelle aufgrund entsprechend hoher Datensensibilität nicht angeführt.

Erzeugungs- anlagen	Windkraft in MW	Relevante Freiflächen-PV für Großspeicher in MW	Gesamt in MW
	Installiert (geplanter Zubau)	Installiert	Installiert (inkl. geplanter Zubau)
Fischbach	17,3		17,3
Ratten	80,3 (38,6)	15	95,3 (133,9)
Rettenegg	20,0 (38,7)		20,0 (58,7)
Vorau	9,2 (ca. 26)		9,2 (ca. 35,2)
Gesamt	126,8 (103,3)	15	141,8 (245,1)

Zum Zeitpunkt der Berichtserstellung wurden auch die freien Kapazitäten an den Umspannwerken erhoben. Die Ergebnisse der Erhebung sind in Tabelle 4 dargestellt. Aus der Erhebung ging hervor, dass am Umspannwerk Schachen keine freien Kapazitäten für zusätzliche Anlagen zur Verfügung stehen. Das Umspannwerk Birkfeld verfügte zum Zeitpunkt der Erhebung noch über freie Kapazitäten, wobei diese auch schon stark limitiert waren.

Tabelle 4 Verfügbare Einspeisekapazitäten der Umspannwerke in der Region Joglland ¹⁹

Umspannwerk	gebuchte Kapazität MVA	Verfügbare Kapazität MVA	aktualisiert am	Rechtswert Y	Hochwert X
UW Birkfeld	11,5	2,43	27.06.2024	552182,79 m	5243743,12 m
UW Schachen	0	0	27.06.2024	565707,66 m	5249655,51 m

Für den Netzbetrieb im Joglland sind weiters Großverbraucher relevant. Der zeitliche Verlauf sowie die Spitzen nehmen bei höheren Anschlussleistungen einen großen Einfluss auf den Betrieb und die Planung des Verteilnetzes. Batteriespeichersysteme können bei geeigneter Positionierung einen netzstützenden Effekt erzielen. IdR kommen hier größere Betriebe oder E-Ladestationen infrage. Es wurden daher im Joglland die größten Stromverbraucher (in den Bereichen Produktion, Metallverarbeitung, Gastgewerbe, Tischlerei, Holzbau, Landwirtschaft, Seilbahnen oder Gemeinden) sowie aktuelle und geplante E-Ladestationen erhoben.

Aufgrund von Datenschutz werden an dieser Stelle keine Großverbraucher genannt. Jedoch kann auf Basis der Recherchen festgehalten werden, dass es im Joglland nur sehr wenige bzw. einzelne Verbraucher gibt, welche für Großspeicheranwendungen in Frage kommen, da die Region kaum Industriebetriebe aufweist.

E-Schellladestationen zeichnen sich durch hohe Lastspitzen aus, die nahe an ihrer Nennleistung liegen. So wurden konkret Stationen mit einer Leistung über 50 kW in Betracht gezogen. Im Joglland befinden sich solche aktuell nur zwei in der Gemeinde Waldbach mit je 60 kW. Geplant ist in der Gemeinde Fischbach eine Station mit 200 kW.

3.2 Aufstellungsort aus Perspektive der Netztopologie

Neben den generellen Rahmenbedingungen für den Aufstellungsort gibt es auch aus netztopologischer Perspektive Unterscheidungskriterien. Die Definitionen dieser Kriterien wurden im Rahmen von Workshops mit den Verteilnetzbetreibern des Jogllands entwickelt.

Die Grundlage dafür bietet sowohl eine wirtschaftliche als auch eine technische Bewertung. Auf technischer Ebene ist zu berücksichtigen, dass eine Einspeisung oder Entnahmen aus dem Netz eine Rückwirkung auf das Netz hat, man spricht vom sogenannten Spannungsanstieg (durch Erzeugung) und

¹⁹ Verfügbare Netzanschlusskapazitäten — EbUtilities (abgerufen am 27.6.2024). <https://www.ebutilities.at/verfuegbare-netzanschlusskapazitaeten>

Spannungsabfall (durch Verbrauch). In den Technisch Organisatorischen Richtlinien (TOR)²⁰ wird dafür eine Näherungsformel beschrieben:

$$\Delta u_{AnV} = \frac{\Delta P_V \cdot R_V + \Delta Q_V \cdot X_V}{U_V^2}$$

Wobei Δu_{AnV} die relative Spannungsanhebung im Verknüpfungspunkt ist. Der Verknüpfungspunkt ist jener Punkt im Netz, an dem die Verbrauchs- oder Erzeugungsanlage angeschlossen ist. ΔP_V ist die Wirkleistungsänderung durch eine Erzeugungsanlage (+) oder eine Verbrauchsanlage (-). Analog dazu ist ΔQ_V ist die Blindleistungsänderung. R_V ist der Wirkanteil der Netzimpedanz und X_V der dazugehörige Blindanteil. U_V ist die verkettete Spannung am Verknüpfungspunkt.

Mit steigendem Abstand vom spannungsgebenden Anschlusspunkt (Umspannwerk) wirkt sich eine Einspeisung also immer stärker auf die Netzspannung aus. Damit gibt es eine technische Grenze für den Abstand zum Umspannwerk, der mit dem maximalen Spannungshub definiert wird. Zur besseren Veranschaulichung der Zusammenhänge dient Abbildung 6. Diese zeigen schematisch die Auswirkungen des Aufstellungsortes einer PV-Anlage entlang der Leitung auf den Spannungshub.

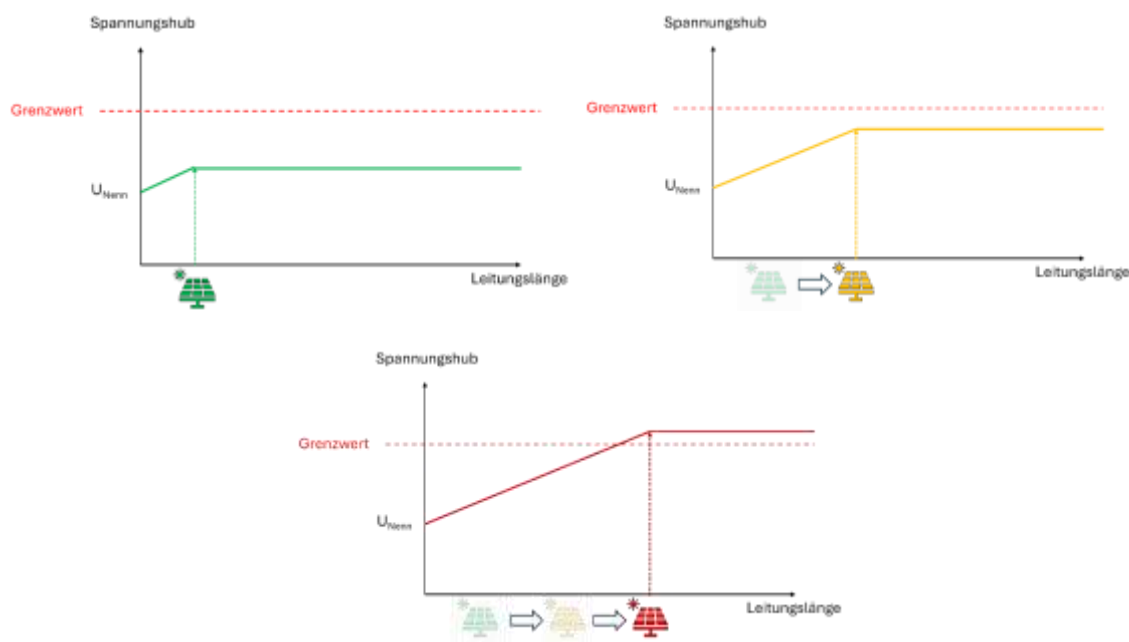


Abbildung 6: Auswirkung des Aufstellungsortes einer Anlage aufgrund der Distanz vom spannungsgebenden Punkt

²⁰ E-Control. Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen. Teil D: Besondere technische Regeln. 2017. https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/TOR_D2_V2.4+30.10.2017.pdf/b059c61c-10c4-4969-a265-46836b7c0870?t=1509354768234

Dabei ist zu berücksichtigen, dass es für den Spannungshub entlang der Leitung Grenzwerte gibt. Seitens Österreichs Energie gibt es dazu die folgenden Vorgaben²¹:

Im ungestörten Betrieb des Netzes darf der Betrag der von allen Erzeugungs- und/oder Speicheranlagen verursachten langsamen Spannungsänderung an keinem Verknüpfungspunkt in diesem Netz einen Wert von 2 % gegenüber der Spannung ohne Erzeugungs- und/oder Speicheranlagen überschreiten.

Für den Aufstellungsort eines Batteriespeichersystems, wie auch für die Errichtung neuer Erzeugungsanlagen lässt sich daher schlussfolgern, dass diese in der Nähe eines spannungsgebenden Anschlusspunktes oder Umspannwerkes errichtet werden müssen, da sonst das Netz der limitierende Faktor wird. Dabei ist zu berücksichtigen, dass dieser Effekt relevanter wird, desto größer die jeweilige Einspeise- oder Bezugsleistung ist.

Diese Einschränkung gilt für neue Anlagen. Wird bspw. ein Batteriespeichersystem am Standort einer bestehenden Erzeugungsanlage aufgestellt und so betrieben, dass keine zusätzliche Einspeiseleistung resultiert, ist diese Beschränkung aus technischer Sicht zu vernachlässigen.

Dabei ist zu berücksichtigen, dass manche Verteilnetzbetreiber hier dennoch die Gefahr sehen, dass bei einer fehlerhaften Regelung des Speichers eine Entladung zum Zeitpunkt der maximalen Einspeisung gegeben sein könnte, was die Situation dann noch weiter verstärken würde.

Diese technischen Zusammenhänge wirken sich maßgeblich auf die Anschlusskosten für neue Batteriespeichersystem- oder Erzeugungsanlagen aus. Mit zunehmendem Abstand vom Umspannwerk steigen die Anschlusskosten exponentiell an.

²¹ OE, VSE, CSRES u.a. (Hrsg.). 2023. Technische Regeln für die Beurteilung von Netzzrückwirkungen. Teil B: Anforderungen und Beurteilung Abschnitt. III: Hochspannung.
https://oesterreichsenergie.at/fileadmin/user_upload/Oesterreichs_Energie/Publikationsdatenbank/Diverses/2022/DACHCZ_Ausgabe3_B_Anforderungen_II_MS.pdf

Spezifische Kosten für den Netzzutritt

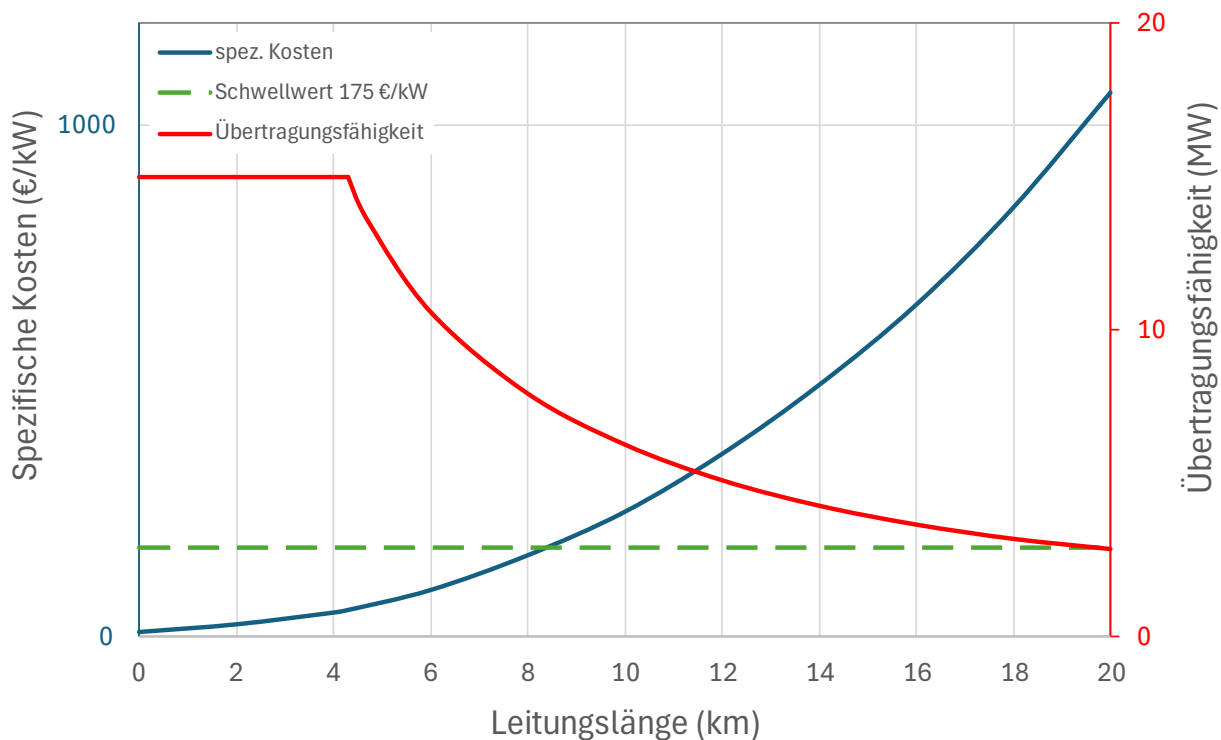


Abbildung 7 zeigt die konkreten Daten für den Anschluss auf der 20 kV Ebene.

Spezifische Kosten für den Netzzutritt

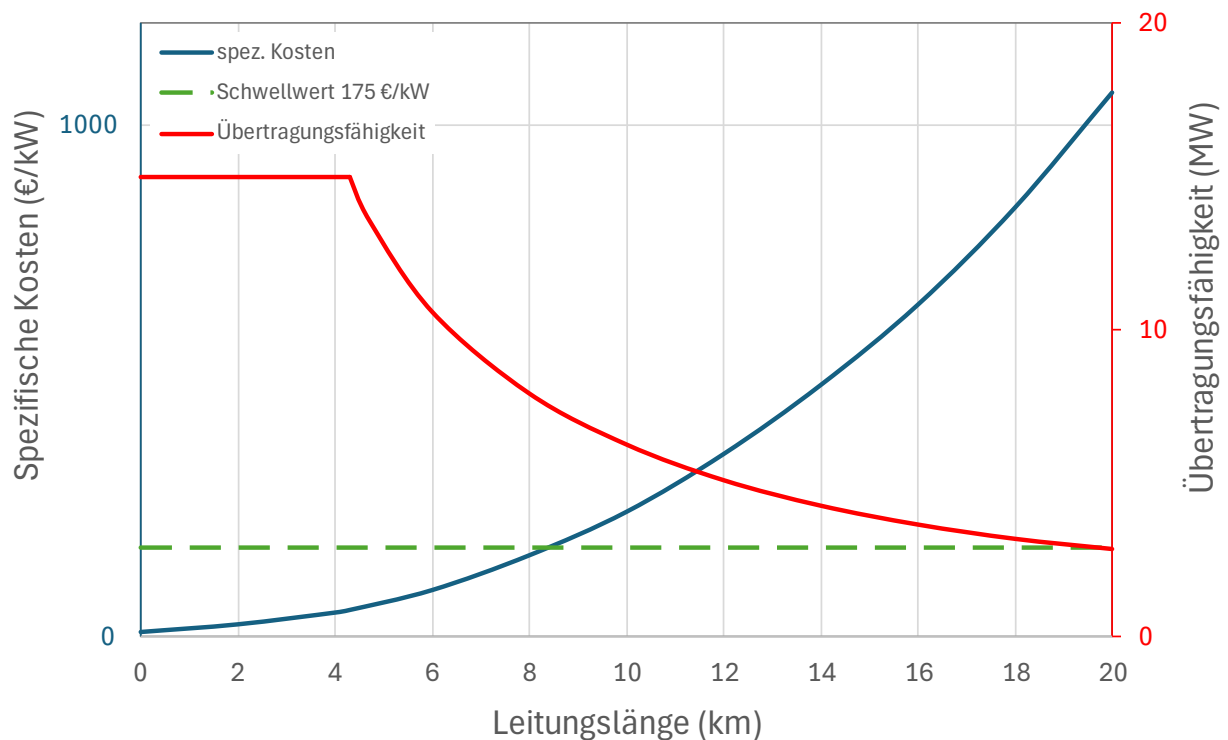


Abbildung 7: Übertragungsfähigkeit und spezifische Anschlusskosten auf der 20 kV-Ebene²²

²² Eigene Darstellung

Die spezifischen Kosten (in € je kW-Anschlussleistung) sind zu den Investitionskosten von Erzeugungsanlagen der Batteriespeichersystemen zu addieren. Geht man von einer Obergrenze von 175 €/kW an Netzausbaukosten aus, ergibt sich im konkreten Fall eines 20 kV-Systems eine maximale „wirtschaftliche“ Distanz von 8 Kilometer Leitungslänge um das Umspannwerk. Dabei beträgt die Übertragungsfähigkeit des Systems noch rund 8 MW.

Aufgrund dieser technischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen wurden im Kontext des Projektes die folgenden Aufstellungsorte definiert:

- **In der Nähe des Umspannwerks:**
Dieser Standort bezeichnet die Platzierung des Batteriespeichersystems direkt am Umspannwerk, das die Schnittstelle zwischen dem Hoch- und Mittelspannungsnetz darstellt oder an einem Transformator, der innerhalb des technischen oder wirtschaftlichen Radius um das Umspannwerk betrieben wird.
- **Fernab des Umspannwerks:**
Dieser Aufstellungsort bezeichnet die Platzierung des Batteriespeichersystems an einem Transformator, der außerhalb des oben beschriebenen technischen oder wirtschaftlichen Radius um das Umspannwerk betrieben wird.
- **Entlang einer 20 kV-Leitung mit entsprechend vorhandener Netzzutrittsmöglichkeit oder Einspeisekapazität:** Das Joglland ist mit zahlreichen 20 kV-Verteilnetzen durchzogen. Sofern im Nahbereich einer 20 kV-Leitung eine Netzzutrittsmöglichkeit oder Einspeisemöglichkeit durch eine Erzeugungsanlage besteht, kommen auch diese Standorte für Großspeicheranwendungen infrage.

3.3 Aufstellungsort aus Perspektive der Erzeugungs- oder Verbrauchsanlage

Man kann den Aufstellungsort des Batteriespeichersystems nicht nur aus netztopologischer Perspektive bewerten, sondern auch eine Bewertung aus Perspektive einer Erzeugungs- oder Verbrauchsanlage durchführen (z. B. Großverbraucher, wie Betriebe oder E-Ladestationen sowie Großerzeugungsanlagen, wie Windkraft oder Photovoltaikanlagen).

Dieser Aufstellungsort hat eine maßgebliche Auswirkung auf die Systemnutzungsentgelte, die für den Betrieb des Batteriespeichersystems zu entrichten sind.

In Österreich setzen sich die Systemnutzungsentgelte für das Stromnetz aus mehreren Komponenten zusammen, die verschiedene Dienstleistungen und Kosten der Netzbetreiber abdecken. Die Hauptbestandteile sind²³:

- **Netznutzungsentgelt:** Dieses Entgelt deckt die Kosten für Errichtung, Ausbau, Instandhaltung und Betrieb des Stromnetzes. Es wird pro Zählpunkt von den Stromabnehmern erhoben.
- **Netzverlustentgelt:** Es kompensiert die Verluste, die beim Transport von elektrischer Energie im Netz entstehen. Dieses Entgelt wird sowohl von Stromabnehmern als auch von Einspeisern mit einer Anschlussleistung über 5 MW erhoben.

²³ E-Control. Systemnutzungsentgelte. <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/systemnutzungsentgelte>. (Abgerufen am 25.10.2024)

- **Entgelt für Messleistungen:** Dieses Entgelt deckt die Kosten für Installation, Betrieb, Eichung und Auslesung der Zähleinrichtungen. Wenn Kunden eigene Messeinrichtungen bereitstellen, kann dieses Entgelt entsprechend reduziert werden.
- **Netzbereitstellungsentgelt:** Es wird erhoben, wenn ein neuer Netzanschluss erstellt oder die vereinbarte Netznutzung überschritten wird. Dieses leistungsbezogene Pauschalentgelt dient dem Ausbau des Netzes zur Ermöglichung des Anschlusses.
- **Systemdienstleistungsentgelt:** Dieses Entgelt deckt die Kosten für die Aufrechterhaltung der Netzstabilität, insbesondere für die Ausgleichsmaßnahmen bei Lastschwankungen. Es wird von Einspeisern mit einer Anschlussleistung von mehr als 5 MW erhoben.
- **Netzzutrittsentgelt:** Dieses einmalige Entgelt wird für die erstmalige Herstellung oder Änderung eines Netzanschlusses erhoben. Es deckt die direkten Kosten, die mit dem Anschluss verbunden sind.
- **Entgelt für sonstige Leistungen:** Hierunter fallen Gebühren für zusätzliche Dienstleistungen wie Mahnspesen oder vom Kunden veranlasste Änderungen der Messeinrichtung.

Die genauen Entgelte können je nach Netzebene und Region variieren. Die Systemnutzungsentgelte werden anhand der am Zählpunkt der jeweiligen Erzeugungs- oder Verbrauchsanlage gemessenen Leistungs- und Energiewerte ermittelt. Durch die richtige Wahl des Aufstellungsortes des Batteriespeichersystems lassen sich Systemnutzungsentgelte bei der Ladung des Batteriespeichersystems vermeiden. Aufbauend auf dieser Begründung wurden die folgenden Aufstellungsorte identifiziert:

- **Hinter dem Zählpunkt der Anlage:**
In diesem Fall wird das Batteriespeichersystem hinter einem gemeinsamen Zählpunkt mit einer Erzeugungs- oder Verbrauchsanlage betrieben. Der Energieaustausch zwischen Erzeugungs- und Verbrauchsanlage und dem Batteriespeichersystem erfolgt innerhalb der Anlage und damit nicht über das öffentliche Netz. Der so durchgeführte Energieaustausch ist von den Systemnutzungsentgelten nicht betroffen, was wirtschaftliche Vorteile für den Betrieb mit sich bringt.
- **Mit einem eigenen Zählpunkt:**
In diesem Fall wird das Batteriespeichersystem mit einem eigenen Zählpunkt betrieben. Das kann betriebliche aber auch eigentumsrechtliche Gründe haben. Jedenfalls ist diese Art der Aufstellung wirtschaftlich im Vergleich zu einer Aufstellung hinter dem Zählpunkt der Anlage deutlich schlechter gestellt. Der Bezug zur Ladung des Batteriespeichersystems erfolgt über das öffentliche Netz und wird am Zählpunkt des Batteriespeichersystems gemessen. Dadurch fallen neben den Energiekosten auch die Systemnutzungsentgelte an.
Es ist zu berücksichtigen, dass eine Entladung des Batteriespeichersystems und die Nutzung der entladenen Energie bei einem anderen Netzanschlusspunkt erneut zu Kosten für die Systemnutzung führt.

3.4 Geplante Stromnetzausbaumaßnahmen, geplante E-Ladestationen, Großanlagen für PV und Wind

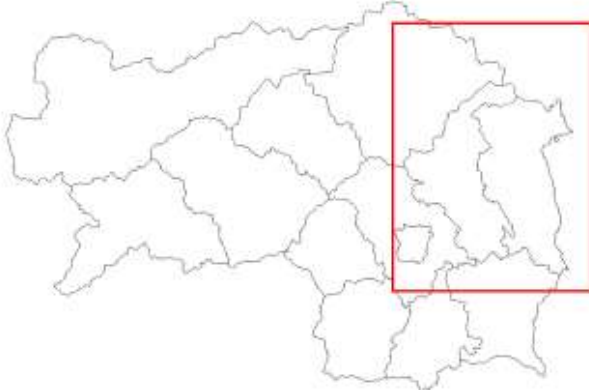
Geplante Schnell-E-Ladestationen und Großanlagen für Wind wurden bereits in Abschnitt 3.1 dargestellt. Großanlagen für PV werden aufgrund hoher Datensensibilität an dieser Stelle nicht dargestellt. Die geplanten Stromnetzausbaumaßnahmen im Joglland sind wie folgt:

Tabelle 5 Geplanter Ausbau beim Umspannwerk Schachen²⁴

Projektnummer: 3	Netzebene: 4	Projektstatus: Planungsphase
Spannungsebenen: 110 kV / 20 kV	Art: Neubau	Geplante Inbetriebnahme: 2030
Projektbeschreibung: Im Bereich des UW-Schachen ist mittel- und langfristig mit zusätzlichen Einspeiseleistungen mit ca. 50 MW zu rechnen. Dies erfordert die Erweiterung des UW Schachen um einen weiteren 110 kV / 20 kV Umspanner. Um die Versorgungssicherheit zu erhöhen, wird im Zuge des Umbaus das momentan nur im 110 kV Stich angebundene UW in das 110 kV System Birkfeld – Rohrbach der E-Netze Steiermark eingeschlossen.		
		
Auswirkungen auf die Netzanschlusskapazitäten 40 MW (zusätzlicher 110/20-kV Umspanner)		
Auswirkungen auf vor-/nachgelagerte bzw. benachbarte Netze - Errichtung zweiter 110/20-kV Umspanner 110-kV Einschleifung in das bestehende 110-kV System Birkfeld – Rohrbach		
Flexibilitätsbeschaffung (alternativ oder ergänzend zum gegenständlichen Projekt) Aufgrund fehlender gesetzlichen Grundlage ist Flexibilitätsbeschaffung derzeit keine Option.		

²⁴ Feistritzwerke-STEWEAG GmbH. 2024. Netzentwicklungsplan 2024. https://www.ebutilities.at/api/files/oeo-db-app/VNEP/Netzentwicklungsplan_Feistritzwerke_2024.pdf

Tabelle 6 Geplanter Austausch der 110-kV Leitung Birkfeld – Schachen auf Hochtemperaturseile²⁵

Projektnummer: 33	Netzebene(n): 3,4	Projektstatus: Umsetzungsphase
Spannungsebene(n): 110-kV	Art: Verstärkung	Geplante Inbetriebnahme: 2025
Projektbeschreibung: Durch die stetig steigenden Einspeiseleistungen im Netzgebiet der Oststeiermark, vor allem bedingt durch die vom Land Steiermark ausgewiesenen Sachprogramm-PV-Flächen, sind zukzessive Verstärkungsmaßnahmen im 110-kV Netz notwendig. Ausgehend von der 380/110-kV Übergabestelle Wünschendorf zum Übertragungsnetz der APG wurde bereits der erste Abschnitt des nordöstlichen 110-kV Rings (Weiz – Birkfeld) mit Hochtemperaturseilen verstärkt. Analog dazu wird auch auf dem nächsten Abschnitt Birkfeld – Schachen ein Hochtemperaturseiltausch durchgeführt. Durch die hohe thermische Belastbarkeit können deutlich größere Leistungen als bei herkömmlichen Freileitungsseilen übertragen werden.		
		
Auswirkungen auf die Netzanschlusskapazitäten -		
Auswirkungen auf vor-/nachgelagerte bzw. benachbarte Netze -		
Flexibilitätsbeschaffung (alternativ oder ergänzend zum gegenständlichen Projekt)		

²⁵ Energienetze Steiermark GmbH. 2024. Netzentwicklungsplan 2024. https://www.eutilities.at/api/files/oe-e-db-app/VNEP/Netzentwicklungsplan_E-Netze-Steiermark_2024.pdf

4 Betriebs- und Geschäftsmodelle für Batteriespeichersysteme an verschiedenen Standorten bzw. bei verschiedenen Anwendungsfällen

Das Betriebsmodell für das Batteriespeichersystem definiert die Regeln, nach denen eine Ladung und Entladung erfolgt. An das Betriebsmodell ist zumeist auch ein Geschäftsmodell gekoppelt, dieses stellt die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für den Betrieb dar. Das Geschäftsmodell definiert, woher die Energie für die Ladung beschaffen wird und wohin die Entladung erfolgt. Geschäftsmodell und Betriebsmodell sind eng miteinander verbunden und sollten immer gemeinsam „gedacht“ werden. Die beiden Modelle haben einen maßgeblichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit des Batteriespeichersystems. Die Wirtschaftlichkeit des Betriebs lässt sich anhand von zwei zentralen Faktoren bestimmen:

- **Preisdifferenz zwischen Ladung und Entladung:**

Jeder Ladung ist mit Kosten verbunden, jede Entladung sollte bestenfalls Einnahmen generieren. Zwischen den Kosten und den Einnahmen sollte ein ausreichend großer „Spread“ sein, um den Ladezyklus zu rechtfertigen. Dabei ist bei jedem Lade- / Entladezyklus der Wirkungsgrad des Batteriespeichersystems zu berücksichtigen.

- **Anzahl der Lade- / Entladezyklen:**

Ein Lade- / Entladezyklus ist eine komplette Beladung und Entladung des Batteriespeichers. Generell gilt, dass der Batteriespeicher möglichst viele Lade- / Entladezyklen innerhalb seiner Lebenszeit machen soll.

Das Projekt „Speicher-Sondierung zur Netzentlastung im Joglland“ zielt darauf ab, Betriebs- und Geschäftsmodelle zur Netzentlastung zu entwickeln. Die aktuelle rechtliche Lage ermöglicht jedoch nicht, dass ein vorwiegend netzdienlicher Betrieb vom Verteilnetzbetreiber vergütet werden kann. Verschärft wird die Situation dadurch, dass auch der Verteilnetzbetreiber selbst keinen Batteriespeichersysteme betreiben darf. Dadurch entsteht eine problematische Situation, ohne finanzielle Anreize oder der Sicherheit, dass ein Betrieb wirtschaftlich erfolgen kann, wird kein Investor in ein Batteriespeichersystem investieren.

Aus diesem Grund werden in diesem Bericht auch andere, nicht vorwiegend netzdienliche Betriebs- und Geschäftsmodelle vorgestellt. Um die Relevanz dieser Betriebs- und Geschäftsmodelle im Projektkontext aufzuzeigen, wird die Netzdienlichkeit dieser Modelle beleuchtet.

Nachfolgend werden die unterschiedlichen untersuchten Betriebs- und Geschäftsmodelle beschrieben. Die beschriebenen Modelle wurden unter anderem nach zwei unterschiedlichen Kriterien bewertet, einerseits die „Netzdienlichkeit“ und andererseits die „Wirtschaftlichkeit“. Die Bewertung dieser beiden Kriterien erfolgt anhand von Simulationen und in Abstimmung mit Expert:innen aus der Branche, sowie in Abstimmung mit den Verteilnetzbetreibern der Region.

Bei den Betriebsmodellen muss man zwischen **Single-Use** und **Multi-Use** unterscheiden. Bei einem Single-Use Modell wird ein Batteriespeichersystem ausschließlich für ein einziges Betriebsmodell

verwendet. Bei einer Multi-Use-Anwendung wird das Batteriespeichersystem für mehr als ein Betriebsmodell verwendet. **Generell kann gesagt werden, dass in der Praxis Batteriespeicher meist in Multi-Use-Anwendungen zum Einsatz kommen.** Dadurch sollen die Zyklenzahlen erhöht werden und damit ein Beitrag zur rascheren Amortisation geleistet werden.

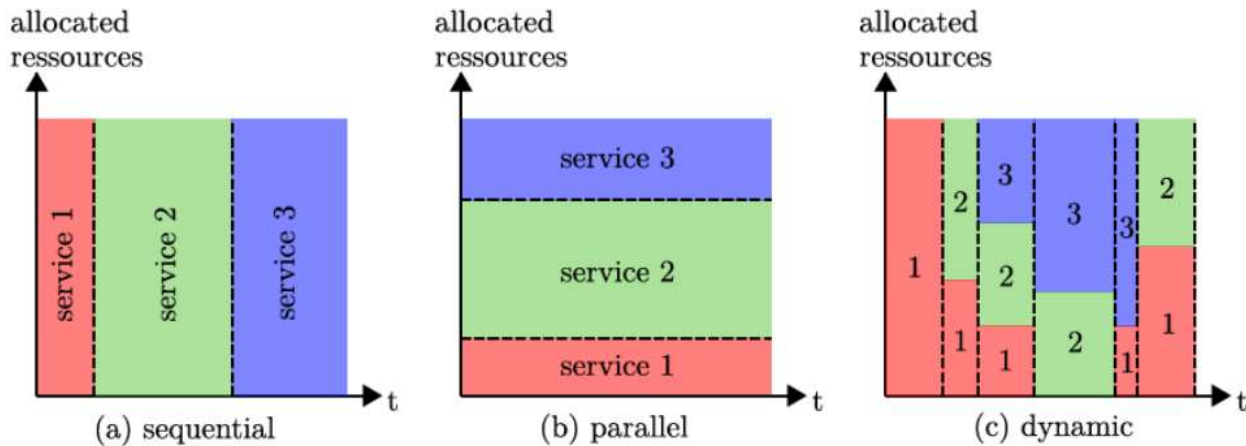


Abbildung 8: Unterschiedliche Ansätze für die Multi-Use-Anwendungen ²⁶

Abbildung 8 zeigt unterschiedliche Ansätze für den Einsatz des Batteriespeichersystems, der einem Multi-Use-Ansatz folgt.

- **Serieller Multi-Use-Betrieb**

Im seriellen Betrieb werden die Betriebsmodelle nacheinander bedient, entsprechend einer festgelegten Priorität.

Beschreibung:

- Das Batterie-Energie-Management-System erfüllt die Anforderungen jeweils eines Betriebsmodells in einem fixen Zeitfenster.
- Sobald das Zeitfenster vorbei ist, wird in einem neuen Zeitfenster ein anderes Betriebsmodell bedient.
- Die Reihenfolge ist starr und basiert auf einer vordefinierten Priorisierung bzw. auf einer Festlegung der Zeitfenster.

- **Paralleler Multi-Use-Betrieb**

Im parallelen Betrieb werden mehrere Betriebsmodelle gleichzeitig bedient.

Beschreibung:

- Das Batterie-Energie-Management-System teilt seine Kapazität in separate Bereiche oder nutzt intelligente Algorithmen, mehrere Betriebsmodelle gleichzeitig zu bedienen.
- Anwendungen können unterschiedliche Anforderungen (z. B. Leistung und Energie) parallel erfüllen.

- **Dynamischer Multi-Use-Betrieb:**

Im dynamischen Betrieb wird die Kapazität flexibel zwischen verschiedenen Betriebsmodellen

²⁶ Marchgraber, J. 2021. Multi-use operation of battery energy storage systems [Dissertation, Technische Universität Wien]. reposiTUm. <https://doi.org/10.34726/hss.2021.92520>

aufgeteilt, basierend auf aktuellen Anforderungen und Bedingungen.

Beschreibung:

- Das Batterie-Energie-Management-System priorisiert Anwendungen in Echtzeit, basierend auf Kriterien wie wirtschaftlichem Nutzen, technischer Notwendigkeit oder Netzanforderungen.
- Die Kapazitätsverteilung ist adaptiv und ändert sich je nach Situation.

Die Art des Multi-Use-Betriebs richtet sich stark nach dem konkreten Anwendungsfall oder Betriebsmodell. Die hier angeführte Auflistung der unterschiedlichen Multi-Use-Ansätze dient dem besseren Verständnis. In den nachfolgenden Beschreibungen der Betriebsmodelle wird lediglich die Kombinierbarkeit der einzelnen Betriebsmodelle miteinander beleuchtet.

4.1 Lastprofilhomogenisierung

Generelle Rahmenbedingungen	
Betriebsmodell	Das Betriebsmodell der Lastprofilhomogenisierung zielt darauf ab, die Schwankungen im Lastprofil eines gewissen neuralgischen Punktes im Verteilnetz (bspw. Transformator oder Umspannwerk) durch den Einsatz eines Batteriespeichersystems zu glätten. Dies führt dazu, dass die Netzstabilität verbessert und auch die Kosten für Netznutzung gesenkt werden können. Dieses Betriebsmodell setzt einen Aufstellungsort an einem neuralgischen Punkt im Netz voraus. Die Ladung und Entladung folgt dabei den folgenden Rahmenbedingungen: - Ladung: Die Ladung erfolgt, sobald die Einspeiseleistung am relevanten Messpunkt einen gewissen Schwellenwert überschreitet. - Entladung: Die Entladung des Batteriespeichers erfolgt, sobald die Bezugsleistung am Messpunkt eine gewisse Bezugsleistung überschreitet.
Rahmenbedingungen / Voraussetzungen	Das Batterie-Energie-Management-System muss in die Messtechnik des Verteilnetzbetreibers eingebunden sein, um die Lastprofilhomogenisierung durchführen zu können. Dabei handelt es sich um eine kritische Infrastruktur, was besondere Anforderungen an den Betreiber des Batteriespeichersystems, der nicht der Verteilnetzbetreiber sein darf, stellt. Es ist davon auszugehen, dass sich die Rahmenbedingungen für dieses Betriebsmodell mit dem Inkrafttreten des ElWG deutlich ändern wird, da

	dann die Vergütung von Flexibilitätsabrufen durch den Verteilnetzbetreiber möglich werden sollen.
Netzdienlichkeit	
Netzdienlichkeit	Durch die Glättung des Lastprofils sowohl auf Einspeise- als auch Bezugsseite an einem neuralgischen Punkt im Netz wird diesem Betriebsmodell eine hohe Netzdienlichkeit attestiert. Das Stromnetz muss auf die maximalen Spitzen von Bezug und Einspeisung ausgelegt werden, um einen sicheren Betrieb und eine hohe Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Durch die Homogenisierung des Lastprofils wird eben diesen Spitzen entgegengewirkt, was eine reduzierte Entlastung des Netzes mit sich bringt. Der Effekt ist dabei primär lokal am neuralgischen Punkt zu beobachten. Abhängig von der Relevanz der Bezugs- und Einspeisespitzen im Verhältnis zum restlichen Netzgebiet kann der Effekt auch über die lokalen Grenzen hinausgehen. Bei diesem Betriebsmodell ist daher von einer lokalen und potenziell systemischen Wirkung auszugehen.
Anschluss	Das Batteriespeichersystem wird an einem neuralgischen Punkt im Stromnetz betrieben, das betrifft bspw. Transformatoren oder Umspannwerke. Das Batteriespeichersystem kann sowohl hinter dem Zählpunkt einer Anlage als auch mit einem eigenen Zählpunkt betrieben werden.
Wirtschaftliche Betrachtung	
Geschäftsmodell	Für diese Betriebsweise gibt es derzeit kein belastbares Geschäftsmodell. Derzeit ist eine Vergütung eines netzdienlichen Betriebs durch den Verteilnetzbetreiber nicht möglich.
Wirtschaftlichkeit	Aufgrund des fehlenden Geschäftsmodells ist für dieses Betriebsmodell keine Wirtschaftlichkeit gegeben.
Betreiber	Als Betreiber kommen ausschließlich Unternehmen in Frage, die ein hohes Vertrauen vom Verteilnetzbetreiber genießen. Es ist daher davon auszugehen, dass dieses Modell lediglich von Unternehmen erbracht werden kann, die eine „Nähe“ zum Verteilnetzbetreiber aufweisen.
Multi-Use-Betrachtung	
Kombinierbarkeit mit anderen Betriebsmodellen	Das Modell der Lastprofilhomogenisierung lässt sich grundlegend mit jedem anderen Betriebsmodell kombinieren. Aufgrund der fehlenden Wirtschaftlichkeit und der speziellen Anforderungen an den Betreiber des Batteriespeichers wird eine Multi-Use-Anwendung jedoch nicht forciert werden.

4.2 Eigenverbrauchsoptimierung

Generelle Rahmenbedingungen	
Betriebsmodell	Das Betriebsmodell der Eigenverbrauchsoptimierung zielt darauf ab, den Stromnetzbezug einer Anlage möglichst zu minimieren und durch eigene Erzeugung zu decken. Dieses Betriebsmodell setzt einen Aufstellungsort an einem gemeinsamen Zählpunkt mit einer Erzeugungsanlage voraus. - Ladung: Die Ladung erfolgt, sobald die Erzeugung den Verbrauch überschreitet und eine Überschusseinspeisung stattfinden würde. Der potenzielle Überschuss wird in das Batteriespeichersystem eingespeichert. Dies erfolgt so lange, bis das Batteriespeichersystem maximal geladen ist. - Entladung: Die Entladung des Batteriespeichersystems erfolgt, sobald am Anschlusspunkt ein Netzbezug stattfinden würde. Dieser wird bis zu dem Zeitpunkt, an dem keine Energie mehr im Batteriespeichersystem ist, kompensiert.
Rahmenbedingungen / Voraussetzungen	Das Batteriespeichersystem muss hinter demselben Zählpunkt wie die Anlage betrieben werden. Für die Realisierung dieses Betriebsmodells bedarf es einer Erzeugungsanlage. Darüber hinaus sollte das Residuallastprofil (Netzeinspeisung und Netzbezug) deutliche Schwankungen zwischen Netzbezug und Netzeinspeisung aufweisen. Bei der Dimensionierung des Speichers sollte auf die jahreszeitliche Schwankung der Netzeinspeisung und des Netzbezugs geachtet werden.
Netzdienlichkeit	
Netzdienlichkeit	Generell wird die Eigenverbrauchsoptimierung strikt nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten und mit einem einfachen Regelalgorithmus betrieben. D.h. es wird der erste auftretende Überschuss gespeichert und die erste Unterdeckung kompensiert. Die Eigenverbrauchsoptimierung nimmt dabei keinerlei Rücksicht auf Einspeise- oder Bezugsspitzen. Diese zu berücksichtigen würde einen Prognosebedarf und damit eine Unsicherheit mit sich bringen. Es kann daher schlussgefolgert werden, dass dieses Betriebsmodell nur bedingt netzdienlich ist. Der Effekt ist aus Netzperspektive rein lokal, so er überhaupt eine Relevanz für das Netz hat. Eine systemische Wirkung ist nur insofern gegeben, als dass generell weniger dezentraler Überschuss ins Netz eingespeist wird, d.h. der systemische Effekt ist gering.

Anschluss

Das Batteriespeichersystem ist hinter einem gemeinsamen Zählpunkt mit einer Erzeugungs- und Verbrauchsanlage zu betreiben.

Wirtschaftliche Betrachtung**Geschäftsmodell**

Das Geschäftsmodell dieses Betriebsmodells beruht darauf, dass Stromkosten (Energie, Netz, Steuern und Abgaben) durch eine Minimierung des Netzbezugs minimiert werden. Ziel des Geschäftsmodells ist es, so wenig Strom wie möglich aus dem Verteilnetz zu beziehen. Dabei wird der teure Netzbezug durch eigene Einspeisung kompensiert, die sonst zu schlechten Konditionen ins Netz eingespeist werden würde.

Wirtschaftlichkeit

Die Wirtschaftlichkeit dieses Betriebs- und Geschäftsmodells hängt von zwei Faktoren ab:

1. Anzahl der Ladezyklen pro Tag
2. Differenz zwischen Bezugskosten und Einspeisevergütung.

Mit steigender Differenz zwischen Bezugskosten und Einspeisevergütung sinkt die Amortisationszeit für das Batteriespeichersystem. Ebenso verhält es sich mit der Anzahl der Ladezyklen pro Tag, wobei hier die Saisonalität von Erzeugung und Verbrauch zu berücksichtigen sind.

Nachfolgende Grafik zeigt den Effekt auf die Amortisationsdauer der Batteriespeichersysteme verschiedener Technologien. In den eingefärbten Zellen sind die resultierenden Amortisationsdauern bei unterschiedlichen Preisdifferenzen dargestellt.

Die durchschnittliche, tägliche Zyklenzahl eines Speichers bei dieser Betriebsweise, die als realistisch angesehen werden kann, liegt bei 0,75.

Dabei ist zu berücksichtigen, dass bei den Bezugskosten der Energietarif, die Netzkosten und die Steuern und Abgaben berücksichtigt werden. Eine Differenz zwischen Bezugskosten und Einspeisevergütung von 25 Cent/kWh ist daher durchaus realistisch.

		Differenz Netzbezug - Einspeisevergütung (€/MWh)								
0,75 Ladezyklen / Tag		100	125	150	175	200	225	250	275	300
Speicher	RedOx Flow A 1000kWh250kW	118	58	38	29	23	19	16	14	13
	RedOx Flow B 1000kWh250kW	470	118	68	47	37	30	25	22	19
	NMC A 1359kWh1000kW	74	47	35	27	23	19	17	15	13
	NMC B 1288kWh736kW	35	24	18	15	13	11	10	9	8
	LiFePO4 B 1194kWh528kW	30	22	17	14	12	11	9	9	8

Bereits bei einer Differenz von 17,5 Cent/kWh kann eine Amortisationsdauer von 15 oder weniger erreicht werden, was als absolute Grenze für eine Investition angesehen werden sollte.

Betreiber	Als Betreiber für diese Modell kommt im Wesentlichen nur der Betreiber der Anlage, bei der das Batteriespeichersystem betrieben wird, in Frage.
Multi-Use-Betrachtung	
Kombinierbarkeit mit anderen Betriebsmodellen	Für die nachfolgende Bewertung einer Multi-Use-Anwendung wird die Eigenverbrauchsoptimierung als primäres Betriebsmodell betrachtet. - <u>Lasthomogenisierung:</u> Eine Kombination ist aus wirtschaftlichen Gründen derzeit nicht sinnvoll. Diese Multi-Use-Anwendung ist nicht sinnvoll. - <u>Spitzenlastkappung:</u> Dabei handelt es sich um eine sinnvolle Kombination, wenn es ausreichend gute Prognosen gibt. Die zuvor gespeicherte Energie kann dann gezielt dann verbraucht werden, wenn die Lastspitzen auftreten. Diese Multi-Use-Anwendung ist sehr sinnvoll. - <u>Strompreisoptimierung: Maximierung Verkaufspreise:</u> Es ist davon auszugehen, dass die Kombination keinen erheblichen Mehrwert bringt. Diese Multi-Use-Anwendung ist nicht sinnvoll. - <u>Strompreisoptimierung: Minimierung des Einkaufspreises:</u> Diese Kombination macht durchaus Sinn, da die für den Eigenverbrauch geladene Energie zu jenen Zeiten entladen wird, in denen der Strompreis hoch ist. Dafür bedarf es aber einer entsprechenden Lastprognose, die sicherstellt, dass auch die gesamte geladenen Energie rechtzeitig aufgebraucht ist. Diese Multi-Use-Anwendung ist bedingt sinnvoll. - <u>Teilnahme am Regelenenergiemarkt:</u> Diese Kombination macht grundsätzlich Sinn, bedarf aber einiger Vorbereitung und birgt ein gewisses Risiko. Es muss zuerst eine Prognose der Erzeugung durchgeführt werden, wenn diese ergibt, dass nicht ausreichend viel Strom erzeugt wird, um eine Eigenbedarfsoptimierung durchzuführen, kann die Speicherkapazität am Regelenenergiemarkt angeboten werden. Dabei ist sicherzustellen, dass das Batteriespeichersystem in den richtigen Ladezustand gebracht wird, was zu zusätzlichen Kosten führen kann. Diese Multi-Use-Anwendung ist bedingt sinnvoll. - <u>Blackout-Versorgung:</u> Die Kombination in einer Multi-Use-Anwendung macht keinen Sinn, da für die Blackout-Versorgung der Speicher auf einem gewissen Ladezustand gehalten werden muss, um eine Notstromversorgung im Falle eines Stromausfalles sicherzustellen. Die Eigenverbrauchsoptimierung zielt aber darauf ab, möglichst die ganze Kapazität auszunutzen und das

Batteriespeichersystem voll zu laden und anschließend wieder zu entladen. Diese Multi-Use-Anwendung ist **nicht sinnvoll**.

4.3 Spitzenlastkappung

Generelle Rahmenbedingungen

Betriebsmodell

Die Betriebsweise der Spitzenlastkappung orientiert sich sehr stark an dem Betriebsmodell der Lastprofilhomogenisierung. Der große Unterschied liegt im Anschlusspunkt des Batteriespeichers und dem dahinterliegenden Geschäftsmodell.

Dieses Betriebsmodell setzt einen Aufstellungsort an einem gemeinsamen Zählpunkt mit der Verbrauchsanlage voraus.

- Ladung:
Die Ladung kann entweder, wie im Falle der Eigenverbrauchsoptimierung durch den eigenen PV-Strom erfolgen, oder durch Netzbezug.
- Entladung:
Die Ladung erfolgt, sobald die Einspeiseleistung einen gewissen Schwellenwert überschreitet und zielt darauf ab, die maximale Spitzenlast der Anlage zu minieren.

Rahmenbedingungen / Voraussetzungen

Das Batteriespeichersystem muss hinter demselben Zählpunkt wie die Verbrauchsanlage betrieben werden. Darüber hinaus ist es wichtig, dass das Verbrauchsprofil einzelne gut prognostizierbare Lastspitzen aufweist, ansonsten wird die Einsatzplanung des Batteriespeichersystems schwierig bis unmöglich. Je nach Dauer der Lastspitze ist die Kapazität des Batteriespeichersystems anzupassen, die Leistung muss sich nach der zu kompensierenden Lastspitze richten.

Bei diesem Betriebsmodell ist es essenziell, dass alle Lastspitzen kompensiert werden, aufgrund der Regeln der Systemnutzungsentgelte-VO wird die höchste Lastspitze des Monats für die Berechnung der Leistungskosten des Netzentgeltes herangezogen.

Netzdienlichkeit

Netzdienlichkeit

Durch die Vermeidung von Spitzenlasten auf der Verbrauchsseite kann diesem Betriebsmodell eine **hohe Netzdienlichkeit** attestiert werden. Wobei diese maßgeblich von der Höhe der kompensierten Leistung abhängt.

Zwar ist aktuell die Verbrauchsseite nicht der treibende Faktor der Netzbelastung, mit einer steigenden Anzahl an Ladesäulen im System kann aber auch die Vermeidung von Lastspitzen eine hohe Relevanz bekommen.

	Der Effekt ist dabei primär lokal Anschlusspunkt des Speichers bzw. im dazugehörigen Netzstrang zu bemerken. Abhängig von der Relevanz der Last im Verhältnis zum restlichen Netzgebiet kann der Effekt auch über die lokalen Grenzen hinausgehen. Bei diesem Betriebsmodell ist daher von einer lokalen und potenziell systemischen Wirkung auszugehen.
Anschluss	Das Batteriespeichersystem ist hinter einem gemeinsamen Zählpunkt mit einer Verbrauchsanlage und potenziell einer Erzeugungsanlage zu betreiben.
Wirtschaftliche Betrachtung	
Geschäftsmodell	Das Geschäftsmodell dieses Betriebsmodells beruht darauf, dass ein Teil der Systemnutzungsentgelte, nämlich das leistungsabhängige Netznutzungsentgelt, reduziert wird. Dieses errechnet sich aus dem Mittelwert der höchsten Lastwerte je Monat. Es wird dabei stets der höchste je Monat auftretende Netzbezug als Grundlage herangezogen. Je nachdem, ob eine eigene Erzeugungsanlage vorhanden ist, oder nicht, kann günstiger selbst erzeugte Strom für die Kompensation herangezogen werden, oder im Falle von zu geringer Erzeugung, oder wenn keine eigene Erzeugungsanlage vorhanden ist, Netzstrom.
Wirtschaftlichkeit	Die Wirtschaftlichkeit dieses Betriebs- und Geschäftsmodells hängt maßgeblich davon ab, wie gut die Lastspitze vorhergesagt werden können und wie oft diese auftreten. Die Wirtschaftlichkeit wird davon beeinflusst, um welche Leistung die Monatsspitze reduziert werden kann. Ein zweiter Faktor, der die Wirtschaftlichkeit beeinflusst, ist die Stromquelle für die Ladung des Batteriespeichersystems. Im Falle einer eigenen Erzeugungsanlage ist der Einnahmenverlust durch die „Nichteinspeisung“ von Überschüssen zu berücksichtigen. Im Falle eines Bezugs des Ladestroms aus dem öffentlichen Netz ist der Bezugstarif samt Netzgebühr sowie Steuern und Abgaben zu berücksichtigen. Nachfolgende Tabelle zeigt die Amortisationszeiten für unterschiedliche Batteriespeichersysteme und gegebener Reduktion der Spitzenlast. Bei dieser Bewertung handelt es sich um eine Best Case Bewertung, die davon ausgeht, dass alle monatlichen Spitzenlasten auch um diesen Wert reduziert werden können.

Lastspitzenkappung (kW)

Speicher		250	500	700	1000
	RedOx Flow A 1000kWh250kW	188			
	RedOx Flow B 1000kWh250kW				
	NMC A 1359kWh1000kW	286	59	36	23
	NMC B 1288kWh736kW	74	27	18	
	LiFePO4 B 1194kWh528kW	81	29		

Die Tabelle verdeutlicht, dass eine Wirtschaftlichkeit bei diesem Betriebs- und Geschäftsmodell unter 20 Jahren kaum erreichbar ist. Allein im Fall NMC B kann dies erreicht werden, wobei es sich um die Maximalleistung des Speichers handelt. Unter Berücksichtigung einer zusätzlichen Prognoseunsicherheit ist davon auszugehen, dass dieses Geschäftsmodell **nicht wirtschaftlich** ist.

Betreiber

Als Betreiber für diese Modell kommt im Wesentlichen nur der Betreiber der Anlage, bei der das Batteriespeichersystem betrieben wird, in Frage.

Multi-Use-Betrachtung**Kombinierbarkeit mit anderen Betriebsmodellen**

Für die nachfolgende Bewertung einer Multi-Use-Anwendung wird die Spitzenlastkappung als primäres Betriebsmodell betrachtet.

- Lasthomogenisierung:
Eine Kombination ist aus wirtschaftlichen Gründen derzeit nicht sinnvoll. Diese Multi-Use-Anwendung ist **nicht sinnvoll**.
- Eigenverbrauchsoptimierung:
Dabei handelt es sich um eine sinnvolle Kombination. Die für die Spitzenlastkappung genutzte Energie kann so über eine eigene Erzeugungsanlage generiert werden, was Kosten spart und der Wirtschaftlichkeit des Modells zuträglich ist. Diese Multi-Use-Anwendung ist **sehr sinnvoll**.
- Strompreisoptimierung: Maximierung Verkaufspreise:
Eine Kombination dieser beiden Modelle macht bedingt Sinn, vor allem, wenn das Batteriespeichersystem für die Spitzenlastkappung aus einer eigenen Erzeugungsanlage stammt. So kann bspw. der Strom, der nicht für die Spitzenlastkappung genutzt wird, nachgehend zu optimalen Konditionen verkauft werden. Diese Multi-Use-Anwendung ist **bedingt sinnvoll**.
- Strompreisoptimierung: Minimierung des Einkaufspreises:
Diese Kombination macht Sinn, wenn die Energie für die Spitzenlastkappung nicht zur Gänze aus einer eigenen Erzeugungsanlage generiert werden kann, bzw. keine eigene Erzeugungsanlage vorhanden ist. In diesem Fall kann der benötigte Strom für die Spitzenlastkappung zu den bestmöglichen

Konditionen beschaffen werden. Diese Multi-Use-Anwendung ist **bedingt sinnvoll**.

- Teilnahme am Regellenergiemarkt:

Diese Kombination macht nur unter gewissen Rahmenbedingungen Sinn, bspw. wenn die Spitzenlastkappung nur an gewissen Tagen (Wochenbetrieb) notwendig ist, und das Batteriespeichersystem damit zu gewissen Zeiten nicht genutzt wird. An jenen Tagen, an denen das Batteriespeichersystem nicht für die Spitzenlastkappung herangezogen wird, kann eine Teilnahme am Regellenergiemarkt durchaus Sinn machen. Diese Multi-Use-Anwendung ist **bedingt sinnvoll**.

- Blackout-Versorgung:

Die Kombination in einer Multi-Use-Anwendung macht kaum Sinn, da für die Blackout-Versorgung des Batteriespeichersystems auf einem gewissen Ladestand gehalten werden muss, um eine Notstromversorgung im Falle eines Stromausfalles sicherzustellen. Die Spitzenlastkappung wird aber dazu führen, dass das Batteriespeichersystem meist vollständig entladen wird. Diese Multi-Use-Anwendung ist **nicht sinnvoll**.

4.4 Strompreisoptimierung: Maximierung Verkaufspreis

Generelle Rahmenbedingungen

Betriebsmodell

Die Betriebsweise der Strompreisoptimierung (Arbitragehandel) hat zum Ziel, die Preisschwankungen am kurzfristigen Strommarkt (Day Ahead oder Intraday) zu nutzen, um den Verkaufspreis für den erzeugten Strom zu maximieren. Das Betriebsmodell zielt darauf ab, einen Stromverkauf zu niedrigen Preisen zu vermeiden und den Verkauf zu Zeiten hoher Preise zu maximieren.

Das Betriebsmodell sieht einen Aufstellungsort an einem gemeinsamen Zählpunkt mit der Erzeugungsanlage vor.

- Ladung:

Die Ladung erfolgt, wenn der Verkaufspreis für den erzeugten Strom am Zielmarkt (dabei handelt es sich um jenen Markt, an dem der Strom verkauft werden soll), zu niedrig ist.

- Entladung:

Die Entladung erfolgt, wenn der Strompreis am Zielmarkt ausreichend hoch ist, um den bereits geladenen Strom wirtschaftlich sinnvoll zu vermarkten.

Rahmenbedingungen / Voraussetzungen

Das Batteriespeichersystem muss am selben Zählpunkt wie die Erzeugungsanlage, deren Verkaufspreis maximiert werden soll, betrieben werden. Darüber hinaus ist es notwendig, dass eine Vermarktung des Stromes direkt an einer der Strombörsen erfolgt. **Der Vertrieb kann durch den Anlagenbetreiber selbst oder durch einen Dienstleister erfolgen.**

Der **direkte Vertrieb durch den Betreiber selbst** ist sehr aufwändig und komplex. Da der Betreiber damit direkt am Strommarkt tätig ist, müssen die Rahmenbedingungen für die Teilnahme am Strommarkt erfüllt werden²⁷. Darüber hinaus bedarf es einer Prognose der Strompreise am Zielmarkt sowie einer Prognose der Erzeugung. Anhand dieser Werte wird der Fahrplan für den Batteriespeicher erstellt und ein Summenfahrplan für die gesamte Anlage generiert. Der so generierte Fahrplan stellt die Verkaufsmengen je 15 Minuten Zeitfenster an. Jede Abweichung von diesem Fahrplan resultiert in Ausgleichsenergie und kann damit Kosten verursachen.

Die **Vermarktung des erzeugten Stromes durch einen Dritten** ist die einfachere Variante. Der Speicherbetreiber erhält einen Preisverlauf für den Folgetag und kann auf diese Preise reagieren. Der „Dritte“ kauft den erzeugten Strom zu den jeweiligen Bedingungen ab und vermarktet sie selbstständig weiter. In diesem Fall bedarf es einer Prognose der Stromerzeugung. Anhand der Prognose wird der Einsatz des Batteriespeichers geplant. Die Ladung und Entladung erfolgen schließlich nach den oben beschriebenen Regeln auf Basis der Planung.

Bei beiden Varianten ist darauf zu achten, dass die Qualität der Prognosen die Wirtschaftlichkeit dieses Betriebsmodells maßgeblich beeinflusst.

Netzdienlichkeit

Netzdienlichkeit

Die Netzdienlichkeit von diesem Betriebsmodell ist ein komplexes Thema. Generell kann davon ausgegangen werden, dass dieses Betriebsmodell nur eine **bedingte Netzdienlichkeit** aufweist, jedoch eine **hohe systemische Wirkung** zeigt. Das liegt daran, dass viele der Schwankungen an den Strommärkten auf PV-Erzeugung zurückzuführen sind. Bei systemweit auftretenden Erzeugungsspitzen sinkt der Strompreis (teils bis ins Negative) wodurch eine Verlagerung der eigenen Erzeugungsspitzen einen systemischen Effekt erzeugen. Die Netzdienlichkeit ist jedoch nur bedingt gegeben, da lokale Effekte und Belastungszustände im Netz nicht immer mit den systemischen Effekten korrelieren. Bspw. sagt ein negativer Strompreis nichts über die lokale Netzsituation aus.

²⁷ E-Control. Der Strommarkt in Österreich. <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/strommarkt>

Anschluss	Das Batteriespeichersystem ist hinter einem gemeinsamen Zählpunkt mit einer Erzeugungsanlage zu betreiben.
Wirtschaftliche Betrachtung	
Geschäftsmodell	Das Geschäftsmodell beruht darauf, einen Stromverkauf zu Zeiten niedriger Preise durch eine Ladung des Speichers zu verhindern und einen Verkauf zu hohen Preiszeiten durch eine entsprechende Entladung zu forcieren. Die Wirtschaftlichkeit ist damit von der Differenz der Preise zu den möglichen Verkaufszeiten abhängig. Desto höher der entsprechende Preis-Spread ist, desto wirtschaftlicher ist der Betrieb des Speichers.
Wirtschaftlichkeit	Die Wirtschaftlichkeit dieses Betriebs- und Geschäftsmodells hängt, wie bereits definiert, vom Preis-Spread innerhalb eines Ladezyklus ab. Desto größer dieser Spread ist, desto größer ist der durch den Speichereinsatz erreichte Wertzuwachs des erzeugten Stromes. Weiters hängt die Wirtschaftlichkeit von den jeweiligen relevanten Prognosen ab. Im Fall der direkten Eigenvermarktung spielen die Prognosen eine deutlich größere Rolle. Hierbei sind die Kosten für die Ausgleichsenergie durch Prognosefehler zu berücksichtigen, die zu einer Reduktion der Wirtschaftlichkeit führen. Bei der Vermarktung durch einen Dritten ist die Relevanz der Prognose nicht so hoch, wie im Falle der direkten Eigenvermarktung, jedoch sind die Kosten für die Vermarktung durch den Dritten zu berücksichtigen. Nachfolgende Tabelle zeigt die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung des Stromhandels am Beispiel des Handels an der EXAA-Strombörse (Abwicklungsstelle für Energieprodukte AG) für 15-Minuten-Produkte (qhourly). Da bei diesem Produkt die Preisschwankungen zwischen 2 Viertelstunden ausgenutzt werden, spielt vor allem die Speicherleistung eine wichtige Rolle. Um das 15-Minutenzeitfenster mit einem niedrigen Preis optimal auszunutzen, kann die Leistung des Batteriespeichersystems bis zu 4 mal höher als die Kapazität sein. Da unterschiedliche Technologien einen hohen Einfluss auf die jährlich umgesetzte Strommenge haben, wurde auf Basis der Preise von 2023 in einer Simulation eine maximal mögliche Zyklenzahl pro Tag ermittelt und der Wirtschaftlichkeitsrechnung zugrunde gelegt. Die Bewertung stellt ein Best-Case Analyse für unterschiedliche Speichertypen dar und zeigt den Einfluss des Preisspreads auf die Wirtschaftlichkeit.

Daraus geht hervor, dass die Strompreisoptimierung nicht für jede Technologie ein wirtschaftlich relevantes Betriebsmodell ist.

Ab einem Preisspread von **15 Cent/kWh** ist eine Amortisation in weniger als zehn Jahren grundsätzlich möglich, wobei in dieser Betrachtung die Kosten für einen Drittleister oder Kosten für Ausgleichsenergie, bzw. Prognosefehler nicht berücksichtigt wurden.

Auch wurde vorausgesetzt, dass dieser Preisspread an jedem einzelnen Tag erreicht wurde.

		RedOx Flow A	RedOx Flow B	NMC A	NMC B	Life PO4 A	Life PO4 B
Leistung in kW		250	250	1000	736	150	528
Kapazität in kWh		1000	1000	1359	1288	480	1194
Zyklenzahl		1,9	1,9	4,0	3,2	2,0	2,9
Spread	+ 5 cent / kWh						
	+ 10 cent / kWh	39	56	17	12	41	11
	+ 15 cent / kWh	13	20	7	5	17	6
	+ 20 cent / kWh	8	12	5	3	11	4

Aufgrund der Rahmenbedingungen und Annahmen kann dieses Betriebsmodell als **bedingt wirtschaftlich** bewertet werden.

Betreiber

Als Betreiber für diese Modell kommt im Wesentlichen nur der Betreiber der Anlage, bei der das Batteriespeichersystem betrieben wird, in Frage.

Multi-Use-Betrachtung

Kombinierbarkeit mit anderen Betriebsmodellen

Für die nachfolgende Bewertung einer Multi-Use-Anwendung wird die Strompreisoptimierung als primäres Betriebsmodell betrachtet.

- Lasthomogenisierung:
Eine Kombination ist aus wirtschaftlichen Gründen derzeit nicht sinnvoll. Diese Multi-Use-Anwendung ist **nicht sinnvoll**.
- Spitzenlastkappung:
Die Maximierung des Verkaufspreises ist sehr stark vom Marktpreis abhängig und vernachlässigt die aktuelle Lastsituation vor Ort. Wenn die oberste Prämisse die Maximierung des Strompreises ist, kann keine Energie im Batteriespeichersystem für eine etwaige Kompensation von Lastspitzen zurückgehalten werden. Diese Multi-Use-Anwendung ist **nicht sinnvoll**.
- Eigenverbrauchsoptimierung:
Bei dieser Kombination muss dem Eigenverbrauch ein Wert zugewiesen werden, der dann in der Optimierung des Speicherbetriebs mitberücksichtigt wird. Wenn der Wert des Eigenverbrauchs über dem Wert des Marktes liegt, kann es durchaus Sinn machen, die Energie im Batteriespeichersystem für den Eigenverbrauch heranzuziehen. Diese Kombination bedingt,

dass das Batteriespeichersystem an einem Zählpunkt mit Erzeugung **und Verbrauch** angeschlossen ist. Diese Multi-Use-Anwendung ist **bedingt sinnvoll**.

- Strompreisoptimierung: Minimierung des Einkaufspreises:
Diese Kombination kann unter Umständen dann Sinn machen, wenn der Preisunterschied am Strommarkt so hoch ist, dass eine Nachladung des Batteriespeichersystems vom Markt und ein anschließender Verkauf des Stromes wirtschaftlicher ist, als diesen selbst zu verbrauchen. Ähnlich wie in der Kombination mit dem Eigenverbrauch ist hier eine Abwägung notwendig. Diese Multi-Use-Anwendung ist **bedingt sinnvoll**.
- Teilnahme am Regellenergemarkt:
Die Kombination macht unter gewissen Umständen Sinn. Es handelt sich im Wesentlichen eine Optimierungsfrage, wie die Energie aus dem Batteriespeichersystem wirtschaftlich sinnvoller genutzt werden kann. Diese Multi-Use-Anwendung ist **bedingt sinnvoll**.
- Blackout-Versorgung:
Die Kombination in einer Multi-Use-Anwendung macht kaum Sinn, da für die Blackout-Versorgung des Batteriespeichersystems auf einem gewissen Ladestand gehalten werden muss, um eine Notstromversorgung im Falle eines Stromausfalles sicherzustellen. Die Strompreisoptimierung zielt aber darauf ab, die gesamte im Batteriespeichersystem gespeicherte Energie am Strommarkt zu verkaufen. Diese Multi-Use-Anwendung ist **nicht sinnvoll**.

4.5 Strompreisoptimierung: Minimierung Einkaufspreis

Generelle Rahmenbedingungen

Betriebsmodell

Die Betriebsweise der Strompreisoptimierung (Einkaufsoptimierung) hat zum Ziel, die Preisschwankungen am kurzfristigen Strommarkt (Day Ahead oder Intraday) zu nutzen, um den Einkaufspreis für den eigenen Strom zu minimieren. Das Betriebsmodell zielt darauf ab, einen Stromeinkauf zu hohen Preisen zu vermeiden und den Einkauf zu Zeiten niedriger Preise zu maximieren.

Das Betriebsmodell sieht einen Aufstellungsort an einem gemeinsamen Zählpunkt mit der Erzeugungsanlage vor.

- Ladung:
Die Ladung erfolgt, wenn der Strompreis sehr günstig ist.

	- Entladung: Die Entladung erfolgt, zu Zeiten, an denen der Strompreis hoch ist.
Rahmenbedingungen / Voraussetzungen	Das Batteriespeichersystem muss am selben Zählpunkt wie die Verbrauchsanlage angeschlossen sein. Darüber hinaus ist es notwendig, dass der Anschluss über einen variablen Strompreis mit einer Viertelstundenabrechnung verfügt. Im Regelfall werden die Preise je 15 Minuten am Vortag der Lieferung an den/die Kund:in übermittelt. Zusätzlich ist eine Verbrauchsprognose notwendig, damit der Speichereinsatz richtig geplant werden kann. Trotz Planung des Speichereinsatzes wird es zu Abweichungen kommen, da die Prognosen nicht perfekt sein werden und deswegen Abweichungen zwischen Fahrplan und tatsächlicher Last auftreten werden. Entsprechend muss der Fahrplan immer wieder angepasst werden, um ein neues Optimum für den Einsatz zu finden und die Kosten möglichst zu minimieren.
Netzdienlichkeit	
Netzdienlichkeit	Hinsichtlich der Netzdienlichkeit gelten dieselben Annahmen wie für die Maximierung des Verkaufspreises.
Anschluss	Das Batteriespeichersystem ist hinter einem gemeinsamen Zählpunkt mit einer Verbrauchsanlage zu betreiben.
Wirtschaftliche Betrachtung	
Geschäftsmodell	Das Geschäftsmodell beruht darauf, einen Strombezug zu Zeiten hoher Preise durch eine Ladung zu Zeiten niedriger Strompreise zu kompensieren. D.h. der Strom wird zu Zeiten niedriger Strompreise aus dem Netz geladen und zu Zeiten hoher Strompreise genutzt. Die Wirtschaftlichkeit ist damit von der Differenz der Preise zu den möglichen Einkaufszeiten abhängig. Desto höher der entsprechende Preis-Spread ist, desto wirtschaftlicher ist der Betrieb des Speichers.
Wirtschaftlichkeit	Die Wirtschaftlichkeit dieses Betriebs- und Geschäftsmodells hängt, wie bereits definiert, vom Preis-Spread innerhalb eines Ladezyklus ab. Desto größer dieser Spread ist, desto größer ist der durch den Speichereinsatz erreichte Wertzuwachs des erzeugten Stromes. Nachdem die grundlegende Logik dieselbe ist, wie bei der Strompreisoptimierung mit Verkaufspreismaximierung, gelten dieselben Ergebnisse für die Wirtschaftlichkeit. Nachfolgende Tabelle zeigt ein Best-Case Szenario für unterschiedliche Speichertypen am Beispiel des Handels von 15-Minuten-Produkten (qhourly) an der EXAA-Strombörse. Die zugrunde gelegten Zyklenzahlen des Speichers wurden durch eine Simulation auf Basis der Preise von 2023

ermittelt. Gezeigt wird der Einfluss des Preis-Spreads auf die Wirtschaftlichkeit.

Daraus geht hervor, dass die Strompreisoptimierung nicht für jede Technologie ein wirtschaftlich relevantes Betriebsmodell ist.

Ab einem Preisspread von **15 Cent/kWh** ist eine Amortisation in weniger als zehn Jahren grundsätzlich möglich, wobei Prognosefehler nicht berücksichtigt wurden.

Auch wurde vorausgesetzt, dass dieser Preisspread an jedem einzelnen Tag erreicht wurde.

		RedOx Flow A	RedOx Flow B	NPC A	NPC B	Life POA A	Life POA B
Leistung in kW		250	250	1000	736	150	528
Kapazität in kWh		1000	1000	1359	1288	480	1194
Zyklenzahl		1,9	1,9	4,0	3,2	2,0	2,9
Spread	+ 5 cent / kWh						
	+ 10 cent / kWh	39	56	17	12	41	11
	+ 15 cent / kWh	13	20	7	5	17	6
	+ 20 cent / kWh	8	12	5	3	11	4

Aufgrund der Rahmenbedingungen und Annahmen kann dieses Betriebsmodell als **bedingt wirtschaftlich** bewertet werden.

Betreiber

Als Betreiber für dieses Modell kommt im Wesentlichen nur der Betreiber der Anlage, bei der das Batteriespeichersystem betrieben wird, in Frage.

Multi-Use-Betrachtung

Kombinierbarkeit mit anderen Betriebsmodellen

Für die nachfolgende Bewertung einer Multi-Use-Anwendung wird die Strompreisoptimierung zur Minimierung des Einkaufspreises als primäres Betriebsmodell betrachtet.

- Lasthomogenisierung:
Eine Kombination ist aus wirtschaftlichen Gründen derzeit nicht sinnvoll. Diese Multi-Use-Anwendung ist **nicht sinnvoll**.
- Spitzenlastkappung:
Diese Kombination macht durchaus Sinn, da dadurch der Wert des zu minimalen Preisen bezogenen Stroms noch zusätzlich gesteigert werden kann. Diese Multi-Use-Anwendung ist **sehr sinnvoll**.
- Eigenverbrauchsoptimierung:
Diese Kombination birgt ein gewisses Potential. Die Eigenverbrauchsoptimierung setzt eine eigene Erzeugungsanlage voraus. Es muss in dieser Kombination abgewogen werden, ob der Strom aus der eigenen Erzeugungsanlage günstiger ist als der vom Strommarkt bezogene Strom. Es wird der Optimierung daher eine

zusätzliche Möglichkeit hinzugefügt. Diese Multi-Use-Anwendung ist **bedingt sinnvoll**.

- Strompreisoptimierung: Maximierung des Einkaufspreises:
Diese Kombination kann unter Umständen dann Sinn machen, wenn der Preisunterschied am Strommarkt so hoch ist, dass eine Nachladung des Batteriespeichersystems vom Markt und ein anschließender Verkauf des Stromes wirtschaftlicher ist, als diesen selbst zu verbrauchen. Ähnlich wie in der Kombination mit dem Eigenverbrauch ist hier eine Abwägung notwendig. Diese Multi-Use-Anwendung ist **bedingt sinnvoll**.
- Teilnahme am Regelle Energiemarkt:
Die Kombination macht unter gewissen Umständen Sinn. Es handelt sich im Wesentlichen eine Optimierungsfrage, wie die Energie aus dem Batteriespeichersystem wirtschaftlich sinnvoller genutzt werden kann. Diese Multi-Use-Anwendung ist **bedingt sinnvoll**.
- Blackout-Versorgung:
Die Kombination in einer Multi-Use-Anwendung macht nur bedingt Sinn, da für die Blackout-Versorgung das Batteriespeichersystem auf einem gewissen Ladestand gehalten werden muss, um eine Notstromversorgung im Falle eines Stromausfalles sicherzustellen. Die Strompreisoptimierung zielt aber darauf ab, die gesamte im Batteriespeichersystem gespeicherte Energie am Strommarkt zu verkaufen. Diese Multi-Use-Anwendung ist **nicht sinnvoll**.

4.6 Teilnahme am Regelle Energiemarkt

Generelle Rahmenbedingungen

Betriebsmodell

Dieses Betriebsmodell zielt darauf ab, durch den Einsatz eines Speichers die Teilnahme am Regelle Energiemarkt zu ermöglichen. Das Ziel ist die Teilnahme am Primärregelle Energiemarkt.

Das Batteriespeichersystem wird dabei in „Reserve“ gehalten und wenn der Aufruf zur Erbringung von Regelle Energie erfolgt, wird innerhalb des vorgegebenen Zeitfensters.

- Ladung:
Die Ladung des Batteriespeichersystems erfolgt nach zwei unterschiedlichen Ansätzen. (1) Die Ladung aufgrund eines Aufrufs der Regelreserve (**negative Regelle Energie**) erzeugt das Batteriespeichersystem eine Last und wirkt dem Leistungsüberschuss entgegen. (2) Die Ladung erfolgt, um den für die Regelle Energiebereitstellung vorgesehenen Ladezustand

	herzustellen, nachdem das Batteriespeichersystem positive Regelenenergie erbracht hat und einen niedrigen Ladestand aufweist. - Entladung: Die Entladung erfolgt, wie die Ladung auch, nach zwei unterschiedlichen Ansätzen. (1) Die Entladung erfolgt aufgrund eines Aufrufs der Regelreserve (positive Regelenenergie), das Batteriespeichersystem erzeugt damit eine Einspeisung und wirkt einer zu hohen Last im System entgegen. (2) Die Entladung erfolgt, nachdem einer Phase der Erbringung von negativer Regelenenergie bei das Batteriespeichersystem geladen wurde.
Rahmenbedingungen / Voraussetzungen	Die Erbringung von Regelreserve ist eine technisch und organisatorisch komplexe Angelegenheit. Die Regelreserve kann durch das Batteriespeichersystem selbst erbracht oder über einen Aggregator gebündelt werden. Für den Fall, dass der Betreiber selbst am Regelenenergiemarkt teilnimmt, muss das Batteriespeichersystem eine Mindestleistung von +/- 1 MW erreichen. Wird das Batteriespeichersystem durch einen Aggregator betrieben, sind auch kleinere Leistungen möglich. Jedenfalls muss die Anlage zur Erbringung von Regelenenergie präqualifiziert werden. Unter eine Präqualifikation versteht man die technische Überprüfung der Anlage, ob diese tatsächlich in der Lage ist, die Regelenenergie zu erbringen. Die Vergabe von Primärregelenenergie erfolgt nach dem Best-Bieter-Prinzip. Die unterschiedlichen Anbieter für Primärregelreserve bieten eine Leistung über einen gewissen Zeitraum an und die günstigsten Angebote bekommen einen Zuschlag. Der an die Teilnehmer:innen ausgezahlte Betrag richtet sich nach dem höchsten noch zugeschlagenen Angebot („Pay as cleared“). Für den tatsächlichen Abruf gibt es keine zusätzliche Vergütung. Der Angebotszeitraum für Ausschreibungen beginnt üblicherweise sieben Tage vor Lieferung (Gate Opening Time (GoT) 10:30) und endet am Tag vor Lieferung um 08:00 Uhr (Gate Closure Time (GCT)). Die Bereitstellung von Primärregelreserve wird anhand der angebotenen Leistung und mit dem Clearingpreis vergütet. Das Angebot der Primärregelreserve ist verpflichtend, eine Abweichung von diesem Angebot ist der APG unverzüglich zu melden. Liegt Fahrlässigkeit oder Vorsatz vor, kann die APG einen Schadensersatz fordern. Bei mehrmaligen Abweichungen wird es zu einer Kündigung des Rahmenvertrags kommen.
Netzdienlichkeit	
Netzdienlichkeit	Das Modell der Teilnahme am Regelenenergiemarkt weist keine Netzdienlichkeit auf. Der Regelreserveaufruf kann zu unterschiedlichen

	Zeitpunkten erfolgen, eventuell sogar in Zeiten, in denen das Netz bereits sehr stark belastet ist. Das Betriebsmodell weist eine sehr hohe systemische Relevanz auf. Die Bereitstellung von Regelenergie ist essenziell für den Erhalt der Netzfrequenz und damit für ein ordnungsgemäßes Funktionieren des Stromversorgungssystems.
Anschluss	Das Batteriespeichersystem kann an jedem beliebigen Standort als Stand-Alone-Variante oder hinter dem Zählpunkt einer Anlage betrieben werden.
Wirtschaftliche Betrachtung	
Geschäftsmodell	Das Geschäftsmodell beruht darauf, dass man beim Angebot für die Regelenergie zum Zuschlag kommt und dann die angebotene Leistung vergütet bekommt. Ziel muss es sein, so oft wie möglich zum Zug zu kommen. Dabei ist es wichtig, dass man die Angebotsfenster so legt, dass man nach einem Zuschlag und einer Lieferung das Batteriespeichersystem wieder in einen Ladezustand bringt, von dem aus wieder Angebote erbracht werden können. Die Nachladung oder Entladung des Batteriespeichersystems nach Erbringung der Regelreserve kann auf Basis unterschiedlicher Ansätze erfolgen. Einerseits ist es möglich, das Batteriespeichersystem aus einer eigenen Erzeugungsanlage nachzuladen, andererseits kann die Nachladung aus dem öffentlichen Netz erfolgen. Ähnlich verhält es sich bei der Entladung des Batteriespeichersystems, die gespeicherte Regelenergie kann zur Deckung des eignen Verbrauchs herangezogen werden oder als Überschuss ins Netz eingespeist werden.
Wirtschaftlichkeit	Die Wirtschaftlichkeit dieses Betriebs- und Geschäftsmodells hängt von mehreren Faktoren ab. Einerseits ist Wirtschaftlichkeit abhängig von der Häufigkeit, mit der man am Regelenergiemarkt zum Zuschlag kommt und welcher Preis sich dann im Clearing ergibt. Ein weiterer Faktor ist der Preis, mit dem das Batteriespeichersystem „nachgeladen“ wird oder der Wert, mit dem die zu entladende Energie genutzt werden kann (eigenverbraucht oder verkauft). Wird die Regelenergie über einen Aggregator angeboten sind darüber hinaus die Kosten für die Aggregationsdienstleistung zu berücksichtigen. Für die Bewertung der Wirtschaftlichkeit des Speichers wurde ein Best Case Szenario angenommen. Dabei wurden die Daten des Regelenergiemarktes aus dem Jahr 2023 und 2024 herangezogen. Kosten für die Aggregationsdienstleistung wurden vernachlässigt.

Die nachfolgende Tabelle zeigt, dass je nach Angebotspreis und gewählter Speichertechnologie eine sehr schnelle Amortisation möglich ist. Dabei ist zu berücksichtigen, dass es in den Zeiten, in denen kein Zuschlag für den Regelenenergiemarkt gegeben ist, andere Vermarktungsstrategien gewählt werden können, die die Amortisationsdauer zusätzlich reduzieren. Die angeführten Zahlen richten sich rein nach der Vermarktung am Primärregelenenergiemarkt.

Angebots- preis	Leistung in kW						
		RedOx Flow A		RedOx Flow B		NMCA	
		NMCB		LiFePO4 A		LiFePO4 B	
	Kapazität in kWh	250	250	1000	736	150	528
		1000	1000	1359	1288	480	1194
	5	8	12	9	5	12	6
	10	12	17	13	8	17	9
	15	27	39	29	18	39	20
	20	46	65	49	30	66	34

Aufgrund der Rahmenbedingungen und Annahmen kann dieses Betriebsmodell als **wirtschaftlich** bewertet werden.

Betreiber

Für diese Betriebsmodell kann der Betrieb des Batteriespeichersystems durch dessen Eigentümer oder durch einen Aggregator erfolgen.

Multi-Use-Betrachtung

Kombinierbarkeit mit anderen Betriebsmodellen

Für die nachfolgende Bewertung einer Multi-Use-Anwendung wird die Teilnahme am Regelenenergiemarkt als primäres Betriebsmodell betrachtet.

- Lasthomogenisierung:
Eine Kombination ist aus wirtschaftlichen Gründen derzeit nicht sinnvoll. Diese Multi-Use-Anwendung ist **nicht sinnvoll**.
- Spitzenlastkappung:
Diese Kombination nicht wirklich Sinn, zwar kann die Energie, die im Batteriespeichersystem bei Bereitstellung negativer Regelenenergie aufgenommen wurde, zur Kappung von Lastspitzen genutzt werden, jedoch ist es nicht sicher, ob die Rahmenbedingungen immer erfüllt sind. Diese Multi-Use-Anwendung ist **nicht sinnvoll**.
- Eigenverbrauchsoptimierung:
Diese Kombination ist, wenn die Rahmenbedingungen der Eigenverbrauchsoptimierung erfüllt sind, interessant. Jedes Mal, wenn das Batteriespeichersystem für die Bereitstellung negativer Regelenenergie genutzt wurde, kann die Energie anschließend für den Eigenverbrauch genutzt werden, um das

Batteriespeichersystem wieder auf einen „Soll-Ladezustand“ zu bringen. Diese Multi-Use-Anwendung ist **sehr sinnvoll**.

- Strompreisoptimierung: Maximierung des Verkaufspreises:
Diese Kombination macht absolut Sinn. Wenn das Batteriespeichersystem für die Bereitstellung negativer Regelernergie geladen wurde, kann diese Energie so zu optimalen Konditionen verkauft werden und das Batteriespeichersystem wieder in den vorgesehenen Ladezustand gebracht werden. Diese Multi-Use-Anwendung ist **sehr sinnvoll**.
- Strompreisoptimierung: Minimierung des Einkaufspreises:
Diese Kombination macht absolut Sinn. Wenn das Batteriespeichersystem für die Bereitstellung positiver Regelernergie entladen wurde, kann diese Energie so zu optimalen Konditionen gekauft werden und das Batteriespeichersystem wieder in den vorgesehenen Ladezustand gebracht werden. Diese Multi-Use-Anwendung ist **sehr sinnvoll**.
- Blackout-Versorgung:
Die Kombination in einer Multi-Use-Anwendung unter Umständen Sinn, da der Batteriespeicher für die Regelergiebereitstellung in einem gewissen Ladezustand gehalten wird und nur bei Abruf diesen Ladezustand ändert. In manchen Fällen wird das Batteriespeichersystem sogar weiter befüllt. Die Energie kann somit für im Bedarfsfall auch für eine Notstromversorgung genutzt werden. Diese Multi-Use-Anwendung ist **bedingt sinnvoll**.

4.7 Blackout-Versorgung

Generelle Rahmenbedingungen

Betriebsmodell

Dieses Betriebsmodell hat eine Notstromversorgung bei einer längeren Unterbrechung der Stromversorgung zum Ziel. Im Gegensatz zu einer unterbrechungsfreien Stromversorgung (USV), die bei kurzfristigen Ausfällen der Stromversorgung den Betrieb aufrechterhält, geht es bei diesem Betriebsmodell, um die Versorgung bei langfristigen Unterbrechungen sicherzustellen.

Das Batteriespeichersystem übernimmt dabei die Rolle der Stromversorgung für den Notfallbetrieb.

Rahmenbedingungen / Voraussetzungen

Der Speicherbetrieb für die Blackout-Versorgung ist in erster Linie eine technische Problemstellung, bzw. gibt es technische Anforderungen, die zu erfüllen sind.

Das Batteriespeichersystem muss dabei hinter einem gemeinsamen Zählpunkt mit einer Verbrauchsanlage angeschlossen sein. Des Weiteren

	muss die gesamte Anlage über eine Erkennung der Netzfrequenz verfügen. Diese erkennt, ob derzeit die Frequenzgabe (50 Hz) vom Netz erfolgt, oder nicht. Liegt ein Blackout vor, ist das Netz nicht dazu in der Lage, die Frequenz von 50 Hz vorzugeben. Zusätzlich bedarf es einer Netzfrequenz, also einer Trennvorrichtung, die, sobald das Netz nicht in der Lage ist, die 50 Hz vorzugeben, die Anlage vom Netz trennt. Abschließend muss der Wechselrichter des Batteriespeichersystems, oder jener der Erzeugungsanlage bzw. die Erzeugungsanlage selbst, in der Lage sein, eine Frequenz von 50 Hz vorzugeben.
Netzdienlichkeit	
Netzdienlichkeit	Dieses Modell weist keine Netzdienlichkeit und keine systemtechnische Relevanz auf.
Anschluss	Das Batteriespeichersystem muss hinter einem gemeinsamen Zählpunkt mit einer Erzeugungs- und Verbrauchsanlage angeschlossen werden.

Wirtschaftliche Betrachtung

Geschäftsmodell	Eine Notstromversorgung ist ein sehr schwierig zu definierendes Geschäftsmodell, das eigentlich am besten mit einer Versicherung verglichen werden kann. Mit dieser Betriebsweise des Batteriespeichersystems lässt sich kein Geld verdienen, es lassen sich lediglich Kosten im Falle einer Unterbrechung der Stromversorgung vermeiden.
Wirtschaftlichkeit	Eine Bewertung der Wirtschaftlichkeit ist nur schwierig möglich, da es keine Einnahmen aus dem Betrieb des Speichers gibt.
Betreiber	Betreiber des Batteriespeichersystems kann jeder Betreiber einer Erzeugungs- und Verbrauchsanlage sein.

Multi-Use-Betrachtung

Kombinierbarkeit mit anderen Betriebsmodellen	Für die nachfolgende Bewertung einer Multi-Use-Anwendung wird die Notstromversorgung als primäres Betriebsmodell betrachtet. - <u>Lasthomogenisierung:</u> Da das Batteriespeichersystem für die Notstromversorgung stets über einem gewissen Ladezustand gehalten werden muss, ist diese Multi-Use-Anwendung nicht sinnvoll. - <u>Spitzenlastkappung:</u> Da das Batteriespeichersystem für die Notstromversorgung stets über einem gewissen Ladezustand gehalten werden muss, ist diese Multi-Use-Anwendung nicht sinnvoll. - <u>Eigenverbrauchsoptimierung:</u> Da das Batteriespeichersystem für die Notstromversorgung stets über einem gewissen Ladezustand gehalten werden muss, ist diese Multi-Use-Anwendung nicht sinnvoll. - <u>Strompreisoptimierung: Maximierung des Verkaufspreises:</u> Da das Batteriespeichersystem für die Notstromversorgung stets über einem gewissen Ladezustand gehalten werden muss, ist diese Multi-Use-Anwendung nicht sinnvoll. - <u>Strompreisoptimierung: Minimierung des Einkaufspreises:</u> Diese Kombination kann unter Umständen Sinn machen, das Batteriespeichersystem in einem Gebiet mit regelmäßigen Stromversorgungsunterbrechungen betrieben wird und regelmäßig wieder befüllt werden muss. So können die Kosten für die Beladung minimiert werden. Diese Multi-Use-Anwendung ist bedingt sinnvoll. - <u>Strompreisoptimierung: Teilnahme am Regelleenergiemarkt:</u> Da das Batteriespeichersystem für die Notstromversorgung stets
--	--

über einem gewissen Ladezustand gehalten werden muss, ist diese Multi-Use-Anwendung **nicht sinnvoll**.

4.8 Zusammenfassung

Die Bewertung der unterschiedlichen Betriebsmodelle ist in Abbildung 9 zusammengefasst. In der Zusammenfassung sind die Netzdienlichkeit, die systemische Relevanz und die Wirtschaftlichkeit nach dem Ampelsystem bewertet.

	Lastprofilhomogenisierung	Eigenverbrauchsoptimierung	Spitzenlastkappung	Maximierung Verkaufspreis	Maximierung Einkaufspreis	Regelenergiemarkt	Blackout
Netzdienlichkeit	Green	Yellow	Green	Yellow	Yellow	Red	Red
Systemische Relevanz	Yellow	Red	Yellow	Green	Green	Green	Red
Wirtschaftlichkeit	Red	Green	Red	Yellow	Yellow	Green	Red

Abbildung 9: Bewertung der Betriebsmodelle

Aus der Zusammenfassung geht hervor, dass aktuell nur die Bereitstellung von Regelenergie und die Eigenverbrauchsoptimierung tatsächlich wirtschaftliche Betriebsmodelle darstellen. Diese Modelle weisen leider nur eine bedingte bzw. keine Netzdienlichkeit auf. Eine bedingte Wirtschaftlichkeit ist bei der Maximierung der Verkaufspreise und der Maximierung der Einkaufspreise gegeben, wobei für diese gewisse Rahmenbedingungen erfüllt sein müssen. Die Lastprofilhomogenisierung würde die höchste Netzdienlichkeit, gemeinsam mit der Spitzenlastkappung aufweisen, sie sind jedoch nicht wirtschaftlich. Die Blackout-Vorsorge leistet bei keiner der drei Kategorien einen relevanten Beitrag.

	Lastprofilhomogenisierung	Eigenverbrauchsoptimierung	Spitzenlastkappung	Maximierung Verkaufspreis	Maximierung Einkaufspreis	Regelenergiemarkt	Blackout
kombiniert mit	Lastprofilhomogenisierung	Red	Red	Red	Red	Red	Red
	Eigenverbrauchsoptimierung	Red	White	Green	Yellow	Green	Red
	Spitzenlastkappung	Red	Green	White	Green	Red	Red
	Maximierung Verkaufspreis	Red	Red	Yellow	White	Green	Red
	Maximierung Einkaufspreis	Red	Yellow	Yellow	White	Green	Yellow
	Regelenergiemarkt	Red	Yellow	Yellow	Yellow	White	Red
	Blackout	Red	Red	Red	Red	Yellow	White

Abbildung 10: Kombinierbarkeit der einzelnen Betriebsmodelle untereinander

In Abbildung 10 sind die unterschiedlichen Kombinationen aus Betriebsmodellen dargestellt. Wobei stets ein Hauptmodell mit einem anderen Modell („kombiniert mit“) kombiniert wird. Daraus geht hervor, dass es unterschiedliche Kombinationen von Betriebsmodellen gibt, die sinnvoll sind. In erster Linie ist die Anwendung des Betriebsmodells zur Bereitstellung von Regelenergie eine gute Ausgangsbasis für Kombinationen.

Zusammengefasst macht aus wirtschaftlicher Sicht der Betrieb eines Batteriespeichers zur Bereitstellung von Regelenergie in Kombination mit entweder einer Eigenverbrauchsoptimierung oder einem der Modelle zur Optimierung der Strompreise am meisten Sinn. Wenngleich hier keine Netzdienlichkeit gegeben ist.

5 Finanzierungs- und Fördermöglichkeiten

Da die Installation großer Batteriespeichersysteme mit erheblichen Investitionskosten verbunden ist, wird davon ausgegangen, dass die Finanzierung (zu einem gewissen Anteil) durch eine Fremdfinanzierung erfolgt (tlw. unterstützend durch eine Förderung). Anhand einer umfassenden Recherche konnten Möglichkeiten zur Finanzierung und Förderung von großen Stromspeichern identifiziert werden, die in diesem Kapitel näher beschrieben werden.

5.1 Finanzierungsmöglichkeiten

Grundsätzlich erfolgt eine Einteilung der Finanzierungsinstrumente in Eigen- und Fremdkapitalfinanzierung. Während bei einer Eigenkapitalfinanzierung von Personen / Kommunen / Gesellschafter:innen eingebrachtes Kapital oder thesaurierte Gewinne eingesetzt werden, sind bei Fremdkapitalfinanzierungen Mittel von Dritten erforderlich, die später entsprechend zurückzuzahlen sind.

Zur Umsetzung von Vorhaben, für die nicht ausreichende Eigenmittel oder Direktförderungen zur Verfügung stehen, ist die Aufnahme von Fremdmitteln erforderlich. Die Wahl der richtigen Finanzierungsform hängt vom Finanzierungsgegenstand ab. Daneben können auch steuerliche Motive oder Produkte, die mit Dienstleistungen gekoppelt sind, ausschlaggebend sein²⁸.

Möglichkeiten der Fremdfinanzierung sind:

- Finanzierung über Kredit: Eine Kreditfinanzierung basiert auf einer schriftlichen Vertragsvereinbarung (zumeist mit einer Bank) und läuft im Normalfall über einen längerfristigen Zeitraum. Der Kreditbetrag wird für eine einmalige Ausnützung zur Verfügung gestellt und in weiterer Folge in periodischen Raten rückgeführt. Die Raten beinhalten sowohl die Tilgung als auch die Zinsen, welche für den Kreditbetrag in Rechnung gestellt werden.
- Leasing: „Leasing ist ein Rechtsgeschäft eigener Art über die entgeltliche Nutzungsüberlassung von Wirtschaftsgütern, wobei deren Auswahl und Spezifikation in der Regel durch den Nutzer erfolgt. Im Gegensatz zum Miet- bzw. Bestandvertrag werden jedoch das Investitionsrisiko (wirtschaftliche Risiken und Chancen) sowie die Sach- und Preisgefahr überwiegend auf den Nutzer (Leasingnehmer) übertragen. Allenfalls werden vom Leasinggeber auch noch über die bloße Nutzungsüberlassung hinausgehende, damit wirtschaftlich zusammenhängende Dienstleistungen erbracht.“²⁹

Je nach Form der Nutzung und der eigentumsähnlichen Situation wird zwischen Finanzierungsleasing und Operating Leasing unterschieden.

- Contracting: Darunter wird ein vertraglich vereinbartes Modell zur Drittfinanzierung von Energiedienstleistungen verstanden. Der Vertrag wird mit einem externen Dienstleister (Contractor) abgeschlossen, der in der Regel die Finanzierung bei Contracting-Projekten übernimmt. Die Rückzahlung der Investitionen erfolgt entweder über die eingesparten Energiekosten (Einspar-

²⁸ Haas, R., Ajanovic, A. & Ramsebner, J. 2019. TU Wien. Gemeinwirtschaftliche und private Finanzierungsmodelle- und Strategien für den Aufbau der zukünftigen Infrastruktur eines nachhaltigen Energiesystems in Österreich. https://nachhaltigwirtschaften.at/resources/nw_pdf/schriftenreihe-2019-32-finamo.pdf

²⁹ VERBAND ÖSTERREICHISCHER LEASING-GESELLSCHAFTEN. Leasing in Österreich. 2017. <https://www.leasingverband.at/wp-content/uploads/2017/03/V%C3%96L-Brosch%C3%BCre-Leasing-in-%C3%96sterreich-M%C3%A4rz-2017.pdf>

Contracting oder Performance Contracting) oder über die Vergütung auf Basis der bezogenen Energiemenge (Anlagen-Contracting oder Energieliefer-Contracting)³⁰.

- **Mietkauf:** Der Mietkauf ist eine Form der Finanzierung, bei der sich nach Zahlung einer Miete ab einer bestimmten Dauer zu einer Kaufoption für den Mieter ergibt. Im Mietvertrag wird vom Vermieter das Recht eingeräumt, den Speicher nach einer bestimmten Frist zu erwerben.

5.2 Kreditfinanzierung

Kreditfinanzierung findet bei kommunalen und gewerblichen Projekten bislang die häufigste Anwendung. Allerdings werden die Voraussetzungen für traditionelle Kreditfinanzierung durch Bankinstitute immer schwieriger (Stichwort: Finanzkrise 2008 und verschärfte Bedingungen aufgrund von Basel III).

Vorteile der Kreditfinanzierung sind die hohe Flexibilität im Hinblick auf Laufzeit, Tilgungsstruktur, Gestaltung (fixe bzw. variable Verzinsung) und Anpassbarkeit im laufenden Projekt.

In den letzten Jahren bieten Banken auch so genannte Grüne Kredite bzw. Green Loans an. Ein grüner Kredit ist eine Finanzierungsform, die es Kreditnehmern ermöglicht, die Erlöse ausschließlich zur Finanzierung von Projekten zu verwenden, die einen wesentlichen Beitrag zu einem Umweltziel leisten. Ein grüner Kredit ähnelt damit einer grünen Anleihe, da er Kapital für grüne Projekte beschafft. Oftmals orientieren sich Green Loans an den sogenannten Green Loan Principles der International Capital Market Association (ICMA). Darin ist festgelegt, dass sämtliche Erlöse ausschließlich für grüne Aktivitäten verwendet werden sollten³¹.

5.3 Leasing

Je nach Form der Nutzung und der eigentumsähnlichen Situation wird zwischen Finanzierungsleasing und Operating Leasing unterschieden. Finanzierungsleasing ermöglicht es, eine Speicheranlage zu nutzen, ohne dass eine Anfangsinvestition erforderlich ist. Bei diesem Modell zahlt der Leasingnehmer monatlich eine festgelegte Rate, so lange, bis das Eigentum des Speichers am Ende des Leasingvertrages auf ihn übergeht.

Der Stromspeicher ist dabei im Eigentum des Kunden. Dieser zahlt die Investitionskosten nicht sofort, sondern durch laufende Leasingraten. Mit Bezahlung der letzten Leasingrate ging der Stromspeicher in das Eigentum des Kunden über. Die Verantwortung hinsichtlich des Betriebs des Stromspeichers lag beim Kunden.

Vorteile für den Kunden: Der Kunde kann die finanziellen Erträge vom Stromspeicher sofort nutzen, und bezahlt das Geld für den Kauf des Stromspeichers über Jahre in kleinen Teilbeträgen. Die Anwendbarkeit für Batteriespeichersysteme im MWh Bereich ist allerdings fraglich.

5.4 Contracting

Unter Energie-Contracting wird ein vertraglich vereinbartes Modell zur Drittfinanzierung von Energiedienstleistungen verstanden. Der Vertrag wird mit einem externen Dienstleister (Contractor) abgeschlossen, der in der Regel die Finanzierung bei Contracting-Projekten übernimmt. Die Rückzahlung der Investitionen erfolgt entweder über die eingesparten Energiekosten (Einspar-Contracting oder

³⁰ ÖGUT. Best Practice Contracting. 2016. https://www.oegut.at/downloads/pdf/2017_04_26_BestPracticeContracting_Auer_fin.pdf

³¹ International Capital Market Association. 2022. Green Bond Principles. https://www.icmagroup.org/assets/documents/Sustainable-finance/2022-updates/Green-Bond-Principles_June-2022-280622.pdf

Performance Contracting) oder über die Vergütung auf Basis der bezogenen Energiemenge (Anlagen-Contracting oder Energieliefer-Contracting).

Beim Anlagen-Contracting betreibt der Contractor auf Basis eines Langzeitvertrages eine Energieerzeugungsanlage (neu errichtet oder bestehend) zur Nutzenergielieferung. Der Contractor ist für die erforderlichen Investitionen und die Betriebsführung verantwortlich bzw. stellt die Nutzenergie zur Verfügung. Dadurch wird das technische und wirtschaftliche Risiko auf den Contractor übertragen und seitens des Contracting-Nehmers können energieeffiziente Anlagen genutzt werden. Daneben gibt es noch das Einspar-Contracting, bei dem vertraglich festgelegte Energiespar- oder Energiemanagementmaßnahmen durch den Contractor vorfinanziert und aus den erzielten Energiekosteneinsparungen bezahlt werden. Dies ist im Zusammenhang mit der Finanzierung von großen Batteriespeichern nicht relevant.

Im Zusammenhang mit Contracting können als weiteres Beispiel einer innovativen Finanzierungsform in Kombination mit der Errichtung von Erneuerbaren Anlagen Power Purchase Agreements (PPA) genannt werden. Darunter werden Verträge zur direkten Stromlieferung vom Erzeuger zum Verbraucher verstanden. Diese beinhalten festgelegte Projektlaufzeiten, Abnahmepreise, Liefermengen und -zeitpunkte. Diese Stromabnahmevereinbarungen stellen also langfristige Verträge über die Lieferung von Energie dar und könnten so entwickelt werden, dass sie sowohl die Energielieferung als auch die Speicherung einschließen.

In Österreich sind bislang nur wenige PPAs abgeschlossen worden³², wobei keines davon eine Erneuerbare Erzeugungsanlage (Wind oder PV) mit ergänzendem Stromspeicher beinhaltet. Es gibt also derzeit keine Erfahrungswerte, unter welchen Bedingungen sich diese Art des Contractings in Kombination mit Energiespeichern als rentabel erweisen kann.

Grundsätzlich erfolgt die Unterteilung von verschiedenen PPA-Strukturen nach den jeweiligen Vertragspartnern. In einem sogenannten Corporate (dt.: Unternehmen) PPA schließt ein Kunde mit einem gewissen Strombedarf einen direkten Vertrag mit einem Stromproduzenten ab. Es findet eine direkte oder bilanzierte Stromlieferung statt, weshalb man auch von Physischen (engl.: Physical) PPAs spricht. Bei einem Merchant (dt.: Händler) PPA wird der erzeugte Strom an beispielsweise einen Energieversorger verkauft, der diesen an seine eigenen Endkunden vertreibt. Dabei ist nicht immer eine eindeutige Abgrenzung möglich, vielmehr überschneiden sich verschiedene Vertragsformen je nach spezifizierten Konditionen.

Weiters kann zwischen folgenden PPAs unterschieden werden³³:

- On Site PPAs: Die Erzeugungsanlage befindet sich in unmittelbarer Nähe des Stromabnehmers, wodurch der Strombezug ohne Nutzung des öffentlichen Netzes erfolgen kann. Diese Variante kommt in der Praxis häufig bei Photovoltaik (PV)-Anlagen im Bereich des PV Contractings zur Anwendung.
- (Sleeved) Off Site PPAs: Sie sehen eine physische Stromlieferung unter Nutzung des öffentlichen Netzes vor, wodurch die Stromerzeugungsanlage und der Stromabnehmer innerhalb der gleichen Preiszone (Österreich) getrennt sein können. Hier ist zwischen Produzenten und Abnehmer ein

³² Österreichs Energie 2023: Was sind eigentlich PPA, <https://oesterreichsenergie.at/aktuelles/neuigkeiten/detailseite/joerg-sollfelfner-was-ist-eigentlich-ein-ppa> (abgerufen am 26.04.2024)

³³ Gabrielli, P., Hilsheimer, P. & Sansavini, G. 2022: Storage power purchase agreements to enable the deployment of energy storage in Europe; <https://doi.org/10.3929/ethz-b-000560746>

Energiedienstleister zwischengeschaltet, welcher gegen Entgelt darüber hinaus zusätzliche Aufgaben übernehmen kann – z.B. die Lieferung von zusätzlichen, vom Abnehmer benötigten Mengen oder die Vermarktung von Überschussmengen.

Laut dem Paper von (Gabrielli, P. et al, 2022) gibt es aktuell folgende relevante Vertragsstrukturen für Speicher-PPAs:

- „Abgaben Vertrag“ (engl. tolling agreement): Damit erhält der Käufer das Recht über die Kontrolle des Speichers und kann dadurch mehrere Märkte bedienen, z. B. Intraday-Arbitrage und Day-Ahead-Marktarbitrage. Der Verkäufer des Vertrages erhält Zahlungen zur Deckung der Betriebskosten und Kapazitätszahlungen zur Deckung der Fixkosten. Dieser Aufbau eignet sich am besten für Energiehändler und Versorgungsunternehmen, die über umfassende Kenntnisse der Energiemärkte verfügen, und wird für windbetriebene Speicherprojekte in Deutschland angewendet.
- Energieverträge: Hier zahlt der Käufer einen festen Preis für den Strom, der von einer EE-Anlage in Verbindung mit einer Energiespeichertechnologie erzeugt wird. Diese Verträge schaffen ein Missverhältnis zwischen den Anreizen, da der Käufer nur von Einnahmen aus dem Day-Ahead-Markt profitiert, während der Verkäufer auch durch das Anbieten von Hilfsdiensten und die Durchführung von Intraday-Arbitrage profitieren kann. Es gibt zwar Mechanismen zur Verringerung dieser Fehlanreize (z. B. die Festlegung unterschiedlicher PPA-Preise für bestimmte Stunden des Tages oder die Festlegung von Zeiträumen, in denen die verfügbare Energie geliefert werden muss), diese verringern aber auch die Fähigkeit der Anlage, Netzdienstleistungen zu erbringen. Energieverträge werden derzeit für mehrere Solarprojekte in Kombination mit Batteriespeichern in den USA eingesetzt.

5.5 Mietkauf

Bei einem Mietkauf handelt es sich um ein besonderes Mietverhältnis mit gleichzeitiger Kaufvereinbarung nach Abbezahlung bzw. nach Bezahlung der letzten Rate, das oftmals bei Assets in der Energiewirtschaft zur Finanzierung verwendet werden kann. Wenn der Mieter einen Mietkauf mit dem Vermieter eingeht, dann muss bis zum Kauf des Assets ein regelmäßiger Mietzins abbezahlt werden. Der Mietkauf stellt dabei keinen Ratenkredit dar, da es sich dabei um eine völlig andere Form des Darlehens handelt. Ein Mietkaufmodell bietet zur klassischen Leasingfinanzierung folgende wesentlichen Vorteile für den Kunden:

- Bilanzierung des Wirtschaftsgutes beim Mietkäufer ab Übergabe des Kaufobjektes.
- Der Mietkäufer ist für die Umsetzung des Projekts verantwortlich.
- AfA ansetzbar, wie vom Käufer bevorzugt.
- Bereits zu Beginn des Mietkaufvertrags findet ein wirtschaftlicher Verkauf statt, d.h. die USt. (Umsatzsteuer) auf den gesamten „Kaufpreis“ ist sofort fällig.
- Diese USt. ist, wie bei anderen Kaufvorgängen, vom Verkäufer an das Finanzamt abzuführen und kann vom Käufer als Vorsteuer geltend gemacht werden.
- Da die gesamte USt. mit dem „Kaufpreis“ fällig wird, entfällt die Umsatzsteuervorfinanzierung in Zusammenhang mit den Lieferantenrechnungen.
- Anstelle von Leasingentgelten sind Kaufpreistraten (samt Verzinsung) zu bezahlen; die Kaufpreistraten werden ohne USt in Rechnung gestellt.

- Es fällt keine Mietvertragsgebühr an.
- Zivilrechtliches Eigentum verbleibt vorerst noch beim Verkäufer und geht mit Bezahlung der letzten Kaufpreisrate automatisch auf den Käufer über.
- Keine externe Due Diligence-Prüfung (außer in Ausnahmefällen, z.B. bei komplexen Situationen).
- Es wird up-front nur eine einmalige Bearbeitungsgebühr fällig (keine Bereitstellungsgebühr, keine Breakage-Fee, etc.). Mit dieser Gebühr sind die Kosten der internen Due Diligence, der internen Genehmigung und der internen Vertragserstellung abgedeckt.
- Die Finanzierung beruht auf einer „schlanken“, vielfach bewährten Vertragsdokumentation.
- Da es sich beim Mietkauf im Wesentlichen um einen Verkauf unter Eigentumsvorbehalt handelt, müssen idR keine grundbücherlichen Sicherheiten bestellt werden (Hypotheken). Das spart Zeit und Eintragungsgebühren.

Da der Mietkauf-Anbieter bis zur Zahlung der letzten Kaufpreisrate Eigentümer der Anlage bleibt, ist eine Eintragung einer Hypothek oder die Verpfändung von Gesellschaftsanteilen, wie bei kreditfinanzierten Projekten üblich, oftmals nicht erforderlich. Stattdessen werden die Sicherheiten idR in Form von Eintrittsrechten, Dienstbarkeiten udgl. geregelt. Wie die Sicherheiten konkret ausgestaltet werden, ist vom jeweiligen Projekt abhängig. Die wichtigsten dieser Sicherheiten sind jedoch wie folgt (nicht abschließende Aufzählung):

- Einseitig unwiderrufliches Angebot zum Eintritt in die Betreiberverträge, insbesondere in Netzzugangs-, Wartungs-, Einspeise- und Abnahmeverträge sowie Betriebsführungsverträge;
- Einseitig unwiderrufliches Angebot zum Eintritt in die Grundnutzungsverträge (bis zum Netzeinspeisepunkt). Wichtig ist hier vor allem, dass die gewährten Dienstbarkeiten nicht gekündigt werden können, auf mindestens 20 Jahre vereinbart werden und dass es eine Aufsandungserklärung gibt;
- Miteinbeziehung des Mietkaufanbieters in die Bauherrenhaftpflichtversicherung während der Bauphase;
- Miteinbeziehung in eine All-Risk-Versicherung für die Betriebsphase der Anlage;
- Versicherungen sind zugunsten des Mietkaufanbieters zu vinkulieren;
- Besparung eines Schuldendienstreservekontos (Höhe ist abhängig vom Projekt);
- Einhaltung einer best. Schuldendienstquote (abhängig vom Projekt);
- Zinsabsicherung.

5.6 Fördermöglichkeiten

Hinsichtlich des Vorhabens zur Installation von elektrochemischen Speichereinrichtungen im Joglland konnten auf nationaler Ebene (Stand September 2024) zwei relevante Förderinstrumente identifiziert werden.

Der Klima- und Energiefonds hat auf Bundesebene Instrumente zur Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien sowie der Installation von Energiespeichern lanciert. Die KPC ist dabei die ausführende Stelle des Bundes. Sie verfügt über verschiedene Förderinstrumente, wobei für die

Installation von Batteriespeichern im MWh Bereich aktuell eine Förderung für Großspeicheranlagen besteht. Details dazu enthält Tabelle 7.

Tabelle 7 Details Förderprogramm Großspeicheranlagen Klima- und Energiefonds ³⁴

Programm	Großspeicheranlagen
Titel	Speicheranlagen zur Versorgungsoptimierung des Energiesystems
Fördergeber	Klima- und Energiefonds
Abwicklungsstelle	Kommunalkredit Public Consulting GmbH
Ziel des Programms	Die Förderung von Großspeicheranlagen mit dem Fokus auf systemdienlichen Betrieb hat zum Ziel, die Versorgungssicherheit im Energiesystem zu erhöhen und den weiteren Zubau sowie die Integration von Erneuerbaren Erzeugungsanlagen zu ermöglichen. Die Umsetzung von Good-Practice-Beispielen zu einer konkreten Umsetzung von netzdienlichen Projekten soll angeregt werden, um die Verbreitung von Großspeicheranlagen im Energieversorgungssystem voranzutreiben.
Fördergegenstand	Investitionsmaßnahmen der Planung und Umsetzung von Stromspeicheranlagen mit einer Nettospeicherkapazität ab 1 MWh kWh sowie Wärmespeicheranlagen. Gefördert werden neu installierte Stromspeicheranlagen sowie die Erweiterung bestehender Anlagen, die zur Speicherung von Strom aus Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Quellen dienen.
Fördernehmer	Der Förderantrag kann von natürlichen und juristischen Personen oder Personengesellschaften gestellt werden, wie bspw.: • Produktionsbetrieben • Gewerbe- und Dienstleistungsbetrieben • Fernwärmenetzbetreiber:innen • Energieversorgungsunternehmen • Einrichtungen der öffentlichen Hand • Kontraktor:innen • Energiegemeinschaften
Fördervoraussetzungen	• Die Anlage muss bis spätestens 36 Monate nach Vertragserstellung in fertig gestellt werden. • Die Förderung kann sowohl bei der Anbringung von Speicheranlagen zu neu erbauten erneuerbaren Strom-

³⁴ Klima- und Energiefonds. 2024. Leitfaden Großspeicheranlagen 2024. <https://www.klimafonds.gv.at/foerderung/grossspeicheranlagen/>

/Wärmeerzeugungsanlagen als auch bei bereits bestehenden erneuerbaren Erzeugungsanlagen bezogen werden.

- Kriterien für große Speichieranlagen:
 - Der Stromspeicher muss am selben Standort mit einer Anlage zur Erzeugung erneuerbarer Energie errichtet werden
 - 75% der jährlichen Energie des Speichers muss von der direkt angeschlossenen Erneuerbaren Erzeugungsanlage bezogen werden
 - Kommunikationsfähigkeit des Speichers – bidirektional über Schnittstelle steuer- und programmierbar (z. B. mit internen Komponenten des Energiesystems, Netzbetreibern/-dienstleistern, Aggregatoren etc.)
 - Fähigkeit des Speichers aktiv auf (Netz-)Signale, Zustände und Vorgaben reagieren zu können bzw. davon gesteuert werden zu können
 - Einhaltung der technischen und organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer:innen von Netzen (TOR)
 - Multi-Use-Betrieb – Betriebsweisen zur Erreichung von mind. zwei Zielen des Systemnutzens (z.B. neben Eigenverbrauchsoptimierung Teilnahme an Strommärkten, Optimierung Portfolio oder Ausgleichsenergie, Nutzung zur Verringerung der netzwirksamen Leistung)
 - Standort/Position im Stromnetz zur Vermeidung von Netzengpässen
 - Bereitstellung Betriebsdaten und Datenaustausch (zur Verfügungstellung von Betriebswerten, zeitliche Auflösung der Daten, Echtzeitdatenaustausch)
 - Kosteneffizienz in Relation zur Speicherkapazität
 - Technologischer Innovationsgrad
 - Nachhaltigkeitsaspekte (Reparaturmöglichkeiten, lokaler Kundendienst und Wartungsmöglichkeiten, Recyclingfähigkeit, Kreislaufwirtschaft, Lebenszyklusanalyse etc.)

Förderhöhe

- Max. 20 % der umweltrelevanten Investitionskosten

Weiters relevant

Sofern das Batteriespeichersystem durch Contracting, Leasing oder Mietkauf finanziert wird, muss der Förderungsantrag vor Unterzeichnung des Leasing-, Mietkauf- und Contractingvertrags beziehungsweise vor

Bestellung von Anlagenteilen für die geplante Maßnahme eingereicht werden. Zudem muss die Anlage gemäß Leasing- oder Mietkaufvertrag spätestens mit der letzten Rate in das Eigentum des:der Förderungsnehmenden übergehen.

Die Förderung kann maximal im Ausmaß der von der förderungsnehmenden Person bis zum Zeitpunkt der Endabrechnung tatsächlich getätigten Zahlungen ausbezahlt werden. Für die Ermittlung des maximalen Auszahlungsbetrages werden getätigte Depotzahlungen und Ratenzahlungen abzüglich der darin enthaltenen Zinsen und Spesen herangezogen.

Die Kombination der Förderaktion „Großspeicheranlagen“ mit anderen Bundesförderungen wie z.B. Förderungen im Rahmen des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes und anderer Förderungen des Klima- und Energiefonds ist nicht möglich. Ebenso ist eine parallele Antragstellung nicht zulässig.

Weiters gibt es von Seiten des Land Steiermark eine Fördermöglichkeit für Batteriespeichersystem - Ökofonds: Innovative Energiespeicher und innovative Systemintegration. Die Details der Förderung sind Tabelle 8 zu entnehmen. Das Ende der Einreichfrist liegt noch im Projektzeitraum. Es ist denkbar, dass im Anschluss eine neue Förderungslinie mit ähnlichen Zielen folgen wird.

Tabelle 8: Details Förderung Ökofonds Land Steiermark. ³⁵

Programm	Ökofonds
Titel	Innovative Energiespeicher und innovative Systemintegration
Fördergeber	Land Steiermark
Abwicklungsstelle	ABT15EW – Energietechnik und Umweltförderungen
Fördergegenstand	• Modul 1: Innovatives Umsetzungskonzept: Planungen der Umsetzung • Modul 2: Umsetzung (Investitionen) ○ Neuerrichtung von innovativen Energiespeichern (TRL 7 & 8) oder ○ innovative Systemintegration von neuerrichteten oder bestehenden Energiespeichern (TRL 7, 8 & 9 - Innovative Systemintegrationen werden auch in Kombination mit handelsüblichen Energiespeichern gefördert)

³⁵ Amt der Steiermärkischen Landesregierung Abteilung 15 - Energie, Wohnbau, Technik. 2024. Energieraumplanung in der Steiermark. https://www.technik.steiermark.at/cms/dokumente/12829331_161967760/4bd8cdf8/2024-01-30_Ausschreibung%20Förderung%20ERP_2024%20final.pdf

	<u>Förderungsfähige Kosten</u> • Energiespeicher (z.B. Strom, Wärme, grüner Wasserstoff) • Simulation und Planung der Anlage, • Errichtung der Speicherungsanlage (inkl. Energiespeicher), • Systemintegration und fachgerechte Inbetriebnahme, • notwendige Mess-, Steuerungs- und Regelungstechnik
Fördernehmer	Unternehmen, Bauträger, landwirtschaftliche Betriebe, Vereine, Genossenschaften, Bildungseinrichtungen, Gemeinden, Verbände, Betriebe von Gebietskörperschaften, Energiegemeinschaften usw.. Privatpersonen sind nicht förderungsfähig.
Fördervoraussetzungen	• Umsetzung des Förderungsgegenstands (Modul 1, Modul 2) erfolgt in der Steiermark. • Förderungsantrag ist vor der ersten rechtsverbindlichen Verpflichtung zur Bestellung von Planungsdienstleistungen sowie Anlagenteilen einzureichen. • Bundesförderungen sind vorrangig in Anspruch zu nehmen. • Einem begleiteten Monitoring ist je nach Vorgabe der Förderungsstelle zuzustimmen. • Das Projektvorhaben muss eine wesentliche CO₂-Einsparung und Erhöhung der Energieeffizienz leisten. Die Feststellung erfolgt über eine automatisierte Berechnung auf Basis von vorgegebenen CO₂-Faktoren und dem erwarteten jährlichen Energieumsatz des Speichers.
Förderhöhe	• <u>Modul 1: Planung</u> Der nicht rückzahlbare Investitionszuschuss beträgt bis zu 80 % (Sollte eine De-minimis Beihilfe nicht möglich sein, gilt für kleine Unternehmen 80 %, für mittlere 70 % und alle anderen 60 %) der förderungsfähigen Planungsdienstleistungen (Simulationen, Berechnungen, Komponentenauswahl, externe Expertisen, Dienstleistungen durch Forschungseinrichtungen, ...) bzw. max. 20% der voraussichtlichen Höhe der Investition für die Umsetzung jedoch max. 10.000 €. • <u>Modul 2: Umsetzung</u> Der nicht rückzahlbare Investitionszuschuss beträgt maximal 30 % der umweltrelevanten Mehrkosten. Für mittlere Unternehmen erhöht sich die maximal mögliche Förderung auf 40 %, für kleine Unternehmen,

	Kleinstunternehmen und sonstige Antragsberechtigte auf 50 % der umweltrelevanten Mehrkosten. Der maximale Förderungsbeitrag kann bis zu 250.000 EUR betragen. Das Mindestinvestitionsvolumen für die Umsetzung muss 40.000 EUR an förderungsfähigen Kosten übersteigen. Kosten für die Detail- bzw. Ausführungsplanung können bis maximal 10 % der Gesamtinvestition anerkannt werden. Sofern eine Förderung für das Modul 1 „Innovatives Umsetzungskonzept“ gewährt wurde, verringert sich der mögliche Anteil der Kosten für die Detail- bzw. Ausführungsplanung beim Fördergegenstand „Umsetzung“ auf max. 5 %.
Weiters relevant	Einreichschluss ist der 20. November 2024. Die Anlage muss grundsätzlich spätestens 18 Monate nach Unterzeichnung des Förderungsvertrages in Betrieb genommen werden.

6 Vorbereitungsarbeiten hinsichtlich anschließender Umsetzungsprojekte

Inhaltlich hat das Projekt auch Umsetzungsprojekte der identifizieren (Teil)lösungen angestoßen. Es wurden dabei nur Lösungen verfolgt, welche ein gutes Kosten-Nutzen-Verhältnis sowie die technische, wirtschaftliche und rechtliche Umsetzbarkeit aufweisen (für Gemeinden und Private). Es wurden daher Folgeaktivitäten in Richtung einer Umsetzung eingeleitet, ein umfassendes Maßnahmenbündel forciert wurde:

- Ergebnisweitergabe an potentielle Betreiber (z. B. für Betriebe)
- Förderberatung
- Informationsvermittlung an Stakeholder (insbesondere Gemeinden und Modellregionsmanager)
- Zahlreiche Termine mit Netzbetreibern
- Mehrere persönliche Abstimmungen mit KEM-Managern und Gemeinden
- Mehrere Abstimmungen mit der Energie Steiermark Green Power
- Abstimmungen mit verschiedenen Speicher-Errichtern und -Projektierern
- Unterstützung der Raumplaner hinsichtlich Informationen
- Verteilung von Förderinformationen und Ergebnissen
- Erste Folgeaktivitäten eingeleitet

Nachfolgend werden die dabei wesentlich verteilten Informationen präsentiert.

6.1 Allgemein

Rechtlicher Rahmen ist aktuell sehr dynamisch:

Der rechtliche Rahmen für Energiespeicher befindet sich in einer Phase intensiver Veränderung und Anpassung. Durch technologische Fortschritte, die zunehmende Verbreitung erneuerbarer Energien und die steigenden Anforderungen an Netzflexibilität und Versorgungssicherheit wird das regulatorische Umfeld ständig aktualisiert. Diese Dynamik führt dazu, dass bestehende Gesetze und Regularien häufig überarbeitet werden, um innovative Technologien und neue Betriebsmodelle zu ermöglichen und gleichzeitig die Stabilität des Energiesystems zu gewährleisten.

Die aktuellen Entwicklungen bieten sowohl Herausforderungen als auch Chancen für Unternehmen und Betreiber, die auf eine flexible und rechtssichere Umsetzung angewiesen sind.

Neue Betriebsmodelle durch das noch zu beschließende ELWG:

Die bevorstehenden Anpassungen des **Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetzes (ELWG)** werden den rechtlichen Rahmen erweitern und neue Betriebsmodelle für Energiespeicher und deren Nutzung ermöglichen. Diese Änderungen sollen eine flexiblere und effizientere Integration von Energiespeichern in das Energiesystem fördern. Dabei spielt vor allem die wirtschaftliche Zurverfügungstellung von Flexibilitäten eine wesentliche Rolle.

Durch diese Anpassungen bietet das ELWG die Grundlage für innovative Geschäftsmodelle, die sowohl den Netzbetreibern als auch den Endverbrauchern zugutekommen und die Energiewende weiter voranbringen.

Beitrag zur Einspeisekapazität auf Ebene der Niederspannung gering

Es darf nicht erwartet werden, dass durch Großspeicheranwendungen ein signifikanter Beitrag zur Entschärfung der beschränkten Photovoltaik-Einspeisekapazität auf Ebene der Niederspannung erfolgt. Solche Speicheranwendungen sind aufgrund von Wirtschaftlichkeitsüberlegungen idR mind. auf der Mittelspannungsebene vorgesehen. Mit Großspeichern erfolgt daher kein Beitrag zur Lösung der beschränkten Einspeisekapazität auf Ebene der Niederspannung. Die Einspeisung kleinerer PV-Anlagen auf unterster Ebene wird dadurch nicht bzw. kaum beeinflusst.

6.2 Empfehlungen zum Aufstellungsort des Speichers

Nähe zum Umspannwerk – Einfluss auf Kosten und Wirksamkeit:

Die Platzierung eines Batteriespeichers in der Nähe eines Umspannwerks hat direkten Einfluss auf die Kosten und die Effektivität des Betriebs.

Kostenfaktoren:

- Geringere Netzanschlusskosten: Die Nähe zum Umspannwerk reduziert die Länge und Komplexität der notwendigen Verkabelung und Infrastruktur.
- Niedrigere Übertragungsverluste: Kürzere Leitungswege minimieren Energieverluste beim Transport.

Wirksamkeit:

- Zentrale Netzstabilisierung: Batteriespeicher können direkt auf die Spannungsebene des Umspannwerks zugreifen und so einen größeren Einfluss auf die Netzstabilität ausüben.
- Optimierung der Leistung: Die Nähe ermöglicht eine effektivere Regelung von Lastflüssen und Spitzenlastmanagement im Netz.

Ein Standort in Umspannwerksnähe ist daher besonders geeignet für netzdienliche Anwendungen, bei denen die Integration und Stabilisierung des Gesamtsystems im Vordergrund steht.

Da Stromspeicher nicht zu den Einreichungen der Elektrizitätsinfrastruktur zählen, können diese nicht ohne entsprechende Widmung im Freiland errichtet werden. Daher müssen die Gemeinden im Sinne der Energieraumplanung auch entsprechende Flächenwidmungen andenken (sofern nicht beim Umspannwerk, dann bei den Erzeugungsanlagen).

Speicherpreise stark am Sinken:

In den letzten Jahren sind die Preise für Batteriespeicher erheblich gesunken, was die wirtschaftliche Attraktivität solcher Systeme deutlich erhöht hat. Dieser Trend wird durch technologische Fortschritte, Skaleneffekte in der Produktion und eine steigende Nachfrage nach Energiespeichern getrieben.

- **Lithium-Ionen-Technologie:** Die Kosten für Lithium-Ionen-Batterien, die am häufigsten in Energiespeichern eingesetzt werden, sind seit 2010 um mehr als 80 % gefallen.
- **Prognosen:** Experten gehen davon aus, dass die Preise weiter sinken werden, insbesondere durch die Optimierung der Materialkosten und Effizienzsteigerungen in der Herstellung.
- **Auswirkungen:** Günstigere Batteriespeichersysteme ermöglichen eine breitere Anwendung in Privathaushalten, Gewerbe und der Industrie, insbesondere in Verbindung mit erneuerbaren Energien.

Der Preisverfall stellt einen wichtigen Meilenstein dar, um Energiespeicher flächendeckend in der Energiewende einzusetzen.

Vermeidung von Netzanschlusskosten durch Aufstellung in Bestandsanlagen:

Die Integration eines Batteriespeichers in bestehende Anlagen, sei es eine Erzeugungsanlage (z. B. Photovoltaik oder Windkraft) oder eine Verbrauchsanlage (z. B. Industriebetrieb), bietet eine Möglichkeit, Netzanschlusskosten erheblich zu reduzieren oder sogar zu vermeiden.

Vorteile der Aufstellung in Bestandsanlagen:

- **Nutzung bestehender Infrastruktur:**
Das Batteriespeichersystem kann die bereits vorhandene Netzanschlusskapazität der Bestandsanlage nutzen, sodass keine zusätzlichen Anschlusskosten für neue Leitungen, Transformatoren oder Schaltanlagen anfallen.
- **Optimierung von Eigenverbrauch und Erzeugung:**
 - In Erzeugungsanlagen: Das Batteriespeichersystem kann Überschüsse direkt speichern und bei Bedarf ins Netz einspeisen oder vor Ort nutzen.
 - In Verbrauchsanlagen: Das Batteriespeichersystem kann Lastspitzen abfangen oder Strom zu günstigen Zeiten speichern und später verwenden.
- **Vermeidung von Netzausbau:**
Durch die Nutzung des bestehenden Netzanschlusses bleibt der Bedarf an zusätzlicher Netzkapazität gering, was weitere Investitionen in den Netzausbau vermeidet.
- **Synergieeffekte:**
Die Kombination von Batteriespeichersystemen und Bestandsanlagen erleichtert die Implementierung und Verwaltung, da die Technik in bestehende Betriebsprozesse integriert wird.

6.3 Betrieb

Je mehr Vollastzyklen, desto besser

Die Anzahl der Vollastzyklen – also vollständige Lade- und Entladevorgänge des Batteriespeichers bei seiner maximalen Kapazität – ist ein zentraler Faktor für die Wirtschaftlichkeit eines Speichersystems. Vollastzyklen ermöglichen eine maximale Nutzung des Speichers und verteilen die Investitions- und Betriebskosten über eine größere Anzahl gespeicherter Kilowattstunden (kWh).

Wertsteigerung je kWh mindestens 15 Cent/kWh (abhängig von den Investitionskosten für Speicher und daher dynamisch bzw. wird sich dieser Wert ändern)

Bei einem Vollastzyklus pro Tag sollte mit aktuellen Kosten für den Speicherbetrieb eine Wertsteigerung für jede kWh von mindestens 15 Cent/kWh erfolgen, damit von einem wirtschaftlichen Betrieb ausgegangen werden kann. Bei zunehmender Vollastzyklenzahl kann dieser Wert reduziert werden. D.h. es ist stets eine Abwägung zwischen der Wertsteigerung und der Vollastzyklenzahl gemacht werden.

Vermeidung von Systemnutzungsentgelten durch den Aufstellungsort

Systemnutzungsentgelte fallen für den Bezug und die Einspeisung von Strom an und decken die Kosten für den Betrieb, die Wartung und den Ausbau des Stromnetzes. Durch eine strategische Wahl des Aufstellungsortes von Batteriespeichern können diese Entgelte teilweise oder vollständig vermieden werden. Dies wird durch eine geschickte Integration des Speichers in das Energiesystem erreicht.

Netzdienlicher Betrieb von Batteriespeichern: Aktuell nicht wirtschaftlich.

Der **netzdienliche Betrieb von Batteriespeichern**, bei dem Batteriespeichersystem zur Stabilisierung des Stromnetzes eingesetzt werden (z. B. Lastspitzenmanagement, Frequenzregelung oder Spannungsstützung), ist in der aktuellen Markt- und Regulierungslandschaft oft nicht wirtschaftlich. Dies liegt an mehreren strukturellen, wirtschaftlichen und regulatorischen Herausforderungen.

Multi-Use-Ansätze: Komplex, aber wirtschaftlich vorteilhaft.

Multi-Use-Ansätze für Batteriespeicher beschreiben die gleichzeitige Nutzung eines Speichersystems für mehrere Anwendungen, wie Eigenverbrauchsoptimierung, Netzstabilisierung oder Marktaktivitäten. Obwohl diese Ansätze technisch und betrieblich anspruchsvoll sind, können sie die Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichern erheblich steigern, indem sie die Nutzungskapazität maximieren und mehrere Einnahmequellen erschließen.