



Benjamin Stöckl, BSc

Wirtschaftlichkeitsanalyse von Batteriespeichern im Jahr 2030 in einem oberösterreichischen 110-kV-Netzabschnitt

MASTERARBEIT

zur Erlangung des akademischen Grades

Diplom-Ingenieur

eingereicht an der

Technischen Universität Graz

Betreuer

Dipl.-Ing. Thomas Klatzer, BSc

Dipl.-Ing. Gerhild Scheiber, BSc (Energie AG OÖ)

Begutachter

Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr. Sonja Wogrin, MSc

Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation

Graz, Dezember 2023

Eidesstattliche Erklärung

Affidavit

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen/Hilfsmittel nicht benutzt, und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe. Das in TUGRAZonline hochgeladene Textdokument ist mit der vorliegenden Masterarbeit identisch.

I declare that I have authored this thesis independently, that I have not used other than the declared sources/resources, and that I have explicitly indicated all material which has been quoted either literally or by content from the sources used. The text document uploaded to TUGRAZonline is identical to the present master thesis.

Datum / Date

Unterschrift / Signature

Danksagung

An dieser Stelle möchte ich mich bei all jenen bedanken, die mich während meines Studiums und bei dieser Arbeit unterstützt haben.

Zuerst möchte ich mich bei meinem Betreuer Dipl.-Ing. Thomas Klatzer bedanken, der mich bei Fragen und beim Erstellen der Arbeit immer tatkräftig unterstützt hat.

Mein ausdrücklicher Dank gilt auch Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr. M.Sc. Sonja Wogrin, die mir diese Arbeit auf diesem interessanten Gebiet ermöglicht hat.

Ganz besonders bedanken möchte ich mich auch bei Dipl.-Ing. Gerhild Scheiber und Mag. Dipl.-Ing. Dr. Lukas Wessely von der Energie AG Oberösterreich, die mir ermöglicht haben, an diesem spannenden Thema zu arbeiten und mir ausführliche Daten zur Verfügung gestellt haben.

Ein außerordentlicher Dank gilt meiner Freundin Magdalena, die mich in den Jahren meines Studiums immer wieder motiviert und mich gerade in schwierigen Zeiten ermutigt hat.

Abschließend möchte ich mich bei meinen Eltern und meiner gesamten Familie bedanken, die mir das Studium ermöglicht und stets den nötigen Rückhalt gegeben haben.

Kurzfassung

Die Dekarbonisierung des Elektrizitätssektors ist entscheidend, um langfristig ein nachhaltiges Energiesystem zu erreichen. In Österreich soll dieses Ziel durch den Ausbau von erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2030 realisiert werden. Parallel zum Ausbau der Erzeugung müssen auch die Netze verstärkt werden, um zusätzliche Erzeugungsleistung in das System integrieren zu können. Jedoch kann der Netzausbau aufgrund langer Projektlaufzeiten mit dem schnellen Zubau von Photovoltaik und Wind nicht mithalten. Energiespeicher bieten die Möglichkeit, kurzfristig zusätzliche Netzkapazitäten zu schaffen und somit den Bau von Leitungen aufzuschieben. Für einen derartigen Einsatz kommen derzeit vorwiegend Batteriespeicher infrage, da sie standortunabhängig errichtet und flexibel im Netz platziert werden können. Zusätzlich zur Netzentlastung können Batteriespeicher auch dazu beitragen, mehr erneuerbare Energie ins Elektrizitätssystem zu integrieren. Im Gegensatz zu anderen Ländern werden Batteriespeichersysteme in Österreich noch nicht für diese Zwecke eingesetzt.

In dieser Masterarbeit soll untersucht werden, ob Batteriespeicher in einem 110-kV-Netzabschnitt des Teilnetzes *Lambach* in Oberösterreich, im Sinne der Gesamtsystemkostenminimierung wirtschaftlich eingesetzt werden können. Für die Untersuchung wird der gewählte Netzabschnitt im Low-Carbon Expansion Generation Optimization (LEGO) Modell abgebildet. Im LEGO-Modell werden in mehreren Fallstudien die Investitionen in erneuerbare Erzeugung, Batteriespeicher und Netzinfrastuktur im Jahr 2030 analysiert. Zusätzlich werden die Auswirkungen von Flexibilitätsoptionen wie Im- und Exporte bzw. Abregelung Erneuerbarer auf die Investitionsentscheidungen untersucht.

Die Ergebnisse der Fallstudien deuten darauf hin, dass ein volkswirtschaftlicher Einsatz von Batteriespeichern im Jahr 2030 möglich sein wird. Jedoch zeigt sich im analysierten Netzabschnitt kaum Potenzial, Leitungsinvestitionen durch Batteriespeicher aufzuschieben oder zu ersetzen. Plausibler ist der kombinierte Einsatz von Batteriespeichern zur Entlastung der bestehenden Netzinfrastuktur und Integration von Erneuerbaren sowie zur Schaffung von Flexibilität im Elektrizitätssystem. Eine Kombination dieser Betriebsweisen stellt das volkswirtschaftliche Optimum dar – ist jedoch unter geltenden regulatorischen Rahmenbedingungen kaum umsetzbar und würde eine Anpassung erfordern.

Abstract

The decarbonization of the electricity sector is crucial to achieving a sustainable energy system in the long term. In Austria, this goal should be achieved by 2030 through the expansion of renewable energies. Simultaneously to the expansion of renewables, the grids must also be upgraded in order to integrate additional capacity into the electricity system. This grid expansion cannot keep pace with the rapid expansion of photovoltaics and wind due to the long project durations. In the short term, energy storage systems can be used to create additional grid capacity and thus delay the construction of power lines. Battery energy storage systems are currently the main option for this application, as they can be installed at any location and flexibly positioned in the grid. In addition to relieving the grid, battery energy storage systems can help integrate more renewable energy into the electricity system. In contrast to other countries, battery energy storage systems have not yet been used for this purpose in Austria.

The aim of this study is to investigate whether battery energy storage systems can be deployed economically in a section of the Lambach sub-grid in Upper Austria with respect to minimizing total system costs. For the investigation, the selected 110 kV grid section is implemented in the Low-Carbon Expansion Generation Optimization (LEGO) Model. In the LEGO model, the investments in renewable generation, batteries and transmission lines in 2030 are analyzed. In addition, the effects of flexibility in the electricity system due to the potential curtailment of renewables and restricted imports and exports on investment decisions are examined.

The case studies indicate that the economic deployment of batteries will be possible in 2030. However, in the analyzed grid section, there is hardly any potential to postpone or replace powerline investments. It appears more plausible to use battery energy storage systems to integrate renewables and create flexibility in the electricity system. A combination of the previously mentioned modes of battery operation is the economic optimum. However, given current legislation, a combined operation is hardly possible and would require adaptation.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
1.1	Ausgangssituation	2
1.2	Ziel der Arbeit	3
1.3	Aufbau der Arbeit	4
2	Stand der Technik	5
2.1	Batteriespeicher	5
2.1.1	Lithium-Ionen Batterie	7
2.1.2	Redox-Flow Batterie	8
2.1.3	Natrium-Schwefel Batterie	8
2.1.4	Bestandsanlagen	9
2.1.5	Kostenparameter von Batteriespeichern	9
2.2	Ermittlung optimaler Speicherstandorte in der aktuellen Literatur	11
3	Methode	13
3.1	Low-carbon Expansion Generation Optimization Model	13
3.1.1	Softwarestruktur	14
3.1.2	Zeitstruktur	15
3.1.3	Zielfunktion	16
3.1.4	Nebenbedingungen & Einschränkungen	19
3.2	Basisszenario	27
3.2.1	Netzabbildung 2022	27
3.2.2	Verbrauch 2022	29
3.2.3	Import und Export 2022	30
3.2.4	Erzeugung und Speicher	30
3.3	Zukünftiges Szenario	34
3.3.1	Netzabbildung 2030	34
3.3.2	Verbrauch 2030	36
3.3.3	Import und Export 2030	37
3.3.4	Photovoltaik Ausbau und Investitionen	38
3.3.5	Zuteilung der Windpotenziale	38
3.3.6	Zuteilung der Wasserkraftpotenziale	39
3.3.7	Thermische Kraftwerke	40
3.3.8	Fallstudien im zukünftigen Szenario	41
3.4	Annahmen und Einschränkungen	50

4	Ergebnisse	51
4.1	Basisszenario 2022	51
4.2	Zukünftiges Szenario 2030	54
4.2.1	Ausbauplanung bis zum Jahr 2030	55
4.2.2	Referenzszenario 2030 ohne Batteriespeicher	59
4.2.3	Optimales Energy-to-Power-Ratio von BESS	61
4.2.4	Kosten der Tiefenentladung	64
4.2.5	Abregelung volatiler Erneuerbarer	66
4.2.6	Technologieneutrale Ausbauplanung ab 2030	69
4.2.7	Photovoltaikzubau	71
5	Zusammenfassung und Ausblick	72
	Abkürzungsverzeichnis	73
	Abbildungsverzeichnis	77
	Tabellenverzeichnis	78
	Literaturverzeichnis	79
	Anhang	84

1 Einleitung

Die Europäische Union und Österreich haben sich für die kommenden Jahrzehnte Klimaziele gesetzt, um langfristig die CO₂-Neutralität zu erreichen. So hat die Europäische Kommission im *European Green Deal* als Zielvorgabe einen Anteil von 40% Erneuerbarer Energie in der Energieaufbringung und eine Effizienzsteigerung von 36% bis zum Jahr 2030 und die vollständige Klimaneutralität bis 2050 festgelegt [1]. Die österreichische Regierung setzte sich im *Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz* (EAG) zum Ziel, bis 2030 100% des Strombedarfs (netto bilanziell¹) erneuerbar zu erzeugen [2]. Das *Regierungsprogramm 2020 – 2024* sieht die Klimaneutralität von Österreich für das Jahr 2040 vor [3].

Die genannten Ziele erfordern eine konsequente Dekarbonisierung des Elektrizitätssektors. Grundlage dafür ist der Ausbau und die Integration von erneuerbaren Technologien, wie Windkraft und Photovoltaik (PV). Die volatile und dezentrale Einspeisung dieser führt unter anderem zu einer verstärkten Belastung der Netzinfrastruktur, sowie erhöhter Komplexität beim Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch. Um dennoch möglichst viele Erneuerbare in das Netz zu integrieren, gibt es zwei Möglichkeiten. Eine davon ist der klassische Netzausbau, um die Energie besser verteilen zu können. Dieser ist jedoch mit langen Projektlaufzeiten und aufwendigen Genehmigungsverfahren verbunden und somit in kurzer Zeit schwer realisierbar. Eine Alternative sind Energiespeichersysteme, insbesondere Batteriespeichersysteme wegen ihrer Standortflexibilität. Durch eine Zwischenspeicherung sollen Erzeugung und Verbrauch zeitliche entkoppelt werden, wodurch Leistungsspitzen reduziert und vorhandene Leitungen gleichmäßiger ausgelastet werden können.

Der wirtschaftliche Einsatz von Batterieenergiespeichersystemen (BESS) ist erst seit wenigen Jahren, wegen der sinkenden Kosten von Batterien durch den steigenden Bedarf der Automobilindustrie und den daraus resultierenden Economies of Scale möglich. Infolge dieser kurzen Verfügbarkeit konnten sich Batteriespeicher in den Elektrizitätsnetzen bisher nicht etablieren und es ist kaum Erfahrung mit Einsatz, Betrieb, aber auch Planung und Auslegung dieser vorhanden. Diese Arbeit soll Aufschluss über den optimalen Standort und die Größe von Batteriespeichersystemen in einem ausgewählten Netzabschnitt im Teilnetz *Lambach* des oberösterreichischen 110-kV-Netzes geben. Der Betrieb der Speicher ist aktuell für Netzbetreiber gesetzlich nicht erlaubt (Unbundling), diese dürfen derzeit nur marktgetrieben eingesetzt werden. In dieser Arbeit werden die Batteriespeicher netzdienlich und marktgetrieben eingesetzt, um die Wirtschaftlichkeit im Sinne einer Minimierung der Gesamtsystemkosten zu analysieren.

¹Die Jahresenergiemenge des Verbrauchs muss der Jahresenergiemenge der Erzeugung von Erneuerbaren entsprechen.

1.1 Ausgangssituation

Die bestehende Strominfrastruktur wurde bis dato hauptsächlich für zentrale Erzeugungsanlagen und anschließende Verteilung ausgelegt. Die Übertragungsleistung der Netze für einen steigenden Energiebedarf zu erhöhen, wurde anhand des Zubaus oder der Verstärkung von Leitungen und Transformatoren erreicht. Den Leitungsausbau durch alternative Methoden, wie das Errichten von Batteriespeichern, zu verzögern oder zu ersetzen, war nicht wirtschaftlich und aufgrund der guten Regelbarkeit von konventionellen thermischen Kraftwerken und Wasserkraftwerken nicht notwendig. Aktuell steigen die Anforderungen an die Netze aufgrund der zunehmenden dezentralen und volatilen Erzeugung aus Photovoltaik und Windkraft, des steigenden Verbrauchs und der Elektrifizierung² der Mobilität und Raumwärme, was einen raschen Ausbau der Netze erfordert. Aufgrund dieser kurzzeitig hohen Belastung der Netze, primär aufgrund von variablen Erneuerbaren, und den sinkenden Kosten für Batteriespeicher können diese als (mittelfristige) Alternative zum Leitungsausbau in Betracht gezogen werden. Erst seit wenigen Jahren werden Batteriespeichersysteme – hauptsächlich zur Netzstabilisierung – errichtet. Bis dato war dieser Einsatz von BESS in Österreich nicht notwendig oder wirtschaftlich, da ein großes Angebot an Primärleistung durch Wasserkraft vorhanden ist. In Österreich gibt es aktuell nur wenige BESS, welche meist für Forschungs- oder Testzwecke eingesetzt werden und im Vergleich mit anderen Anlagen in Europa ([4], [5]) eine geringe Speicherkapazität aufweisen.

²Eine Elektrifizierung der Industrie wird in dieser Arbeit nicht berücksichtigt, dies beeinflusst die Ergebnisse hinsichtlich einer daraus resultierenden Leistungserweiterung des Netzes.

1.2 Ziel der Arbeit

Ziel der vorliegenden Arbeit ist es, anhand der Abbildung eines ausgewählten Netzabschnitts im Teilnetz *Lambach* des oberösterreichischen 110-kV-Netzes im Low-Carbon Expansion Generation Optimization (LEGO) Model gesamtsystemkostenoptimale Standorte für Batteriespeicher zu finden [6]. Zusätzlich soll ermittelt werden, ob Batteriespeicher eine wirtschaftlich sinnvolle Alternative zum Leitungsausbau darstellen³. Die wirtschaftlichere Variante wird anhand der Investitionskosten und der Auswirkung auf das System ermittelt, da das Modell auf die Minimierung der Gesamtsystemkosten abzielt. Dazu wird ein Basisszenario (2022) und ein zukünftiges Szenario (2030) betrachtet. Das Basisszenario dient ausschließlich der Validierung und gegebenenfalls der Kalibrierung der Systemabbildung im Modell. Im zukünftigen Szenario sollen unter Einbeziehung des geplanten Netzausbaus, des steigenden Verbrauchs⁴ und der steigenden Erzeugung durch Erneuerbare die Investitionen in BESS und deren Standorte anhand mehrerer Fallstudien analysiert werden. Zusätzlich sollen die Auswirkungen einer potenziellen Abregelung von erneuerbaren Erzeugern auf die Investitionen in BESS, aber auch auf die Gesamtsystemkosten untersucht werden.

Die durchgeführten Fallstudien dienen ausschließlich dem Kostenvergleich zur Untersuchung von Netzertüchtigungsmaßnahmen und der Integration von BESS in speziellen Szenarien. Nachdem diese Arbeit nur einen Teilbereich und einen Teilaspekt untersucht, ist es daher nicht möglich, etwaige Rückschlüsse auf erforderliche/nicht erforderliche Leitungsertüchtigungsmaßnahmen in einzelnen Netzabschnitten zu schließen. Es werden auch keine (n-1)-Ausfallsrechnungen, wie in der Hochspannungsebene in der Netzplanung üblich sind, durchgeführt, da dies über den Rahmen der Arbeit hinausgehen würde.

³Die Modellberechnungen stellen eine optimierte Ausbauplanung unter Berücksichtigung der Netzkapazitäten dar. Dabei werden netzplanerische Grundzüge nicht im Detail behandelt.

⁴Die Elektrifizierung der Industrie wird nicht berücksichtigt.

1.3 Aufbau der Arbeit

Die vorliegende Arbeit ist in fünf Kapitel gegliedert: In Kapitel 1 wird eine Einführung in die Thematik gegeben sowie die Ausgangssituation und das Ziel der Arbeit beschrieben. Es folgt die Beschreibung des aktuellen Standes der Forschung zu Batteriespeichersystemen und deren kostenoptimaler Positionierung in Kapitel 2. In Kapitel 3, *Methode*, wird das verwendete Optimierungsmodell LEGO allgemein und die eingesetzten Funktionen und Nebenbedingungen im Detail erklärt. Zusätzlich wird auf die Szenarienbildung, die techno-ökonomischen Parameter der BESS und die getroffenen Annahmen und Einschränkungen eingegangen. Die Diskussion und ein Vergleich der Modellergebnisse erfolgt in Kapitel 4. Dabei werden die Gesamtsystemkosten der Szenarien, die getätigten Investitionen in Batteriespeicher und deren Einsatz sowie der getätigte Netzausbau verglichen. Zusätzlich werden die Auswirkungen der unterschiedlichen Energy-to-Power-Ratios der Batteriespeicher oder der Abregelung von erneuerbaren Erzeugern dargelegt. Abschließend wird in Kapitel 5 eine Zusammenfassung der Arbeit und ein Ausblick auf Basis der Erkenntnisse geboten.

2 Stand der Technik

Das folgende Kapitel analysiert den aktuellen Stand der Technik von Batteriespeichersystemen und bietet einen Überblick über ihre techno-ökonomischen Charakteristika sowie ihre optimale Platzierung und Dimensionierung anhand von Optimierung.

2.1 Batteriespeicher

Wie eingangs erwähnt, werden Energiespeicher benötigt, um Differenzen in Erzeugung und Verbrauch auszugleichen und in Zukunft mehr Erneuerbare ins Netz zu integrieren. Energiespeicher existieren in unterschiedlichen Ausführungen, welche sich hauptsächlich in Art und Dauer der Speicherung unterscheiden. Da elektrische Energie nur sehr begrenzt kapazitiv oder induktiv gespeichert werden kann, wird sie zuvor meist in andere Formen umgewandelt, wie zum Beispiel in mechanische, thermische oder elektrochemische Energie.

Thermische Energiespeicher werden üblicherweise nicht zur Einspeicherung von elektrischer Energie und anschließender Rückverstromung genutzt, sondern nur für eine der beiden Energieumwandlungen. Zum Beispiel bei Solarthermie-Kraftwerken, welche Wärmeenergie in Hochtemperaturspeichern lagern und in klassischen Turbinen verstromen. Ein weiteres Beispiel ist die Speicherung von Energie von Wärmepumpen in Pufferspeichern. Der Begriff mechanische Energiespeicher umfasst Pumpspeicherkraftwerke, Schwungradspeicher und Druckluftspeicher. Pumpspeicherkraftwerke stellen, aufgrund des hohen Wirkungsgrades (80%) und der langen Lebenszeit, die etablierteste Form der Energiespeicherung dar [7]. Dafür werden jedoch geeignete geografische Gegebenheiten benötigt, wie zwei große Wasserbecken mit ausreichender Höhendifferenz. Schwungradspeicher konnten sich aufgrund einer hohen Selbstentladungsrate und sehr kurzer Speicherdauer bis dato nicht durchsetzen. Der Einsatz diabater Druckluftspeicher beschränkt sich aufgrund niedriger Wirkungsgrade (54%) und der benötigten geografischen Gegebenheiten auf wenige Anlagen weltweit. Adiabatische Druckluftspeicher versprechen höhere Roundtrip-Wirkungsgrade zwischen 60 und 70%, befinden sich derzeit jedoch noch in der Entwicklung. Sie haben jedoch ebenfalls den Nachteil der benötigten geografischen Gegebenheiten [8].

Batteriespeicher und Wasserstoff zählen zu den elektrochemischen bzw. chemischen Energiespeichern. Wasserstoff hat unter anderem das Potenzial, Energie über lange Zeiträume (bis hin zu Jahren) zu speichern und könnte in Zukunft eine wichtige Rolle in einem hochgradig erneuerbaren Energiesystem einnehmen [7]. Ob sich Wasserstoff als Energiespeicher etablieren kann, hängt stark von der techno-ökonomischen Weiterentwicklung dieser Technologie ab.

Batteriespeichersysteme sind derzeit bei der Errichtung von Energiespeichern in Elektrizitätsnetzen Stand der Technik, da sie standortunabhängig errichtet werden können und einen hohen Gesamtwirkungsgrad von 85 bis 95% aufweisen. Weitere Vorteile sind die sehr hohe Leistungsdichte und die schnelle Reaktionszeit. Nachteilig dabei sind jedoch die hohen Investitionskosten, die Belastung der Umwelt und die vergleichsweise kurze Lebensdauer von 15 bis 20 Jahren. Dennoch werden Batteriespeicher vermehrt in Elektrizitätsnetzen eingesetzt. Dies ist auf die hohe Verfügbarkeit und die laufende Kostenreduktion durch den wachsenden Anteil batterieelektrischer Fahrzeuge (BEV) zurückzuführen [9].

Batteriespeicher können anhand unterschiedlicher Batterietechnologien realisiert werden, welche wiederum unterschiedliche technische und ökonomische Eigenschaften aufweisen. Stationäre BESS müssen neben einigen technischen Merkmalen, wie der Energiedichte, der Lebensdauer und dem Wirkungsgrad, auch zu Kosten verfügbar sein, welche einen wirtschaftlichen Einsatz erlauben. Zurzeit stellen Lithium-Ionen-Batterien (Li-Ionen) jene Technologie dar, welche den besten Kompromiss zwischen Kosten und Nutzen bietet, was der steigende Anteil an installierter Leistung widerspiegelt [9].

Eine weitere interessante Technologie für BESS stellen Redox-Flow-Batterien (RFB) dar, welche sich bis dato nicht etablieren konnten, jedoch aufgrund der Trennung von Energie- und Leistungskapazität eine Möglichkeit zur mittelfristigen Speicherung darstellen.

Die Eigenschaften dieser Technologien und bestehende Anlagen werden in den folgenden Kapiteln behandelt. In Kapitel 2.1.5 werden abschließend die Kostenparameter von BESS behandelt, welche als Eingangsdaten für das Optimierungsmodell dienen.

2.1.1 Lithium-Ionen Batterie

Lithium-Ionen-Batterien konnten sich in den vergangenen Jahren vorwiegend bei tragbaren elektronischen Geräten, aufgrund der hohen Energiedichte, einer ausreichenden Zyklenfestigkeit und einem hohen Roundtrip-Wirkungsgrad von 85%, stark etablieren. Diese Eigenschaften führten zu einem vermehrten Einsatz in BEV, was wiederum ein erhöhtes Forschungsinteresse bewirkte und die Kosten reduzierte. Daher bieten Li-Ionen-Speicher aktuell die beste Möglichkeit für Kurzzeitspeicher mit einem Energy-to-Power-Ratio (ETP) von bis zu 8 Stunden [10].

Einen Überblick über die technischen Eigenschaften von Li-Ionen-Batterien bietet Tabelle 2.1. Diese unterscheiden sich anhand der eingesetzten Elektrodenmaterialien. Die am häufigsten verwendeten Kombinationen sind Lithium-Nickel-Kobalt-Aluminium (NCA), Lithium-Nickel-Mangan-Kobalt (NMC) und Lithium-Eisenphosphat (LiFePo).

Parameter		NCA	NMC	LiFePo
Entladestrom	[C]	1 - 10	1 - 10	10 - 50
Nennspannung	[V]	3,6	3,6	3,3
Zyklenlebensdauer	[-]	500 - 1 000	500 - 2 000	1 000 - 8 000
Energiedichte	[Wh/kg]	180 - 210	180 - 250	80 - 120

Tabelle 2.1: Technische Eigenschaften unterschiedlicher Li-Ionen Zellchemien [11].

Aufgrund der unterschiedlichen Eigenschaften der Zellchemie werden diese für verschiedene Anwendungen eingesetzt. NCA- und NMC-Zellen werden aufgrund der höheren Energiedichte, verglichen mit LiFePo, im Bereich der Elektromobilität eingesetzt. Bei stationären Batteriespeichersystemen überwiegt der Vorteil der höheren Zyklenfestigkeit der LiFePo-Zellen gegenüber der geringeren Energiedichte.

Die Entladetiefe von Li-Ionen Batterien hat einen wesentlichen Einfluss auf ihre Zyklenlebensdauer. Wird eine Batterie bei jedem Zyklus vollständig entladen, ist die Zyklenfestigkeit nur halb so hoch wie bei einer Entladetiefe von 60%. Oft wird eine Entladetiefe von 80% als bevorzugter Kompromiss zwischen der längeren Lebensdauer und dem Verlust von Speicherkapazität angesehen. Dennoch kann es in Ausnahmefällen von Vorteil sein, die Batterie tiefer zu entladen, um kurzzeitig eine höhere Kapazität abzurufen [7].

2.1.2 Redox-Flow Batterie

Im Gegensatz zu Lithium-Ionen-Batterien werden bei Redox-Flow-Batterien zwei flüssige Elektrolyte als Energieträger eingesetzt. Die Umwandlung von elektrochemischer in elektrische Energie und vice versa findet anhand von zwei Elektroden und einer Membran, welche nur für Ionen passierbar ist, statt. Dieser Aufbau ermöglicht es, Energie und Leistung einer Redox-Flow-Batterie nahezu unabhängig voneinander zu skalieren, da die Energiekapazität nur von der Menge der Elektrolyte und die Leistungskapazität nur von der Elektroden- und Membranoberfläche abhängt. Weiters weisen Redox-Flow-Batterien eine sehr hohe Zyklenfestigkeit von 20 000 Zyklen auf und können bei jedem Zyklus vollständig entladen werden. Jedoch ist die Energiedichte mit 30 kWh/m^3 gering im Vergleich zu Li-Ionen-Batterien (450 kWh/m^3). Aufgrund der flüssigen Elektrolyte ist die Komplexität der Anlagen höher und die benötigten Pumpen führen zu höheren Verlusten und mindern die Effizienz. In Kombination mit den hohen Investitionskosten von 666 €/kW und 428 €/kWh konnten sich Redox-Flow-Batterien als stationäre Energiespeicher bislang nicht etablieren und werden daher im Optimierungsmodell nicht berücksichtigt [10].

2.1.3 Natrium-Schwefel Batterie

Eine weitere Batterietechnologie stellen Natrium-Schwefel-Batterien (NaS) dar. Diese verwenden einen festen Keramik-Elektrolyten und flüssige Elektroden aus Natrium und Schwefel. Der flüssige Aggregatzustand wird durch eine Betriebstemperatur von $300 - 350^\circ\text{C}$ erreicht. Daher weisen NaS-Batterien einen geringeren Gesamtwirkungsgrad als Li-Ionen-Batterien auf. Die Lebensdauer und Energiedichte sind jedoch vergleichbar mit der von Li-Ionen-Batterien. Ein weiterer Vorteil ist die hohe Verfügbarkeit und die geringen Kosten der eingesetzten Rohstoffe. Aufgrund des geringeren Wirkungsgrads und der komplexen thermischen Managementsysteme konnten sich Hochtemperatur-NaS-Batterien nicht etablieren. Es wird an Mittel- und Niedertemperaturvarianten geforscht, diese sind jedoch bisher nicht kommerzialisiert [10]–[12].

2.1.4 Bestandsanlagen

Derzeit sind in Österreich nur wenige BESS mit einer Energiekapazität größer 1 MWh in Betrieb. Die größte Anlage befindet sich in Arnoldstein (K), mit einer Energiekapazität von 20,6 MWh und einer Leistung von 10,3 MW. Laut Betreiber wird sie zur Unterstützung des Übertragungsnetzes eingesetzt, die Betriebsweise ist nicht genau ausgeführt [13]. Der zweitgrößte Batteriespeicher (14,2 MWh/8 MW) befindet sich bei dem Wasserkraftwerk Wallsee-Mitterkirchen (OÖ) und dient zur Bereitstellung von Regelenergie [14]. Zwei weitere Speichersysteme befinden sich bei einem Fernheizkraftwerk in Klagenfurt (K) und in Prottes (NÖ) bei einem Windpark. Sie verfügen über eine deutlich geringere Speicherkapazität von 2,2 – 2,6 MWh und werden hauptsächlich für Forschungszwecke und Betriebsführungstests eingesetzt [15]. Die Ergebnisse des Forschungsprojekts am Batteriespeicher in Prottes sind dem Endbericht „Batteriespeicher im multimodalen Betrieb für Netzdienstleistungen und Netzstabilisierung“ zu entnehmen [16].

Verglichen mit globalen oder europäischen BESS-Anlagen, welche auch Energiekapazitäten von bis zu 200 MWh [4], [5] erreichen, sind die Anlagen in Österreich verhältnismäßig klein.

2.1.5 Kostenparameter von Batteriespeichern

Batteriespeicher bzw. Energiespeicher im Allgemeinen, sind durch zwei Kostenelemente charakterisiert, welche die Investitionskosten maßgeblich beeinflussen: leistungsbezogene Kosten $C^{INV,P}$ und energiebezogene Kosten $C^{INV,E}$. Die leistungsbezogenen Kosten resultieren bei Li-Ionen-Speichern hauptsächlich aus der benötigten Leistungselektronik der Umrichter. Bei Redox-Flow-Batterien würde zusätzlich der Membran-Stack die leistungsbezogenen Kosten beeinflussen. Die Kosten je Speicherkapazität ergeben sich bei Li-Ionen-Speichern hauptsächlich durch die Anzahl der benötigten Batteriezellen.

Ob die leistungsbezogenen oder die energiebezogenen Kosten die Gesamtkosten stärker beeinflussen, hängt stark von der Größe des Speichers ab. Bei großen Speichern mit einer langen Entladedauer sollten die energiebezogenen Kosten möglichst gering sein und bei Kurzzeitspeichern die leistungsbezogenen Kosten. Daher eignen sich Pumpspeicherkraftwerke vorrangig für Speicher mit hohen Energy-to-Power-Ratios (ETP) und Batteriespeichersysteme für die kurzzeitige Energiespeicherung [10].

Die Annahmen zu techno-ökonomischen Parametern von Li-Ionen Batteriespeichern die dieser Arbeit zugrunde liegen werden einem Bericht von Cole et al. [17] entnommen. Darin werden anhand der Daten mehrerer Studien drei mögliche Szenarien der zukünftigen Kostenentwicklung von BESS konstruiert. Die verwendeten Kosten entsprechen €_{2022} und sind in Tabelle 2.2 angegeben. Diese entsprechen dem mittleren Kostenentwicklungsszenario. In der Studie werden der Roundtrip-Wirkungsgrad und die Lebensdauer für die Jahre 2022 und 2030 gleich angenommen. Die Betriebskosten der Batteriespeicher werden in der Studie je Leistungseinheit für 365 Zyklen pro Jahr angegeben. Daraus werden die variablen Betriebskosten $C^{OM,var}$ je gespeicherter MWh berechnet.

Jahr	η^{RT} [%]	Lebensdauer [a]	$C^{INV,E}$ [$\text{€}_{2022}/\text{kWh}$]	$C^{INV,P}$ [$\text{€}_{2022}/\text{kW}$]	$C^{OM,var}$ [$\text{€}_{2022}/\text{MWh}$]
2022	85	15	371,4	342,9	5,9
2030	85	15	238,1	304,8	5,2

Tabelle 2.2: Techno-ökonomische Parameter von Li-Ionen-Batteriespeichersystemen (mittleres Kostenszenario) [17].

Die Berechnung der Gesamtkosten TC eines BESS, setzt sich aus den leistungsbezogenen Kosten $C^{INV,P}$ multipliziert mit der Leistung \bar{P}_s und den energiebezogenen Kosten $C^{INV,E}$ multipliziert mit der Speicherkapazität bzw. der Leistung und dem Energy-to-Power-Ratio ETP_s zusammen. Die Ermittlung der Gesamtkosten TC eines BESS mit einem typischen Energy-to-Power-Ratio von 2 Stunden und einer Leistung von 5 MW für das Jahr 2022 wird in Berechnung 2.1 beispielhaft durchgeführt.

$$\begin{aligned}
 TC &= C^{INV,P} \bar{P}_s + C^{INV,E} \bar{P}_s ETP_s = \\
 &342\,900 \text{ €/MW} \cdot 5 \text{ MW} + 371\,400 \text{ €/MWh} \cdot 5 \text{ MW} \cdot 2 \text{ h} = 5,4 \text{ M€}
 \end{aligned} \tag{2.1}$$

Im Optimierungsmodell werden die annualisierten Gesamtkosten ATC verwendet, welche sich vereinfacht aus der Division der Gesamtkosten mit der Lebensdauer LT der Batteriespeicher ergeben. Für die ermittelten Gesamtkosten TC ergeben sich die annualisierten Gesamtkosten ATC nach Berechnung 2.2 zu:

$$ATC = TC/LT = \frac{5,4 \text{ M€}}{15 \text{ a}} = 361\,900 \text{ €/a} \tag{2.2}$$

Bei einer Energy-to-Power-Ratio von 5 Stunden (und gleicher Leistung) betragen die annualisierten Gesamtkosten ATC 733 300 €/a. Trotz gleicher Leistung sind die Gesamtkosten fast doppelt so hoch wie bei einem BESS mit einem ETP von 2 Stunden, was folglich starke Auswirkungen auf einen wirtschaftlichen Einsatz hat.

2.2 Ermittlung optimaler Speicherstandorte in der aktuellen Literatur

Im Folgenden wird der Stand der Technik zur optimalen Standortermittlung und Dimensionierung von BESS in elektrischen Energienetzen behandelt. Die Modellierung von Energiesystemen stellt ein wichtiges Tool dar, Energiespeicher effizient einzusetzen, um die Dekarbonisierung voranzutreiben [18]. Viele Arbeiten beschäftigen sich mit dem Thema BEES optimal in konkrete Energiesysteme zu integrieren. Jedoch unterscheiden sich diese oft anhand des Netzwerktyps, der Optimierungsmethode oder der Ziele des Einsatzes von BEES. So werden oft Verteilnetze auf der Mittelspannungsebene [19], [20], Microgrids [21] oder Inselnetze betrachtet, seltener jedoch Netze mit Spannungen ab 110 kV. Einige Arbeiten vergleichen unterschiedliche Ansätze, die Optimierungsprobleme zu lösen im Hinblick auf benötigte Rechenleistung/-zeit und optimale Lösung [19], [22]. Weiters unterscheiden sie sich durch das Ziel der Optimierung beziehungsweise die Variablen und Parameter, welche die Zielfunktion bilden. Meist wird eine Kostenminimierung angestrebt, welche die Kosten für Verluste, Kosten für Regelleistung, Energiekosten oder Investitionskosten berücksichtigt. Untersuchungen zu BESS als Alternative zu Leitungsausbau gibt es nur wenige, meist wird der Einsatz zur Bereitstellung für Regelleistung oder für Energiearbitrage analysiert.

Im Allgemeinen zeigen die Ergebnisse der untersuchten Studien, dass die Positionierung von BESS in Stromnetzen einen wesentlichen Einfluss auf eine mögliche Kosteneinsparung hat und sogar zu einem Kostenanstieg, bei suboptimaler Positionierung, führen kann. Anhand der betrachteten Ergebnisse kann keine generell gültige Aussage, wie „Batteriespeicher sollten immer bei Photovoltaikanlagen errichtet werden“, o. Ä., über den optimalen Standort getroffen werden. Vielmehr ist eine individuelle Untersuchung des jeweiligen Netzes erforderlich. In weiterer Folge wird auf ein paar ausgewählte Studien genauer eingegangen.

Die Studien [19], [20] untersuchen den Vorteil von BESS gegenüber klassischem Netzausbau, wobei bei der Studie von Awad et al. [20] ebenfalls Energiearbitrage miteinbezogen wird. Beide berücksichtigen in der Zielfunktion Investitionskosten für Leitungsausbau und Batteriespeicher sowie Betriebskosten der Betriebsmittel. Die Ergebnisse zeigen, dass BESS einerseits einen positiven Einfluss auf die Stabilität der Energiesysteme haben und den Ausbau von Leitungen ersetzen können. Zu beachten ist jedoch, dass es sich bei den untersuchten Netzwerken um Mittelspannungs-Verteilnetze handelte und teilweise Kosten für Leistungsunterbrechung miteinbezogen wurden. In der Studie von Saboori et al. [19] werden die Investitionskosten für Batteriespeicher (200 kWh/25 kW) mit 7 000 \$ sehr gering angenommen, wodurch sich Erkenntnisse nicht auf das 110-kV-Netz übertragen lassen.

Mit der Relevanz der Standortwahl und der optimalen Größe von Batteriespeichern in Mittelspannungsnetzen oder Microgrids beschäftigen sich die Studien [21]–[23]. Die Untersuchungen werden in allen Arbeiten für Szenarien ohne den Ausbau von Erneuerbaren bzw. in Kombination mit dem Ausbau von Erneuerbaren durchgeführt. Die Ergebnisse zeigen, dass die Standorte von BESS einen erheblichen Einfluss auf die Strompreise haben.

Die Integration von Photovoltaik in Kombination mit BESS ohne weiteren Netzausbau, betrachtet die Studie von Gal et al. [24]. Die Ergebnisse zeigen, dass im bestehenden Netz die installierte PV-Leistung um 170% gesteigert werden kann. Die Analyse eines Teilnetzgebiets zeigt weiters, dass bei gesteigerter PV-Leistung die Gesamtsystemkosten mit dem Einsatz von BESS geringer sind als nur mit Netzausbau. Ebenso betrachtet die Studie [25] die Integration von BESS bei höherer, installierter Leistung erneuerbarer Erzeuger. Die Ergebnisse zeigen Kosteneinsparungen der Gesamtsystemkosten aufgrund geringerer Investitionen beim Leitungszubau.

3 Methode

In folgendem Kapitel wird die verwendete Methode zur Analyse der Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichern im 110-kV-Netz beschrieben. Anfangs wird eine allgemeine Einführung in das Optimierungsmodell LEGO geboten, um weiterführend detailliert auf die Software- und Zeitstruktur sowie die Zielfunktion, die Einschränkungen und Nebenbedingungen einzugehen. Im Anschluss erfolgt die Definition der betrachteten Szenarien der Jahre 2022 und 2030 anhand der Vorgabe des Verbrauchs, der Im- und Exporte, des Kraftwerksparks, des Netzes und der analysierten Fallstudien.

3.1 Low-carbon Expansion Generation Optimization Model

Das Low-carbon Expansion Generation Optimization Model (LEGO) ist ein open-source Optimierungsmodell zur Modellierung elektrischer Energiesysteme, welches zur Betriebs- und Ausbauplanung von Erzeugungs- und Netzinfrastruktur genutzt werden kann. Dabei können technische Aspekte wie Lastflüsse, Kraftwerkseinsatzplanung, Demand-Side-Management oder Frequenzänderungsrate, aber auch ökonomische oder politische Aspekte wie ein Maximum an CO₂-Emissionen berücksichtigt werden. Eine Übersicht der Module ist in Abbildung 3.1 dargestellt [6].

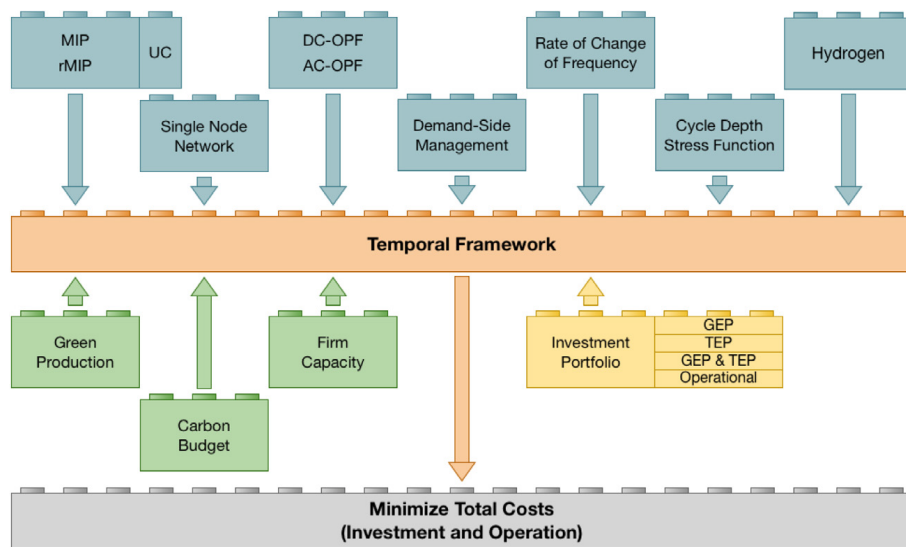


Abbildung 3.1: Übersicht des modularen Aufbaus des LEGO-Modells [6].

Die Wirtschaftlichkeitsanalyse von Batteriespeichern im gegenständlichen 110-kV-Netzabschnitt in Oberösterreich wird für ein Jahr mit 8760 chronologischen Stunden durchgeführt. Der Lastfluss über die Leitungen wird als DC-Approximation modelliert und die Einsatzplanung der Kraftwerke und der Speicher optimiert. Für Speicher, erneuerbare Erzeuger und Leitungen wird auch die Investition in neue Betriebsmittel und Anlagen berücksichtigt.

In den weiteren Kapiteln 3.1.1 bis 3.1.4 wird die Softwarestruktur sowie die zeitliche Struktur, die Zielfunktion und Nebenbedingungen der in der vorliegenden Arbeit verwendeten Variante des Modells beschrieben.

3.1.1 Softwarestruktur

LEGO ist in der Modellierungssprache *GAMS* (The General Algebraic Modeling Language) programmiert. Darin werden die Daten eingelesen, die Zielfunktion definiert und Nebenbedingungen, wie Lastfluss oder Kraftwerkseinsatzplanung, festgelegt (Abbildung 3.2). Weiters wird das Modell aufgestellt und einem Solver, z. B. dem *GUROBI Optimizer*, zum Lösen übergeben. Die Modellergebnisse werden in GAMS aufbereitet und ausgegeben.

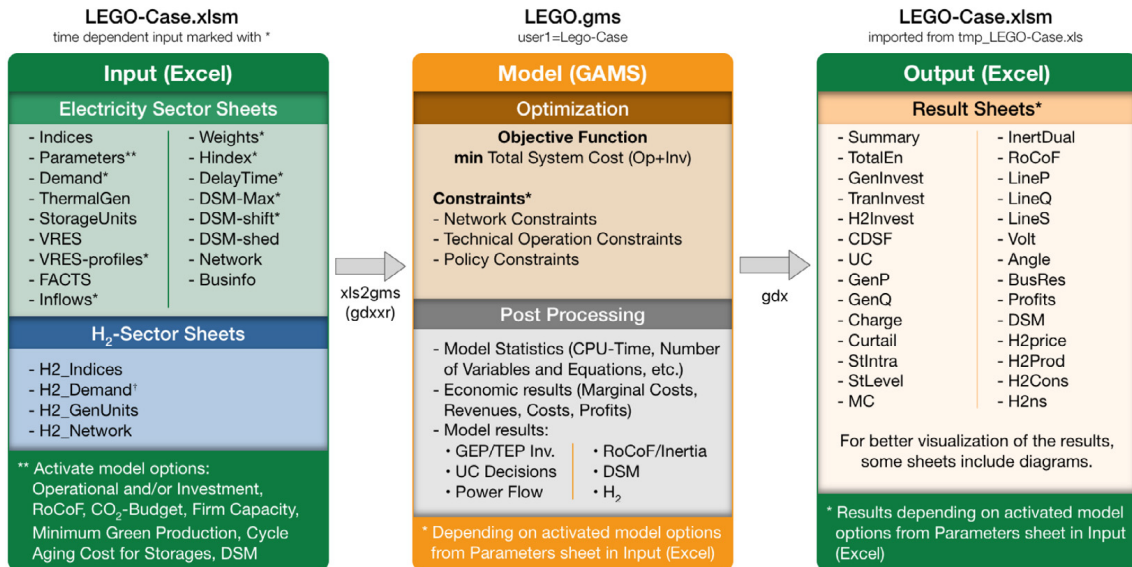


Abbildung 3.2: Softwarestruktur des LEGO-Modells [6].

Die gesamte Ein- und Ausgabe der Daten erfolgt mithilfe von *EXCEL*-Tabellen. In den Eingabetabellen erfolgt die gesamte Definition des abzubildenden Energiesystems, anhand der Netzwerkparameter, bestehender thermischer und erneuerbarer Erzeuger und Speicher sowie dem Verbrauch, den Im- und Exporten und der zugrundeliegenden Zeitstruktur. Die Ausgabe der Ergebnisse beinhaltet die Gesamtsystemkosten als Ergebnis der Zielfunktion, den Kraftwerkseinsatz je Erzeugungstechnologie und Zeitschritt, die elektrische Leistung der getätigten Investitionen sowie die Leitungsauslastung, die Grenzkosten je Knoten und Zeitschritt, die Speicherstände und Gewinne/Verluste der einzelnen Erzeuger und Speicher.

3.1.2 Zeitstruktur

Im folgenden Kapitel wird die zeitliche Struktur von LEGO im Detail erklärt. Die Notation von Variablen und Parametern folgt in der gesamten Arbeit einer fortlaufenden Systematik. So werden Variablen in Kleinbuchstaben und Parameter in Großbuchstaben geschrieben. Indizes für z. B. Zeitschritte oder Erzeugungstechnologien werden tiefgestellt, alle weiteren Zusätze werden hochgestellt.

Das Modell verfügt über eine sehr flexible Zeitstruktur was die Abbildung von Zeit als durchgehende chronologische Perioden oder als Kombination mehrerer repräsentativer Perioden ermöglicht. Üblicherweise wird für Fallstudien ein Zeitraum von einem Jahr gewählt, um saisonale Charakteristika des Energiesystems zu berücksichtigen. LEGO erlaubt es, die Dauer der einzelnen Zeitschritte beliebig zu wählen. Meist finden 15-Minuten- oder Stundenschritte Anwendung. Die zugrundeliegende Struktur ist die chronologische Periode p , welche den gesamten Zeitraum umfasst (z. B. 8760 chronologische Stunden eines Jahres). Zusätzlich gibt es die repräsentative Periode rp und die chronologische Periode innerhalb einer repräsentativen Periode k . Die Gewichtungsfaktoren W_{rp}^{RP} und W_k^K dienen dazu, die Anzahl des Auftretens einer repräsentativen Periode beziehungsweise die Dauer der Zeitschritte k vorzugeben.

In dieser Arbeit wird ein Jahr mit $p = 1, 2, \dots, 8760$ Stunden abgebildet. Es wird eine repräsentative Periode $rp = 1$ mit $k = 1, 2, \dots, 8760$ Stunden verwendet. Die Gewichtungsfaktoren W_{rp}^{RP} und W_k^K haben immer den Wert 1.

Repräsentative Perioden können verwendet werden, um die Komplexität und in weiterer Folge den Rechenaufwand von Modellen zu verringern. Zum Beispiel kann ein Jahr mit 8760 chronologischen Stunden anhand von 7 repräsentativen Tagen mit jeweils 96 Viertelstunden abgebildet werden. Die Parameter p , rp , k würden die Werte $p = 1, 2, \dots, 8760$, $rp = 1, 2, \dots, 7$ und $k = 1, 2, \dots, 96$ annehmen. Eine mögliche Zusammensetzung der chronologischen und repräsentativen Perioden ist in Abbildung 3.3 zu sehen.

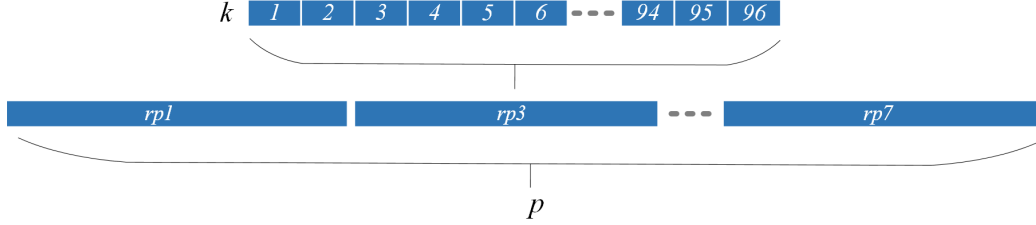


Abbildung 3.3: Zeitstruktur mit repräsentativen Perioden.

Sechs der repräsentativen Perioden könnten mit $W_{1,2,\dots,6}^{RP} = 52$ und die siebte repräsentative Periode mit $W_7^{RP} = 7$ gewichtet sein, um insgesamt 365 Tage eines Jahres abzubilden. Die Bestimmung der repräsentativen Perioden und deren Gewichtungsfaktoren ist typischerweise das Resultat eines *Clustering*-Algorithmus wie k-means. Die chronologische Periode innerhalb der repräsentativen Periode k würde mit einem Faktor von $W_k^K = 0,25$ gewichtet werden, um in Kombination mit $k = 96$ innerhalb der repräsentativen Periode rp 24 Stunden abzudecken.

3.1.3 Zielfunktion

In diesem Kapitel wird die Zielfunktion und ihre Bestandteile erklärt. Formel 3.1 beschreibt jene Variante der Zielfunktion, welche in der gegenständlichen Arbeit verwendet wird. Für eine Erklärung aller Komponenten der Zielfunktion von LEGO wird auf das "LEGO User Manual" verwiesen [26].

Die Zielfunktion von LEGO beschreibt die Minimierung der Gesamtsystemkosten unter Berücksichtigung der Kosten der thermischen Erzeugung (*i*), Erzeugung von Erneuerbaren und Speichern (*ii*), der Kosten für nicht gelieferte Energie (*iii*) sowie den Investitionskosten für Kraftwerke und Leitungen (*iv*). Ebenso berücksichtigt werden Kosten verursacht durch das Überlasten von Leitungen (*v*), Kosten beziehungsweise Profiten aus Im- und Exporten (*vi*, *vii*) und das Tiefentladen von Batteriespeichern (*viii*).

Die Kosten der thermischen Erzeugung (*i*) in der Zielfunktion ergeben sich aus den Hochfahrkosten C_t^{SU} , den Betriebsbereitschaftskosten C_t^{UP} und den variablen Kosten C_t^{VAR} , welche mit der Variablen für das Hochfahren eines Kraftwerks $y_{rp,k,t}$, der Betriebsbereitschaft $u_{rp,k,t}$ oder der Erzeugungsleistung $p_{rp,k,t}$ multipliziert werden.

Erneuerbare Erzeuger und Speicher (*ii*) gehen nur durch ihre Wartungs- und Betriebskosten C_r^{OM} und C_s^{OM} in die Zielfunktion ein, welche mit der erzeugten Leistung $p_{rp,k,r}$ und $p_{rp,k,s}$ multipliziert werden.

Die Kosten für Investitionen in Kraftwerke, Leitungen oder Speicher (*iv*) werden als Investitionskosten C_g^{INV} und $C_{i,j,c}^{L,Inv}$, multipliziert mit der Anzahl der errichteten Anlagen x_g oder Leitungen $x_{i,j,c}$, in der Zielfunktion berücksichtigt.

Die Kosten für nicht gelieferte Energie C^{ENS} (*iii*) werden mit der Variablen für nicht bereitgestellte Leistung $pn_{s_{rp,k,i}}$ multipliziert⁵. Diese Variable stellt unter anderem sicher, dass das Optimierungsproblem auch in Fällen, in denen der Verbrauch nicht vollständig gedeckt werden kann, lösbar ist.

Die Kosten der Leitungsüberlastung (*v*) ergeben sich aus der Multiplikation der Kosten C^{LL} und der Slackvariable $s_{rp,k,i,j,c}$.

Die Kosten beziehungsweise der Profit durch Im- und Exporte (*vi*, *vii*) werden anhand des Lastflusses über Im- und Export-Leitungen, multipliziert mit den zugehörigen Kosten $C_{rp,k,j}^{IE}$, in der Zielfunktion berücksichtigt. Im Modell sind Importe in das abgebildete Energiesystem als Exporte eines außerhalb liegenden Energiesystems definiert. Daher definiert der Term (*vi*) anhand der Summe über das Set $rp_{kexp}(rp,k,j)$ ⁶ die Kosten von Importen. Der Lastfluss $f_{rp,k,i,j,c}^P$ nimmt bei Importen einen negativen Wert an und führt in Kombination mit dem negativen Vorzeichen der Summe zu einer Kostensteigerung.

Die Kosten der Tiefenentladung von Batteriespeichern (*viii*) setzen sich aus der Über- bzw. Unterschreitung der Speicherstandsgrenzen SOC_s^L und SOC_s^H und den Kosten C_s^{SOC} zusammen.

⁵Die Multiplikation der Leistungsvariable mit den Kosten je Energie ist zulässig, da die Einheiten aufgrund des Gewichtungsfaktors W_k^K konsistent sind

⁶Der Knoten j liegt außerhalb des betrachteten Energiesystems

$$\begin{aligned}
 & \min \sum_{rp,k} W_{rp}^{RP} W_k^K \underbrace{\left(\sum_t (C_t^{SU} y_{rp,k,t} + C_t^{UP} u_{rp,k,t} + C_t^{VAR} p_{rp,k,t}) \right)}_i \\
 & \quad + \underbrace{\sum_r C_r^{OM} p_{rp,k,r}}_{ii} + \underbrace{\sum_s C_s^{OM} p_{rp,k,s}}_{iii} + \underbrace{\sum_i C^{ENS} pns_{rp,k,i}}_{iii} \\
 & \quad + \underbrace{\sum_g C_g^{INV} x_g + \sum_{ijcc(i,j,c)} C_{i,j,c}^{L,Inv} x_{i,j,c}^L}_{iv} + \underbrace{\sum_{rp,k,ijc(i,j,c)} W_{rp}^{RP} W_k^K C^{LL} s_{rp,k,i,j,c}}_v \\
 & \quad - \underbrace{\sum_{\substack{rp,k,lbz(i,j,c), \\ rpkexp(rp,k,j)}} W_{rp}^{RP} W_k^K f_{rp,k,i,j,c}^P C_{rp,k,j}^{IE}}_{vi} \\
 & \quad - \underbrace{\sum_{\substack{rp,k,lbz(i,j,c), \\ rpkip(rp,k,j)}} W_{rp}^{RP} W_k^K f_{rp,k,i,j,c}^P C_{rp,k,j}^{IE}}_{vii} \\
 & \quad + \underbrace{\sum_{rp,k,s} W_{rp}^{RP} C_s^{SOC} \left(SOC_s^L \bar{P}_s ETP_s (x_s + EU_s) - intra_{rp,k,s}^l + intra_{rp,k,s}^h \right)}_{viii}
 \end{aligned} \tag{3.1}$$

$$0 \leq pns_{rp,k,i} \leq D_{rp,k,i}^P \quad \forall rp, k, i \tag{3.2}$$

$$x_g \in \mathbb{Z}^{+,0}, x_g \leq \bar{X}_g \quad \forall g \tag{3.3}$$

$$x_{i,j,c}^L \in \{0, 1\} \quad \forall ijcc(i, j, c) \tag{3.4}$$

Formeln 3.2 bis 3.4 stellen notwendige Nebenbedingungen für die Zielfunktion dar. Die Nebenbedingung in 3.2 beschränkt die Höhe der nicht bereitgestellten Leistung $pns_{rp,k,i}$ auf einen Wert zwischen 0 und dem Verbrauch $D_{rp,k,i}^P$ des jeweiligen Zeitschritts je Knoten. Nebenbedingung 3.3 forciert die Ganzzahligkeit von Investitionsentscheidungen in Kraftwerke und definiert die maximale Anzahl \bar{X}_g von Investitionen. Investitionen in Leitungen sind als binäre Variablen definiert 3.4.

3.1.4 Nebenbedingungen & Einschränkungen

In folgendem Kapitel werden die Nebenbedingungen und Einschränkungen des Optimierungsmodells beschrieben. Diese sind oft nicht oder nur indirekt in der Zielfunktion enthalten, aber stellen Bedingungen dar, unter denen die Zielfunktion minimiert werden muss. Zum Beispiel wird die Leistungsübertragung über Leitungen begrenzt, es werden jedoch keine Verlustkosten in der Zielfunktion berücksichtigt.

3.1.4.1 Knotenbilanz

Die Knotenbilanz wird anhand von Gleichung 3.5 definiert. Die Summe der Erzeugung $p_{rp,k,t}$, $p_{rp,k,r}$ und $p_{rp,k,s}$, der Speicherung $cs_{rp,k,s}$, der Lastflüsse $f_{rp,k,j,i,c}^P$, $f_{rp,k,i,j,c}^P$ und der nicht bereitgestellten Leistung $pns_{rp,k,i}$ muss für alle Zeitschritte gleich dem Verbrauch $D_{rp,k,i}$ und der überschüssigen Energie $eps_{rp,k,i}$ sein.

$$\begin{aligned} & \sum_{gi(t,i)} p_{rp,k,t} + \sum_{gi(r,i)} p_{rp,k,r} + \sum_{gi(s,i)} p_{rp,k,s} - \sum_{gi(s,i)} cs_{rp,k,s} \\ & + \sum_{ijc(j,i,c)} f_{rp,k,j,i,c}^P - \sum_{ijc(i,j,c)} f_{rp,k,i,j,c}^P + pns_{rp,k,i} = D_{rp,k,i} + eps_{rp,k,i} \quad \forall rp, k, i \end{aligned} \quad (3.5)$$

3.1.4.2 DC-Lastfluss

Der Lastfluss wird im Modell in Form einer DC-Approximation des AC-Lastflusses berücksichtigt. Diese basiert darauf, dass der Widerstand und die Querkapazitäten im Vergleich zu den Längsinduktivitäten vernachlässigbar klein sind. Weiters wird angenommen, dass an jedem Knoten die Spannung gleich ist und die Spannungswinkel klein sind, um die Winkelfunktionen zu linearisieren. Die Abweichung, aufgrund der Vernachlässigung des Widerstands, sinkt mit steigender Spannungshöhe und ist damit vor allem für Berechnungen von Hoch- und Höchstspannungsnetzen zulässig. Die gesamte durchschnittliche Abweichung des DC-Lastflusses vom AC-Lastfluss kann mit 5% angenommen werden [27].

Gleichungen 3.6 und 3.7 definieren den Lastfluss $f_{rp,k,i,j,c}^P$ über existierende Leitungen $ijc(i, j, c)$ anhand der Differenz der Spannungswinkel $\theta_{rp,k,i}$ an den Knoten i, j , der Bezugsscheinleistung SB und der Leitungsreaktanz $X_{i,j,c}$. Der Fluss über eine Leitung $f_{rp,k,i,j,c}^P$ wird anhand von Gleichung 3.8 auf die maximale Leistung $\bar{T}_{i,j,c}$ der Leitung begrenzt.

Die binäre Variable $ch_{i,j,c}$ sorgt dafür, dass über eine Leitung, die bei einem Leiterseiltausch ersetzt wird, kein Lastfluss auftreten kann.

$$f_{rp,k,i,j,c}^P \geq \frac{\theta_{rp,k,i} - \theta_{rp,k,j}}{X_{i,j,c}} SB - \bar{T}_{i,j,c} ch_{i,j,c} \quad \forall rp, k, ijce(i, j, c) \quad (3.6)$$

$$f_{rp,k,i,j,c}^P \leq \frac{\theta_{rp,k,i} - \theta_{rp,k,j}}{X_{i,j,c}} SB + \bar{T}_{i,j,c} ch_{i,j,c} \quad \forall rp, k, ijce(i, j, c) \quad (3.7)$$

$$-\bar{T}_{i,j,c} \leq f_{rp,k,i,j,c}^P \leq \bar{T}_{i,j,c} \quad \forall rp, k, ijce(i, j, c) \quad (3.8)$$

Der Lastfluss der Investitionsleitungen $ijcc(i, j, c)$ wird anhand der Bedingungen 3.9 bis 3.12 definiert. Durch die binäre Investitionsvariable $x_{i,j,c}^L$ wird im Falle einer Investition ein Lastfluss über die Leitung ermöglicht.

$$f_{rp,k,i,j,c}^P \leq \frac{\theta_{rp,k,i} - \theta_{rp,k,j}}{X_{i,j,c}} SB + \bar{T}_{i,j,c}(1 - x_{i,j,c}^L) \quad \forall rp, k, ijcc(i, j, c) \quad (3.9)$$

$$f_{rp,k,i,j,c}^P \geq \frac{\theta_{rp,k,i} - \theta_{rp,k,j}}{X_{i,j,c}} SB - \bar{T}_{i,j,c}(1 - x_{i,j,c}^L) \quad \forall rp, k, ijcc(i, j, c) \quad (3.10)$$

$$-\bar{T}_{i,j,c} x_{i,j,c}^L \leq f_{rp,k,i,j,c}^P \leq \bar{T}_{i,j,c} x_{i,j,c}^L \quad \forall rp, k, ijcc(i, j, c) \quad (3.11)$$

$$x_{i,j,c}^L \in \{0, 1\} \quad \forall ijcc(i, j, c) \quad (3.12)$$

Um ein Netz unter Berücksichtigung des (n-1)-Kriteriums zu simulieren, wird die Leitungsauslastung häufig auf 60 oder 70% der maximalen Leistung begrenzt. Dies wird anhand der Nebenbedingung 3.13 definiert. Die maximale zulässige Leitungsauslastung wird anhand des Parameters \overline{LL} begrenzt. Zusätzlich wird die Slackvariable $s_{rp,k,i,j,c}$ eingeführt, welche in der Zielfunktion mit den virtuellen Kosten C^{LL} belegt ist. Somit besteht die Möglichkeit Leitungen zu überlasten und das Modell bleibt dennoch lösbar.

$$-\bar{T}_{i,j,c} \overline{LL} - s_{rp,k,i,j,c} \bar{T}_{i,j,c} \leq f_{rp,k,i,j,c}^P \leq \bar{T}_{i,j,c} \overline{LL} + s_{rp,k,i,j,c} \bar{T}_{i,j,c} \quad \forall rp, k, ijcc(i, j, c) \quad (3.13)$$

3.1.4.3 Kraftwerkseinsatz

Nebenbedingungen 3.14 bis 3.21 definieren den Einsatz von thermischen Kraftwerken. Die Erzeugungsleistung $p_{rp,k,t}$ eines Kraftwerks setzt sich aus der Minimalleistung des Kraftwerks \underline{P}_t und der Erzeugungsleistung über der Minimalleistung $\hat{p}_{rp,k,t}$ zusammen.

Bedingungen 3.15 und 3.16 definieren die Grenzen der Erzeugungsleistung höher der Minimalleistung $\hat{p}_{rp,k,t}$ eines thermischen Kraftwerks. Diese kann nur Werte zwischen der minimalen Leistung \underline{P}_t und der maximalen Leistung \bar{P}_t annehmen. Zusätzlich wird anhand der Terme $(u_{rp,k,t} - y_{rp,k,t})$ und $(u_{rp,k,t} - z_{rp,k+1,t})$ festgelegt, dass das Kraftwerk in dem Zeitschritt des Hochfahrens und einen Zeitschritt vor dem Abschalten keine Leistung höher der Minimalleistung $\hat{p}_{rp,k,t}$ erzeugen kann.

$$p_{rp,k,t} = u_{rp,k,t}\underline{P}_t + \hat{p}_{rp,k,t} \quad \forall rp, k, t \quad (3.14)$$

$$\hat{p}_{rp,k,t} \leq (\bar{P}_t - \underline{P}_t)(u_{rp,k,t} - y_{rp,k,t}) \quad \forall rp, k, t \quad (3.15)$$

$$\hat{p}_{rp,k,t} \leq (\bar{P}_t - \underline{P}_t)(u_{rp,k,t} - z_{rp,k+1,t}) \quad \forall rp, k, t \quad (3.16)$$

$$u_{rp,k,t} - u_{rp,k-1,t} = y_{rp,k,t} - z_{rp,k,t} \quad \forall rp, k, t \quad (3.17)$$

$$\hat{p}_{rp,k,t} - \hat{p}_{rp,k-1,t} \leq u_{rp,k,t}RU_t \quad \forall rp, k, t \quad (3.18)$$

$$\hat{p}_{rp,k,t} - \hat{p}_{rp,k-1,t} \geq u_{rp,k-1,t}RD_t \quad \forall rp, k, t \quad (3.19)$$

$$u_{rp,k,t} \leq x_t + EU_t \quad \forall rp, k, t \quad (3.20)$$

$$u_{rp,k,t}, y_{rp,k,t}, z_{rp,k,t} \in \{0, 1\} \quad \forall rp, k, t \quad (3.21)$$

Gleichung 3.17 definiert die Beziehung zwischen den Variablen für den Betrieb $u_{rp,k,t}$, das Hochfahren $y_{rp,k,t}$ und das Herunterfahren $z_{rp,k,t}$ eines Kraftwerks. Somit wird definiert, dass ein Kraftwerk nur hochgefahren werden kann, wenn es zuvor nicht in Betrieb war, und heruntergefahren, wenn es zuvor in Betrieb war. Ebenso wird ein gleichzeitiges Hoch- und Herunterfahren des Kraftwerkes verhindert. Die Zu- oder Abnahme der erzeugten Leistung eines Zeitschrittes ist auf die maximale Steigerungsrate RU_t oder Abnahmerate RD_t begrenzt (Bedingung 3.18, 3.19). Der Einsatz thermischer Kraftwerke $u_{rp,k,t}$ wird anhand von Bedingung 3.20 auf die Summe aus existierenden Kraftwerken EU_t und der Investitionsentscheidung x_t beschränkt, wobei gilt, dass $x_t + EU_t \leq 1$ ist. Bedingung 3.21 definiert die binären Variablen zum Kraftwerksbetrieb $u_{rp,k,t}$ sowie für das Hoch- und Herunterfahren $y_{rp,k,t}$ und $z_{rp,k,t}$.

3.1.4.4 Erzeugung variabler Erneuerbarer

Die Leistung $p_{rp,k,r}$ der variablen erneuerbaren Technologien Photovoltaik und Wind ergibt sich anhand der maximalen Leistung der Anlage \bar{P}_r , dem Kapazitätsfaktor $PF_{rp,k,i,r}$, der Anzahl der bestehenden Anlagen EU_r und der investierten Anlagen x_r (Bedingung 3.22).

$$0 \leq p_{rp,k,r} \leq \sum_{gi(r,i)} \bar{P}_r PF_{rp,k,i,r} (x_r + EU_r) \quad \forall rp, k, r \quad (3.22)$$

Die Vorgabe einer maximalen Menge an abgeregelter Energie wird in Nebenbedingung 3.23 definiert. Diese wird anhand des Parameters \overline{CUR} im Verhältnis der Summe der gesamten möglichen Energie aus Photovoltaik und Wind vorgegeben.

$$\sum_{rp,k,gi(r,i)} W_{rp}^{RP} W_k^K p_{rp,k,r} \geq \sum_{rp,k,gi(r,i)} W_{rp}^{RP} W_k^K \left[\overline{P}_r P F_{rp,k,i,r} (x_r + E U_r) \right] (1 - \overline{CUR}) \quad \forall r \quad (3.23)$$

3.1.4.5 Import und Export

Reale Elektrizitätssysteme sind vermaschte Systeme und weisen oft eine große Ausdehnung auf (z. B. europäisches Verbundnetz). Üblicherweise wird nur ein Ausschnitt dieses Systems in einem Modell abgebildet. Angrenzende Systeme müssen daher als Im- und Exporte in dem abgebildeten System berücksichtigt werden. Die Vorgabe der Im- und Exporte und deren Kosten hat einen wesentlichen Einfluss auf das Modellverhalten.

Die Modellierung von Im- und Exporten erfolgt anhand von Knoten außerhalb des Systems, welche durch Leitungen mit den Knoten des betrachteten Netzwerks verbunden sind. Die Höhe der Im- und Exporte kann anhand von vier Varianten vorgegeben werden: *Vorgabe stündlicher Werte*, *Vorgabe stündlicher Maximalwerte*, *Vorgabe der maximalen Jahresenergiemengen* und *Begrenzung anhand der Übertragungskapazitäten*.

In Optimierungsmodellen wird der Austausch zwischen zwei Netzgebieten typischerweise anhand historischer Zeitreihen vorgegeben, welche meist nur als aggregierte Summe über alle Grenzleitungen verfügbar sind. Lastflüsse auf den Grenzleitungen ergeben sich anhand der vorgegebenen Zeitreihen und der Leitungsparameter (Gleichung 3.24, 3.25). Im Modell sind die Im- und Exporte aus Sicht des außerhalb liegenden Systems definiert. Parameter mit der Bezeichnung \overline{IM} definieren einen Import in das äußere System und führen zu einem Export im betrachteten System. Diese Konvention gilt ebenfalls für Nebenbedingungen mit den Parametern \overline{EX} . Um nur die maximalen Im- und Exporte je Zeitschritt vorzugeben, können die Gleichheitszeichen der Gleichungen 3.24 und 3.25 durch Kleiner-Gleich- und Größer-Gleich-Zeichen ersetzt werden.

$$-\overline{EX}_{rp,k,j} = \sum_{lbz(i,j,c)} f_{rp,k,i,j,c}^P \quad \forall rp, k, i \mid \overline{EX}_{rp,k,j} > 0 \quad (3.24)$$

$$\overline{IM}_{rp,k,j} = \sum_{lbz(i,j,c)} f_{rp,k,i,j,c}^P \quad \forall rp, k, i \mid \overline{IM}_{rp,k,j} > 0 \quad (3.25)$$

Werden keine Zeitreihen für Im- und Exporte vorgegeben, sondern nur die Jahresenergiemenge beschränkt (Bedingungen 3.26, 3.27), so ist der maximale Im- bzw. Export durch die Leitungskapazitäten zwischen den Knoten außer- und innerhalb des Systems begrenzt.

$$-\sum_{rp,k} W_{rp}^{RP} W_k^K \sum_{\substack{lbz(i,j,c), \\ rpkexp(rp,k,j)}} f_{rp,k,i,j,c}^P \leq \sum_{rp,k} W_{rp}^{RP} W_k^K \sum_{\substack{lbz(i,j,c), \\ rpkexp(rp,k,j)}} \overline{EX} \quad (3.26)$$

$$\sum_{rp,k} W_{rp}^{RP} W_k^K \sum_{\substack{lbz(i,j,c), \\ rpkind(rp,k,j)}} f_{rp,k,i,j,c}^P \leq \sum_{rp,k} W_{rp}^{RP} W_k^K \sum_{\substack{lbz(i,j,c), \\ rpkind(rp,k,j)}} \overline{IM} \quad (3.27)$$

Im Falle eines Exports muss der Lastfluss $f_{rp,k,i,j,c}^P$ positiv sein (entspricht einem Lastfluss zum Knoten außerhalb des Systems), bei einem Import negativ, und wenn weder Im- noch Export vorhanden oder möglich ist, muss $f_{rp,k,j,i,c}^P = 0$ gelten (Bedingungen 3.28 bis 3.30).

$$\sum_{lbz(i,j,c)} f_{rp,k,i,j,c}^P < 0 \quad \forall rp, k, i \mid \overline{EX}_{rp,k,j} > 0 \quad (3.28)$$

$$\sum_{lbz(i,j,c)} f_{rp,k,i,j,c}^P > 0 \quad \forall rp, k, i \mid \overline{IM}_{rp,k,j} > 0 \quad (3.29)$$

$$\sum_{lbz(i,j,c)} f_{rp,k,i,j,c}^P = 0 \quad \forall rp, k, i \mid \overline{IM}_{rp,k,j} = \overline{EX}_{rp,k,j} = 0 \quad (3.30)$$

Wenn keine Einschränkung der Im- und Exporte vorgenommen wird, sind die Bedingungen 3.24 bis 3.30 nicht aktiv. Die Importe werden dann nur anhand der Leitungskapazitäten und der DC-Lastflussapproximation begrenzt.

3.1.4.6 Wasserkraft und Energiespeicher

Der Einsatz von Wasserkraftwerken und Energiespeichern ist in LEGO anhand der gleichen Nebenbedingungen definiert. Dabei wird zwischen Lauf-, Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken sowie Batteriespeichern unterschieden. Im Modell sind Laufwasserkraftwerke nicht in der Lage, Energie zu speichern. Sie können lediglich anhand der vorgegebenen Zuflüsse $IF_{rp,k,s}$ und unter Berücksichtigung des Wirkungsgrads Energie erzeugen oder Wasser überlaufen lassen. Speicherkraftwerke haben die gleichen Eigenschaften wie Laufwasserkraftwerke und können zusätzlich Zuflüsse speichern und die Erzeugung somit variieren. Pumpspeicherkraftwerke haben zusätzlich die Fähigkeit, elektrische Energie aufzunehmen und durch Pumpen zu speichern. Batteriespeicher können ebenfalls Energie aufnehmen und speichern, haben aber im Gegensatz zu Wasserkraftwerken keine natürlichen Zuflüsse.

Energiespeicher werden anhand ihres Speicherstandes $intra_{rp,k,s}$, ihrer Erzeugungsleistung $p_{rp,k,s}$, ihrer Speicherleistung $cs_{rp,k,s}$ und dem Lade- und Entladewirkungsgrad η_s^{CH} und η_s^{DIS} definiert. Der Zusammenhang zwischen dem Speicherstand $intra_{rp,k,s}$, dem Speicherstand einen Zeitschritt zuvor $intra_{rp,k-1,s}$, der Speicherleistung $cs_{rp,k,s}$ und der Erzeugung $p_{rp,k,s}$ ist in Gleichung 3.31 definiert. Die Speicher- und Erzeugungsleistung wird mit dem jeweiligen Wirkungsgrad η_s^{CH} und η_s^{DIS} und dem Gewichtungsfaktor W_k^K multipliziert, um die Verluste zu berücksichtigen und die Leistungen in Energiemengen umzuwandeln. Im ersten Zeitschritt wird ein initialer Speicherstand $InRes_s$ vorgegeben, um einen Speicherstand zu Beginn des betrachteten Zeitraums abzubilden. Diese Vorgabe ist besonders relevant für (Pump-)Speicherkraftwerke mit einer sehr hohen Speicherkapazität. Für diese wird die Gleichung um die Überlaufvariable $sp_{rp,k,s}$ und die Zuflüsse $IF_{rp,k,s}$ ergänzt. Bei anderen Speichertechnologien wird für $sp_{rp,k,s}$ und $IF_{rp,k,s}$ immer der Wert null vorgegeben. Die Erzeugung von Laufwasserkraftwerken wird ebenfalls durch Gleichung 3.31 definiert. Dabei werden allen Variablen und Parameter, außer der Erzeugung $p_{rp,k,s}W_k^K/\eta_s^{DIS}$ und der Zuflüsse $IF_{rp,k,s}$ auf den Wert null gesetzt.

$$\begin{aligned}
 intra_{rp,k,s} &= intra_{rp,k-1,s} + InRes_s(x_s + EU_s) \\
 -p_{rp,k,s}W_k^K/\eta_s^{DIS} + cs_{rp,k,s}W_k^K\eta_s^{CH} + sp_{rp,k,s} + IF_{rp,k,s}(x_s + EU_s) & \\
 \forall rp, k, s, InRes_s \neq 0 \text{ für } k = 1 &
 \end{aligned} \tag{3.31}$$

Die Leistungsgrenzen der Lade- und Entladevorgänge sind in den Bedingungen 3.32 und 3.33 definiert, unter Berücksichtigung der Anzahl der existierenden Speicher und der Investitionen in Speicher.

$$0 \leq p_{rp,k,s} \leq \overline{P}_s(x_s + EU_s) \quad \forall rp, k, s \quad (3.32)$$

$$0 \leq cs_{rp,k,s} \leq \overline{CS}_s(x_s + EU_s) \quad \forall rp, k, s \quad (3.33)$$

Die Ober- und Untergrenze des Speicherstands $intra_{rp,k,s}$ ist anhand der Bedingungen 3.34 und 3.35 festgelegt. Um zu verhindern, kostenfreie Energie über den initialen Speicherstand $InRes_s$ in das System einzubringen, muss der Speicherstand im letzten Zeitschritt größer-gleich dem initialen Speicherstand sein (Bedingung 3.36).

$$intra_{rp,k,s} \leq \overline{P}_s(x_s + EU_s)ETP_s \quad \forall rp, k, s \quad (3.34)$$

$$intra_{rp,k,s} \geq \overline{P}_s(x_s + EU_s)ETP_s MinRes_s \quad \forall rp, k, s \quad (3.35)$$

$$intra_{rp,k,s} \geq InRes_s(x_s + EU_s) \quad \forall rp, s, k = |k| \quad (3.36)$$

3.1.4.7 Kosten für Tiefenentladung

Die Tiefenentladung von BESS mit Kosten zu belegen, erlaubt es, in Ausnahmefällen die gesamte Kapazität des Speichers zu nutzen und dennoch eine lange Lebensdauer des Speichers zu erreichen. Um dies im Modell berücksichtigen zu können, wird eine lineare Annäherung des Kapazitätsverlusts implementiert. Die Variable des Speicherstandes $intra_{rp,k,s}$ der Gleichung 3.31 wird durch drei Variablen $intra_{rp,k,s}^l$, $intra_{rp,k,s}^n$ und $intra_{rp,k,s}^h$ ersetzt, um in weiterer Folge niedrige und hohe Speicherstände mit virtuellen Kosten in der Zielfunktion zu belegen.

Die Definition von Speichereinheiten mit Kosten der Tiefenentladung ist durch Gleichung 3.37 festgelegt. Die Funktionsweise ist gleich der in Kapitel 3.1.4.6 beschriebenen Gleichung 3.31 für Energiespeicher. Die Variable $sp_{rp,k,s}$ und die Zuflüsse $IF_{rp,k,s}$ werden in der Gleichung nicht angeführt, da sie null gesetzt werden.

$$\begin{aligned} & intra_{rp,k,s}^l + intra_{rp,k,s}^n + intra_{rp,k,s}^h = \\ & intra_{rp,k-1,s}^l + intra_{rp,k-1,s}^n + intra_{rp,k-1,s}^h \\ & + InRes_s(x_s + EU_s) + cs_{rp,k,s}W_k^K \eta_s^{CH} - p_{rp,k,s}W_k^K / \eta_s^{DIS} \\ & \forall rp, k, s, InRes_s \neq 0 \text{ für } k = 1 \end{aligned} \quad (3.37)$$

Die Definition der maximalen Erzeugungs- und Ladeleistung bleibt gleich den Ungleichungen 3.32 und 3.33. Die Begrenzung der neuen Speicherstandvariablen erfolgt anhand der festgelegten Speicherstandgrenzen SOC_s^L und SOC_s^H und wird in den Nebenbedingungen 3.38 bis 3.40 neu definiert.

$$intra_{rp,k,s}^n \leq (SOC_s^H - SOC_s^L) \bar{P}(x_s + EU_s) ETP_s \quad \forall rp, k, s \quad (3.38)$$

$$intra_{rp,k,s}^l \leq SOC_s^L \bar{P}(x_s + EU_s) ETP_s \quad \forall rp, k, s \quad (3.39)$$

$$intra_{rp,k,s}^h \leq (1 - SOC_s^H) \bar{P}(x_s + EU_s) ETP_s \quad \forall rp, k, s \quad (3.40)$$

Um in den Entscheidungen des Modells berücksichtigt zu werden, muss die Zielfunktion (Gleichung 3.1) um virtuelle Kosten der unerwünschten Ladezustände C_s^{SOC} erweitert werden. Bei Ladezuständen im normalen Bereich fallen weiterhin keine Kosten an.

3.2 Basisszenario

Das Basisszenario bildet das Energiesystem im Jahr 2022 ab, da dieses das aktuellste Jahr mit vollständigen Messaufzeichnungen darstellt. Ziel dieses Szenarios ist die Validierung und gegebenenfalls Kalibrierung des Modells. In den Kapiteln 3.2.1 bis 3.2.4 wird die Implementierung des Elektrizitätssystems im LEGO-Modell beschrieben.

3.2.1 Netzabbildung 2022

In dieser Arbeit wird ein Teil des Netzgebiets *Lambach* des oberösterreichischen 110-kV-Netzes betrachtet. Dieses erstreckt sich über den südwestlichen Teil Oberösterreichs und ist in Abbildung 3.4 schematisch dargestellt. Rote Kreise stellen die 110-kV-Knoten dar – vergleichbar mit Sammelschienen der 110-kV-Ebene. Die orangen Kreise sind virtuelle Knoten, um Im- und Exporte in das Übertragungsnetz oder in andere Bereiche des Verteilnetzes abzubilden.

Im ausgewählten Netzabschnitt befinden sich 30 110-kV-Umspannwerke, welche im Folgenden als Knoten bezeichnet werden. Da Leitungen nur als Verbindungen zwischen zwei Knoten definiert werden können, ist es nicht möglich, Leitungsabzweige ohne Weiteres abzubilden. Daher werden zwei Hilfsknoten (*HK1*, *HK2*) eingesetzt, um die Abzweige in Pfandl und Steinfeldern abzubilden. Die Knoten werden durch 51 110-kV-Leitungssysteme verbunden und an jedem Knoten befinden sich 1 bis 3 Transformatoren zu den 30-kV-Knoten der Netzebene 5. An diesen Knoten werden der Verbrauch sowie die dezentralen Erzeuger der Mittel- und Niederspannung aggregiert verortet. Große Erzeugungseinheiten bzw. Verbraucher und die Im- und Exportleitungen werden direkt an den 110-kV-Knoten vorgegeben⁷.

⁷Dadurch werden die Transformatoren des öffentlichen 110/30-kV-Netzes nicht belastet.

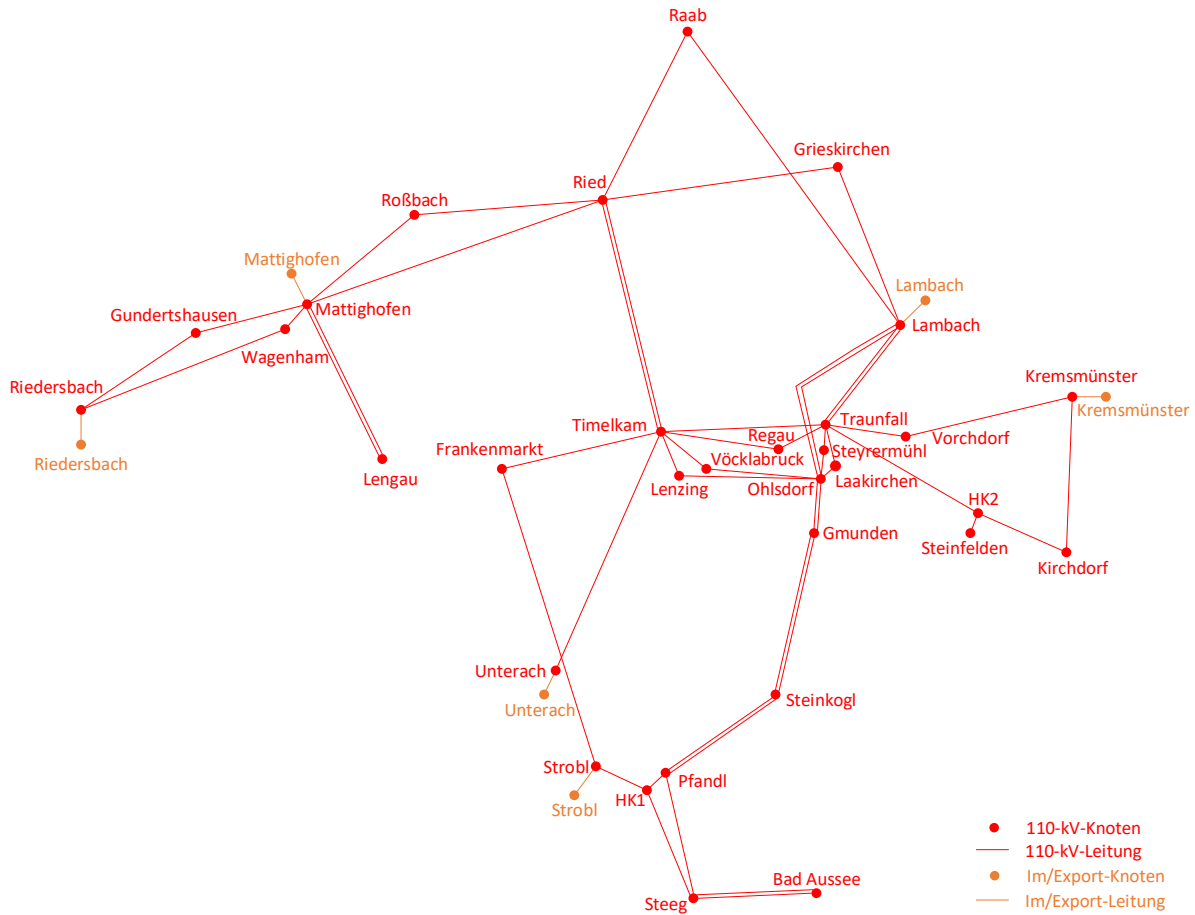


Abbildung 3.4: Topologie des abgebildeten Netzabschnitts im Teilnetz *Lambach* im Jahr 2022. (Die Lage der Umspannwerke entspricht der geografischen Lage. Die Leitungen sind nur Verbindungslinien und weichen zum Teil wesentlich vom geografischen Verlauf und der tatsächlichen Länge ab.)

Die Grenzen des betrachteten Systems bilden sechs Im- und Exportknoten, welche Leitungen der Netzebene 3, aber auch Übergabestellen zur Netzebene 1 darstellen. Diese befinden sich bei den Knoten Riedersbach, Mattighofen, Lambach, Kremsmünster, Strobl und Unterach. Die Importe und Exporte bei Lambach werden aus dem Netz der *Austrian Power Grid* (APG) bezogen, alle weiteren sind Lastflüsse in angrenzende Netze oder in andere Teilgebiete der Netz Oberösterreich GmbH.

In Abbildung 3.5 ist die Struktur des Umspannwerks Mattighofen beispielhaft dargestellt. Am 110-kV-Knoten befinden sich fünf Leitungen zu Knoten innerhalb des Systems und eine Im-/Export-Schnittstelle. Die Leitung nach Lengau ist als zwei parallele Systeme ausgeführt. Die Knoten sind über zwei 110/30-kV-Transformatoren verbunden und an dem 30-kV-Knoten befinden sich der Verbrauch und die Erzeuger der Netzebene 5.

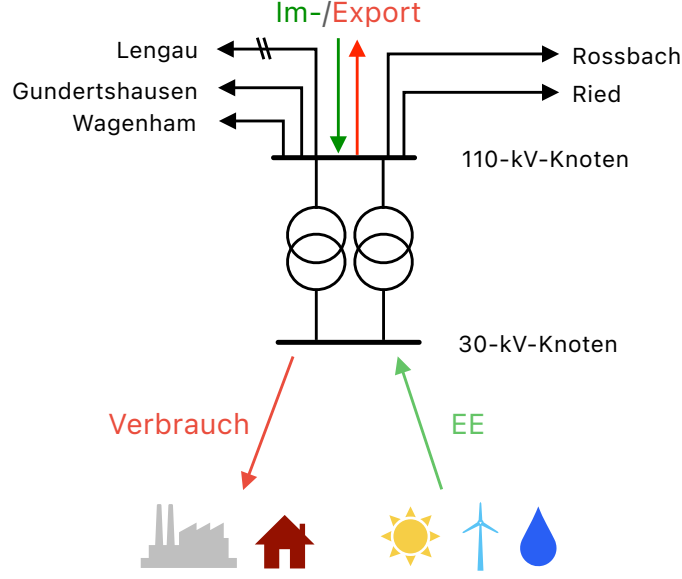


Abbildung 3.5: Schematische Modellabbildung des Umspannwerks Mattighofen.

3.2.2 Verbrauch 2022

Der Verbrauch im Basisszenario ergibt sich durch die gemessenen stündlichen Verbrauchswerte an den 110-kV-Knoten. Es wird zwischen dem Verbrauch auf der 110-kV-Ebene und der 30-kV-Ebene unterschieden, um in weiterer Folge die Leistungsgrenzen der 110/30-kV-Transformatoren berücksichtigen zu können. Die Messwerte $MW_{rp,k,i}$ an den 110-kV-Knoten entsprechen nicht dem tatsächlichen Verbrauch $D_{rp,k,i}^P$ in diesem Netzbereich, sondern lediglich der Differenz des Verbrauchs und der Erzeugung durch dezentrale Erzeugungseinheiten. Um die Erzeugung der dezentralen Erzeuger nicht doppelt einfließen zu lassen, werden die Messwerte zuvor um die Erzeugung korrigiert (Gl. 3.41).

$$D_{rp,k,i}^P = MW_{rp,k,i} + \sum_g p_{rp,k,i,g} \quad (3.41)$$

Weitere dezentrale Erzeuger wie Kleinwasserkraftwerke oder Biomassekraftwerke werden bei der Korrektur, aber auch im Modell als Erzeuger aufgrund der Datenverfügbarkeit und der steigenden Modellkomplexität nicht berücksichtigt.

3.2.3 Import und Export 2022

Im Basisszenario erfolgt die Vorgabe von Im- und Exporten ebenfalls anhand von realen, stündlichen Messwerten der Umspannwerke, an denen Lastflüsse in angrenzende Netze stattfinden. An einem der Umspannwerke sind bis zur Stunde 4330 des Jahres 2022 keine Messwerte vorhanden. Daher werden diese Werte aus der Bilanz der Importe, Exporte, Verbrauchswerte und den angenommenen Netzverlusten berechnet. Die ermittelte Zeitreihe wird anhand eines *Moving-Average*-Filters geglättet, um das Rauschen der Zeitreihen nicht in die Im- und Exportzeitreihen zu übernehmen.

Da im Modell einfachheitshalber keine Netzverluste berücksichtigt werden, werden die Importzeitreihen um 5% minimiert. Da es ansonsten zu einem Energieüberschuss im modellierten Netzbereich kommen würde, was in weiterer Folge die Validität der Ergebnisse beeinflusst.

Wie in der Zielfunktion (Gleichung 3.1) definiert, führen Im- und Exporte zu erhöhten bzw. verringerten Gesamtsystemkosten des betrachteten Netzes. Diese müssen anhand einer Annahme für jede Stunde vorgegeben werden. Wird die Höhe der Im- und Exporte fix vorgegeben, beeinflussen deren Preise nur die Gesamtsystemkosten, da keine Möglichkeit besteht, die im- oder exportierte Energiemenge zu variieren. Für vergangene Jahre können Preise für Im- und Exporte anhand von historischen Börsenpreisen vorgegeben werden. Diese werden für das Jahr 2022 von der EEX-Strombörse der stündlichen Day-Ahead-Preise vorgegeben [28]. Die Preise des Jahres 2022 sind aufgrund starker Preisschwankungen nicht repräsentativ für die Preise anderer vergangener Jahre. Dennoch ist es sinnvoll, im Basisszenario für das Jahr 2022 diese Preise vorzugeben, um diese in den resultierenden Gesamtsystemkosten zu berücksichtigen. Aufgrund dieser starken Preisschwankungen und den überdurchschnittlich hohen Preisen dient dieses Szenario nur der Kalibrierung, es werden keine weiteren Untersuchungen durchgeführt und es wird kein Vergleich mit den Gesamtsystemkosten des zukünftigen Szenarios gezogen.

3.2.4 Erzeugung und Speicher

Im Basisszenario werden folgende Erzeugungs- und Speichertechnologien implementiert: *Thermische Kraftwerke, Photovoltaikanlagen, Windkraftanlagen, Laufwasserkraftwerke, Speicherkraftwerke, Pumpspeicherkraftwerke.*

Die Definition der Erzeugungstechnologien erfolgt anhand der techno-ökonomischen Parameter in drei Kategorien: thermische Kraftwerke, Photovoltaik und Wind sowie Wasserkraft.

3.2.4.1 Thermische Kraftwerke

Thermische Kraftwerke werden anhand ihrer Leistungs- und Kostenparametern definiert. Die Leistungsparameter legen die maximale und minimale Leistung \bar{P}_t , \underline{P}_t sowie die maximale Leistungssteigerungsrate bzw. Leistungsabnahme RU_t , RD_t je Zeitschritt fest (Tabelle 3.1). Die Kostenparameter definieren die Kosten des Hochfahrens des Kraftwerks C_t^{SU} , die Betriebsbereitschaftskosten des Kraftwerks C_t^{UP} sowie die variablen Kosten C_t^{VAR} der Stromerzeugung [29]. Die variablen Kosten C_t^{VAR} wurden mit den durchschnittlichen Gaspreisen des Jahres 2022 von 116 €/MWh_{CH4} und den durchschnittlichen CO₂-Zertifikatpreisen von 80,18 €/t_{CO2} angenommen [30], [31]. Die CO₂-Emissionen wurden mit 332 kg/MWh_{el} angenommen [32].

Kraftwerk	\bar{P}_t [MW]	\underline{P}_t [MW]	RU_t [MW]	RD_t [MW]	C_t^{UP} [M€/h]	C_t^{VAR} [€/MWh]	C_t^{SU} [M€]
GuD Timelkam	427,0	9,5	64,5	64,5	0,009	236,4	0,03

Tabelle 3.1: Techno-ökonomische Parameter der thermischen Kraftwerke.

Im modellierten Elektrizitätssystem wird nur das Gas- und Dampfkraftwerk (GuD) Timelkam als marktbasiertes thermisches Kraftwerk eingesetzt. Die weiteren thermischen Kraftwerke im Netzabschnitt (GuD Laakirchen, BHKW Kirchdorf, RVL Lenzing und Steyrermühl) liefern Prozess- oder Fernwärme und werden nicht strommarktbasiert betrieben. Die Erzeugung dieser Kraftwerke wird daher als gemessene Zeitreihe des Jahres 2022 vorgegeben.

3.2.4.2 Photovoltaik und Windkraft

Bestehende Wind- und Photovoltaikanlagen werden im Modell aggregiert je 110-kV-Knoten abgebildet. Sie werden anhand der installierten Leistung \bar{P}_r und zugehörigen Erzeugungsprofilen $PF_{rp,k,i,r}$ definiert. Die verwendeten Daten für Wind und Photovoltaik stammen von der Netz Oberösterreich GmbH.

Die Kosten für die aus Photovoltaik erzeugte Energie ergeben sich aus den Betriebs- und Wartungskosten C_r^{OM} der Anlagen. Diese werden im Jahr 2022 mit 15,2 €/MWh angenommen [33]. Der Kapazitätsfaktor $PF_{rp,k,i,r}$ von Photovoltaikanlagen der Knoten Bad Aussee und Vöcklabruck ist in Abbildung 3.6 für eine Woche beispielhaft dargestellt.

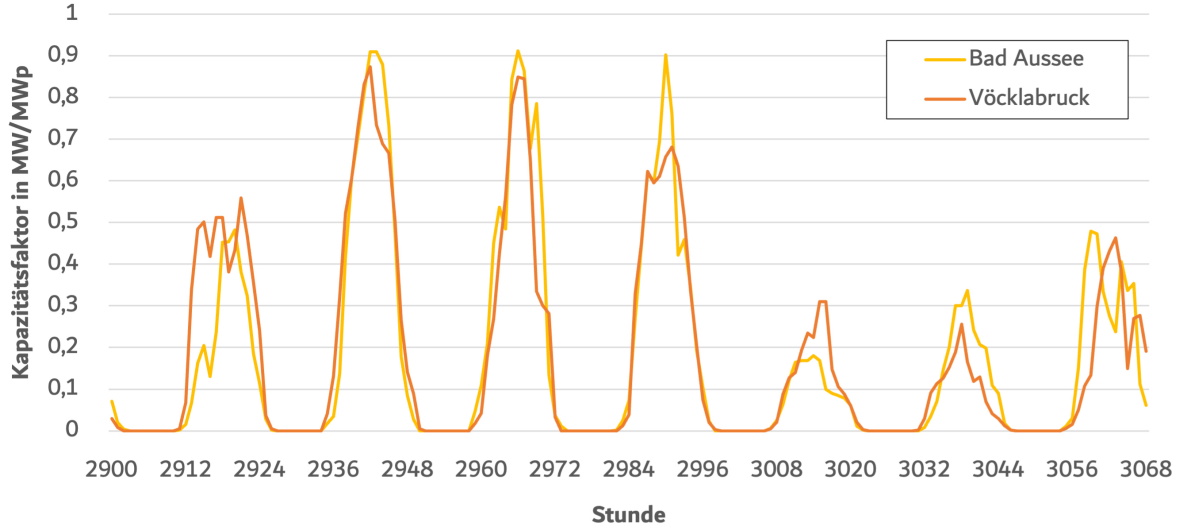


Abbildung 3.6: PV-Kapazitätsfaktor ausgewählter Umspannwerke.

Analog der Erzeugung durch PV, ergibt sich die Erzeugung durch Wind ebenfalls anhand der installierten Leistung \bar{P}_r und einem Kapazitätsfaktor je Umspannwerk. Die Kapazitätsfaktoren entsprechen der im Jahr 2022 stündlich erzeugten Energie, welche um die Anlagengröße normiert wurde. Die Kosten der erzeugten Energie ergeben sich anhand der Betriebs- und Wartungskosten C_r^{OM} . Diese werden für Windkraftanlagen mit 14,11 €/MWh angenommen [33].

3.2.4.3 Wasserkraft

Wasserkraftwerke werden einerseits anhand ihrer technischen und wirtschaftlichen Parameter, andererseits anhand der Zuflüsse definiert. Die technischen Parameter umfassen die maximale Leistung \bar{P}_s und den Wirkungsgrad η_s^{DIS} . Die Kosten der erzeugten Energie ergeben sich für bestehende Wasserkraftwerke aus den Betriebs- und Wartungskosten C_s^{OM} . Die Parameter der bestehenden Laufwasserkraftwerke sind in Tabelle 3.2 eingetragen. Der Entladewirkungsgrad η_s^{DIS} wird für alle Kraftwerke mit 0,9 angenommen.

Kraftwerk	\overline{P}_s [MW]
Bad Aussee	0,8
Bad Goisern	2,6
Dürnau	1,2
Gmunden	12,2
Gschröff	0,4
Kemating	1,4
Lambach	13,9
Lauffen	0,1
Offensee 2	1,1
Siebenbrunn	2,4
Stadl Paura	3,6
Steinbach	1,0
Steyrermühl	0,5
Traunfall	9,9
Weinbach	0,5

Tabelle 3.2: Maximale Leistung der bestehenden Laufwasserkraftwerke im Basisszenario.

Für Speicherkraftwerke wird zusätzlich ein Energy-to-Power-Ratio ETP_s definiert. Handelt es sich um ein Pumpspeicherkraftwerk, werden die Parameter wiederum um die maximale Pumpleistung \overline{CS}_s und den Wirkungsgrad beim Pumpen η_s^{CH} erweitert. Die techno-ökonomischen Parameter der implementierten Kraftwerke sind Tabelle 3.3 zu entnehmen.

Kraftwerk	\overline{P}_s [MW]	\overline{CS}_s [MW]	η_s^{DIS} [-]	η_s^{CH} [-]	ETP_s [h]
Gosau (PSKW)	6,5	6,5	0,9	0,9	803
Gosauschmied	0,8	-	0,9	-	6
Offensee 1	2,9	-	0,9	-	35
Steeg Überland	13,3	-	0,9	-	14

Tabelle 3.3: Parameter der bestehenden Pump- und Speicherkraftwerke im Basisszenario.

Die Erzeugung von Wasserkraftwerken wird vor allem durch deren natürliche Zuflüsse bestimmt. Die Zuflüsse der Kraftwerke werden für jedes Kraftwerk in stündlicher Auflösung als Energiemenge in MWh angegeben. Diese werden aus den Messwerten der stündlich erzeugten Energie der Kraftwerke im Jahr 2022 vorgegeben, welche mit dem Kehrwert des Wirkungsgrades η_s^{DIS} multipliziert werden.

3.3 Zukünftiges Szenario

Im zukünftigen Szenario wird der Einsatz von Batteriespeichersystemen unter Berücksichtigung des Ausbaus von Erneuerbaren und des Netzes analysiert. Es wurde das Jahr 2030 gewählt, da aufgrund des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes konkrete Ziele für die installierte Leistung an Erneuerbaren vorgesehen werden. Ziel des Szenarios ist es, eine Aussage darüber zu treffen, ob bzw. unter welchen Bedingungen der Einsatz von BESS zur Minimierung der Gesamtsystemkosten im gegenständlichen 110-kV-Netzbereich beitragen kann. In den folgenden Kapiteln werden die Vorgaben des Modells definiert und die betrachteten Fallstudien erklärt.

3.3.1 Netzabbildung 2030

Zur Abbildung des 110-kV-Netzabschnitts im Jahr 2030, wird das in Kapitel 3.2.1 beschriebene Netz um die geplanten Projekte gemäß dem *Stromnetz-Masterplan Oberösterreich 2032* [34] ergänzt. Der Ausbau im gegenständlichen Netzabschnitt beläuft sich hauptsächlich auf den Leiterseiltausch zur Leistungserhöhung und das Errichten neuer Umspannwerke bzw. Schaltwerke zur Netzabstützung und Kraftwerkseinbindung. Leitungsverstärkungen sind in Abbildung 3.7 blau dargestellt. Leitungen, die laut *Stromnetz-Masterplan* ab 2030 verstärkt werden, werden dem Modell als mögliche Investitionen (Investitionskandidaten) zur Verfügung gestellt und sind in der Abbildung grün dargestellt. Die Kostenannahmen der Leitungsinvestitionen beruhen auf einem Gutachten der *OÖ Landesholding GmbH* [35].

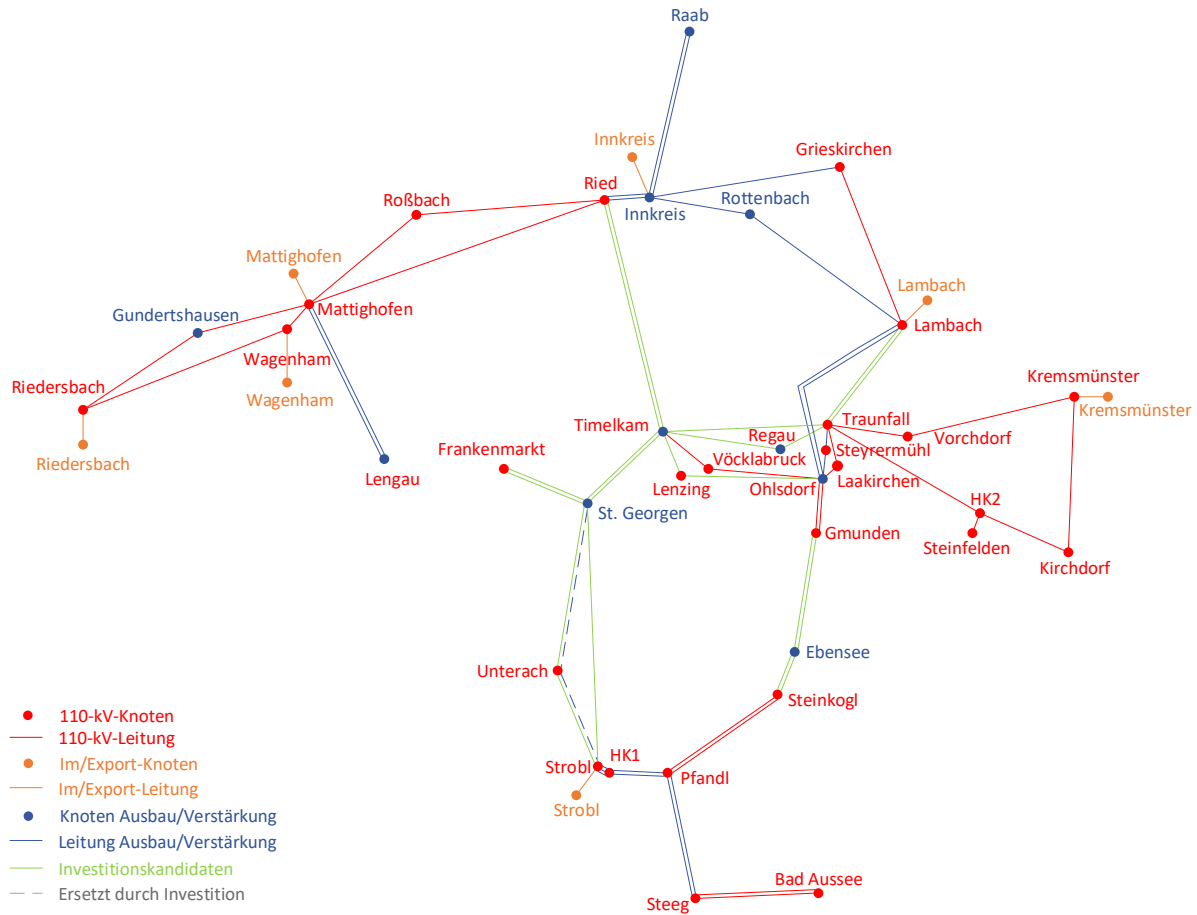


Abbildung 3.7: Topologie des abgebildeten Netzabschnitts im Teilnetz *Lambach* im Jahr 2030 inklusive Leitungskandidaten ab 2030. (Die Lage der Umspannwerke entspricht der geografischen Lage. Leitungen sind als Verbindungslinien zwischen Umspannwerken dargestellt und weichen zum Teil wesentlich vom geografischen Verlauf und der tatsächlichen Länge ab.)

Neu errichtet werden Umspannwerke in St. Georgen im Attergau, Rottenbach und Ried im Innkreis. Die Umspannwerke St. Georgen und Rottenbach dienen der Leistungsbereitstellung dieser Gebiete und der Erhöhung der Versorgungssicherheit. Wagenham und Innkreis dienen als Netzabstützung über das 380/220-kV-Netz der APG. Bis 2030 wird in Ebensee ein neues Pumpspeicherkraftwerk errichtet, welches anhand eines Schaltwerks direkt in das 110-kV-Netz eingebunden wird. Den zusätzlichen Umspannwerken muss entweder ein Verbrauch oder ein Im- und Export zugeordnet werden. Deren Verortung wird in Kapitel 3.3.2 und 3.3.3 detailliert beschrieben.

Die Netztopologie ändert sich durch den Netzausbau kaum, da es sich meist um einen Leiterseiltausch zur Leistungsverstärkung der bestehenden Trassen handelt. Die Einbindung der neuen Umspannwerke in St. Georgen und Rottenbach findet ebenfalls entlang bestehender Leitungstrassen statt.

3.3.2 Verbrauch 2030

Den Verbrauch für das Jahr 2030 abzuschätzen, ist besonders wichtig für die Ausbauplanung. Denn dieser muss zu jederzeit gedeckt und die Betriebsmittel darauf ausgelegt werden.

Die Abschätzung der Verbrauchszunahme wird folgendermaßen durchgeführt:

Zuerst wird der gemessene Verbrauch⁸ des Jahres 2022 um eine angenommene Verbrauchssteigerung von 0,5% pro Jahr erweitert. Weiters wird den neu errichteten Umspannwerken ein Verbrauch zugeordnet. Abschließend wird der Mehrverbrauch aufgrund der Elektrifizierung des Mobilitäts- und Wärmesektors abgeschätzt. Eine mögliche Elektrifizierung der Industrie wird in der Verbrauchssteigerung nicht explizit berücksichtigt.

Der erweiterte Verbrauch des Jahres 2022 muss auf die Umspannwerke aufgeteilt werden, die bis zum Jahr 2030 errichtet werden sollen. Das sind die Umspannwerke St. Georgen und Rottenbach. Die Zuteilung des Verbrauchs erfolgt nach einer Abschätzung der Netz OÖ GmbH über die Lastverteilung der umliegenden Umspannwerke.

Die zusätzliche Last aufgrund von Wärmepumpen wird nach einem durchschnittlichen, stündlichen Lastprofil und der prognostizierten Anzahl der installierten Wärmepumpen ermittelt. Für das Lastprofil wurde der Durchschnitt von zehn synthetisch generierten Lastprofilen [36] herangezogen. Die Anzahl der installierten Wärmepumpen je Knoten im Jahr 2030 entstammt einer Abschätzung der Netz OÖ GmbH [37].

Bei der Ermittlung des zusätzlichen Verbrauchs aufgrund von Elektroautos wird ähnlich vorgegangen wie bei Wärmepumpen. Die Anzahl der Elektroautos je 110-kV-Knoten wird nach einer Abschätzung der Netz OÖ GmbH angenommen [37]. Diese wird mit einem typischen, stündlichen Ladeprofil eines Jahres multipliziert und daraus der Verbrauch bestimmt [38].

Gesamt ergibt sich eine Verbrauchssteigerung um 8,2% vom Jahr 2022 bis zum Jahr 2030.

⁸Am 110-kV-Knoten gemessener Verbrauch, um die Erzeugung aus Erneuerbaren korrigiert.

3.3.3 Import und Export 2030

Da im betrachteten Netzabschnitt im Jahr 2022 ca. 60% der Energie durch Importe gedeckt wurden, haben die Vorgaben der Im- und Exporte einen starken Einfluss auf die Investitions- und Betriebsentscheidungen des Modells im Jahr 2030. Anders als im Basisszenario 2022 werden Im- und Exporte im Jahr 2030 nicht mittels stündlicher Zeitreihen vorgegeben. Stattdessen erfolgt die Vorgabe der Jahresenergiemenge bzw. des stündlichen Maximums für Importe und Exporte. Dadurch ist die Energieaufbringung im System flexibler und Importe können z. B. durch Photovoltaikenergie ersetzt werden.

Die Höhe der jährlichen Vorgaben ergibt sich aus den Summen der stündlichen Im- und Exporte des Jahres 2022, welche um die abgeschätzte Verbrauchssteigerung von 8,2% (Kapitel 3.3.2) skaliert werden. Die stündlichen Im- und Exporte werden durch die Übertragungskapazitäten zu den Im-/Exportknoten begrenzt. Die Vorgabe der stündlichen Maxima der Im- und Exporte ergibt sich ebenfalls anhand der Zeitreihe des Jahres 2022, wobei die stündlichen Werte mit der abgeschätzten Verbrauchssteigerung von 8,2% skaliert werden.

Die Preise der Im- und Exporte im zukünftigen Szenario werden ebenso nicht anhand der Werte des Jahres 2022 vorgegeben, da diese, primär in den Sommermonaten, außergewöhnlich hoch waren und für das Jahr 2030 ein niedrigeres Preisniveau erwartet wird. Für die Preisabschätzung werden die stündlichen Preise des Day-Ahead-Marktes der EEX der Jahre 2019 und 2023 herangezogen [28]. Die Wahl dieser beiden Jahre beruht darauf, dass diese ein Preisniveau aufweisen, welches für die letzten Jahre repräsentativ ist. Die Monate Oktober bis Dezember des Jahres 2023 werden mit Werten des Jahres 2022 ergänzt, da zum Zeitpunkt der Bildung der Preiskurve keine aktuelleren Daten zur Verfügung standen. Um niedrige Preise bei einem hohen Maß an erneuerbarer Erzeugung widerzuspiegeln, werden die stündlichen Preise anhand der Kapazitätsfaktoren für PV und Wind so manipuliert, dass sie zu diesen Zeiten dementsprechend niedrig sind. Die gesamte Zeitreihe wird mit dem gewählten Faktor 1,2 skaliert, um einen durchschnittlichen Preis von 90 €/MWh zu erreichen, was den aktuell gehandelten, österreichischen Stromfutures des Jahres 2029⁹ an der EEX entspricht [39]. Würde man diese Preismanipulation nicht vornehmen, hätte das Modell die Möglichkeit hohe Profite durch den Export von Photovoltaikstrom zu erwirtschaften, was aus gegenwärtiger Sicht nicht erwartet werden kann.

⁹Am weitesten in der Zukunft liegendes Jahr mit Börsenhandel.

3.3.4 Photovoltaik Ausbau und Investitionen

Die OÖ Photovoltaik Strategie 2030 sieht eine Jahresstromerzeugung durch Photovoltaik von 3 500 GWh für das Jahr 2030 für Oberösterreich vor [40]. Die Zuteilung der installierten Leistung je 110-kV-Umspannwerk für die Jahre 2030 und 2050 entstammen interner Analysen der Netz OÖ GmbH [37]. Die Zuteilung im Jahr 2030 wird für das zukünftige Szenario als installierte Leistung angenommen und exogen vorgegeben. Die Kosten ergeben sich aus den Betriebs- und Wartungskosten der Anlagen. Diese werden in einer Studie von Steffen et al. [41] mit $4,5 \text{ €}_{2017}/\text{kWp/a}$ abgeschätzt. Unter Berücksichtigung einer durchschnittlichen jährlichen Erzeugung von $1183,4 \text{ MWh/MWp}^{10}$ und der Inflation von 2017 bis 2022 ergeben sich Betriebs- und Wartungskosten von $4,46 \text{ €}_{2022}/\text{MWh}$ im Jahr 2030 [42].

Als Investitionsoption im Jahr 2030 wird dem Modell die prognostizierte installierte Leistung im Jahr 2050 je Umspannwerk zur Verfügung gestellt. Die “*Annual Technology Baseline*“ vom *National Renewable Energy Laboratory (NREL)* schätzt die Investitionskosten für PV-Anlagen im Jahr 2030 auf $1038,4 \text{ \$}_{2021}/\text{kWp}$ [33]. Unter Berücksichtigung der durchschnittlichen Währungsumrechnung im Jahr 2021 und der Inflation ergeben sich Investitionskosten von $953,5 \text{ €}_{2022}/\text{kWp}$ im Jahr 2030 [42], [43]. Die Lebensdauer der Anlagen wird mit 30 Jahren angenommen, die jährlichen Investitionskosten ergeben sich somit zu $31,8 \text{ €}_{2022}/\text{kWp/a}$ [44].

3.3.5 Zuteilung der Windpotenziale

Für den Ausbau der Winderzeugung gibt es keine definierten Ziele des Landes. Als Ausbauziel für 2030 werden für Oberösterreich entsprechende nach der Studie “Klima- und Energiestrategien der Länder” der Austrian Energy Agency 500 GWh angenommen [45]. Im Jahr 2022 wurden 73 GWh aus Windkraft erzeugt, somit wird eine zusätzliche Erzeugung von 427 GWh benötigt, was einer Steigerung der installierten Leistung um 685% entspricht. Es wird angenommen, dass bis zum Jahr 2030 der Zubau an Windkraft durch Repowering und Erweiterung bestehender Windparks erzielt wird. Die aktuell installierte Gesamtleistung wird gleichmäßig mit dem Skalierungsfaktor 6,85 erhöht, um die jährliche Erzeugung von 500 GWh zu erreichen. Die vorgegebene installierte Leistung beträgt im Jahr 2030 somit 206 MW. Die Betriebs- und Wartungskosten von Windkraftanlagen im Jahr 2030 werden mit $11,4 \text{ €}/\text{MWh}$ angenommen [33].

¹⁰Berechnet aus den Kapazitätsfaktoren für Photovoltaik.

Im Jahr 2030 werden keine weiteren Investitionen in Windkraftanlagen zur Verfügung gestellt, da keine weiteren Ausbauziele für Windenergie definiert sind und die Einschränkungen für den Bau von Windkraftanlagen hoch sind [46].

3.3.6 Zuteilung der Wasserkraftpotenziale

Die zusätzliche Erzeugung aus Wasserkraft in Oberösterreich im Jahr 2030 wird mit 488 GWh abgeschätzt [40]. Aufgrund der Annahme, dass die Steigerung der Erzeugung hauptsächlich durch Modernisierung und Revitalisierung sowie Zubau im Bereich der Kleinwasserkraft erzielt wird, wird die aktuell installierte Leistung gleichmäßig skaliert.

Kraftwerk	\bar{P}_s [MW]
Bad Aussee	0,9
Bad Goisern	2,7
Dürnau	1,3
Gmunden	12,8
Gschröff	0,4
Kemating	1,4
Lambach	14,6
Lauffen	0,1
Offensee 2	1,2
Siebenbrunn	2,6
Stadl Paura	3,8
Steinbach	1,0
Steyrermühl	0,5
Traunfall	10,3
Weinbach	0,5

Tabelle 3.4: Maximale Leistung der bestehenden Laufwasserkraftwerke im Jahr 2030.

Der Skalierungsfaktor ergibt sich aus dem Verhältnis der Jahresstromerzeugung von 9 327 GWh im Jahr 2022 und der zusätzlichen Erzeugung von 488 GWh, was einer Steigerung um 5,2% entspricht. Die Zuflüsse werden ebenfalls skaliert, da die Kraftwerke ohne die entsprechenden Zuflüsse nicht mehr Energie erzeugen könnten. Die technischen Parameter der Laufwasserkraftwerke und ihre skalierte Leistung sind in Tabelle 3.4 eingetragen. Der Wirkungsgrad η_s^{DIS} der Laufwasserkraftwerke wird, wie im Jahr 2022, mit 90% angenommen.

Die Leistung der Pump- und Speicherkraftwerke wird nicht skaliert, da mit dem PSKW Ebensee ein konkretes Ausbauprojekt bekannt ist (Tabelle 3.5) [47].

Kraftwerk	\overline{P}_s [MW]	\overline{CS}_s [MW]	η_s^{DIS} [-]	η_s^{CH} [-]	ETP_s [h]
Gosau (PSKW)	6,5	6,5	0,9	0,9	803
Gosauschmied	0,8	-	0,9	-	6
Offensee 1	2,9	-	0,9	-	35
Steeg Überland	13,3	-	0,9	-	1
Ebensee (PSKW)	170	170	0,9	0,9	10

Tabelle 3.5: Parameter der bestehenden Pump- und Speicherkraftwerke im Jahr 2030.

3.3.7 Thermische Kraftwerke

Die technische Abbildung der thermischen Kraftwerke ist ident zu jener im Basisszenario, beschrieben in Kapitel 3.2.4. Lediglich die ökonomischen Parameter ändern sich aufgrund der erwarteten Änderung der Kosten für Erdgas und CO₂-Zertifikate (Tabelle 3.6).

Kraftwerk	\overline{P}_t [MW]	\underline{P}_t [MW]	RU_t [MW]	RD_t [MW]	C_t^{UP} [M€/h]	C_t^{VAR} [€/MWh]	C_t^{SU} [M€]
GuD Timelkam	427	9,5	64,5	64,5	0,009	98,5	0,03

Tabelle 3.6: Techno-ökonomische Parameter der thermischen Kraftwerke im Jahr 2030.

Die variablen Kosten C_t^{VAR} setzen sich wiederum aus den Erdgaspreisen, den CO₂-Zertifikatspreisen und den Betriebs- und Wartungskosten zusammen. Der Erdgaspreis für das Jahr 2030 wird anhand der an der EEX gehandelten, österreichischen Erdgas-Futures abgeschätzt. Da das am weitesten in der Zukunft liegende gehandelte Produkt am Terminmarkt das Jahr 2027 ist, wird dessen Wert 33,1 €/MWh_{CH4}¹¹ als Referenz für das Jahr 2030 angenommen [48]. Die CO₂-Zertifikatspreise werden ebenfalls auf Basis des Future-Handels an der EEX angenommen, welche bis zu dem Jahr 2030 gehandelt werden. Der angenommene Preis liegt bei 108,3 €/t_{CO2}¹²[49].

¹¹Abgerufen am: 03.10.2023¹²Abgerufen am: 03.10.2023

3.3.8 Fallstudien im zukünftigen Szenario

Im Szenario 2030 werden mehrere Fallstudien durchgeführt, um den Einfluss unterschiedlicher Faktoren auf den Einsatz von Batteriespeichern zu analysieren. Die Grundlage aller Fallstudien bilden die in den Kapiteln 3.3.1 bis 3.3.7 definierten Vorgaben. Eine Übersicht der Variation in den Fallstudien bietet Tabelle 3.7. Die detaillierte Definition dieser erfolgt wie in den Kapiteln 3.3.8.2 bis 3.3.8.4 beschrieben. Die Diskussion der Ergebnisse der Fallstudien erfolgt in Kapitel 4.

	Ausbauplanung bis 2030	Referenz- szenario	Speicherdauer von BESS	Tiefenentladung	Abregelung volatiler Ern.	Techn. neut. Ausbauplanung	PV-Zubau
Im-/Exporte	Jahresenergiemenge	Jahresenergiemenge / stündliches Maximum	Jahresenergiemenge	Jahresenergiemenge	Jahresenergiemenge	Übertragungs- kapazitäten	
Netz	Stand 2022 Inv. bis 2030	Stand 2030 Investitionen ab 2030					
Photovoltaik	Stand 2022 inkl. Inv. 2030 / Stand 2030 o. Inv.	Stand 2030 Investitionen bis 2050					
Wind	Stand 2022 inkl. Inv. 2030 / Stand 2030 o. Inv.	Stand 2030 ohne Investitionen			Stand 2030 inkl. Inv.	Ohne Investitionen	
BESS	Investitionen Kosten 2022	Ohne Investitionen	Investitionen Kosten 2030				
Abregelung volatiler Ern.	erlaubt / untersagt	erlaubt	0 / 5% erlaubt	erlaubt / untersagt			

Tabelle 3.7: Übersicht der Fallstudien im zukünftigen Szenario.

3.3.8.1 Ausbauplanung bis 2030

Diese Fallstudie untersucht den Einsatz von Batteriespeichern im Vergleich zum Netzausbau auf Basis des Jahres 2022. Die Analyse wird für drei Fälle durchgeführt: In den ersten beiden Fällen wird die installierte Wind- und PV-Leistung des Jahres 2022 exogen vorgegeben und die prognostizierte installierte Leistung im Jahr 2030 in Form von Investitionsoptionen zur Verfügung gestellt. Um den Einfluss der Abregelung von Erneuerbaren zu untersuchen, wird diese einmal zugelassen und einmal unterbunden. Im dritten Fall wird die prognostizierte Wind- und PV-Leistung des Jahres 2030 als installierte Leistung exogen vorgegeben und keine weiteren Investitionen werden ermöglicht. Das Modell hat in diesem Fall die Möglichkeit, Erneuerbare abzuregeln.

Die Netzabbildung enthält alle zusätzlichen Knoten des Jahres 2030 (Abbildung 3.7), die Leitungskapazitäten entsprechen aber den Leitungen im Jahr 2022. Als Investitionsoptionen werden alle Leitungen, die nach dem Jahr 2022 geplant sind, zur Verfügung gestellt. Zusätzlich werden Investitionsoptionen für Batteriespeicher an den gleichen Knoten, wie in der Fallstudie 3.3.8.3, mit den techno-ökonomischen Parametern des Jahres 2022 ermöglicht.

Die Im-/Exporte werden wiederum anhand der maximalen Jahresenergiemenge und der Leitungskapazität zu den Im- und Exportknoten begrenzt. Es wird kein Mindestanteil der erneuerbaren Erzeugung definiert und auch keine Einschränkung der thermischen Erzeugung vorgegeben.

3.3.8.2 Referenzszenario 2030 ohne Batteriespeicher

Diese Fallstudie stellt ein Referenzszenario für das Jahr 2030 dar, ohne Investitionsoptionen für Batteriespeicher. Dieses dient als Vergleichsgrundlage der weiteren Fallstudien und Sensitivitätsanalysen, um den Einsatz von BESS einerseits monetär zu bewerten, aber auch die Einsatzplanung und Investitionsentscheidungen einordnen zu können.

Der Netzausbau entspricht dem des Jahres 2030. Die nach 2030 geplanten Leitungen werden als Investitionsoptionen zur Verfügung gestellt. Die installierte Leistung an Photovoltaik und Wind entspricht ebenfalls dem Stand des Jahres 2030. Für Photovoltaikanlagen werden Investitionsoptionen mit dem Potenzial der im Jahr 2050 prognostizierten installierten Leistung zur Verfügung gestellt. Für Wind- und Wasserkraft werden keine Investitionsmöglichkeiten vorgegeben. Die Im- und Exporte werden als maximale Jahresenergiemenge des Jahres 2030, um die prognostizierte Verbrauchssteigerung skaliert, festgelegt. Es kann jedoch nur in denjenigen Stunden importiert werden, in denen auch im Jahr 2022 Importe stattfanden oder exportiert, wenn exportiert wurde. Erneuerbare Erzeuger können ohne Mehrkosten abgeregelt werden und es wird kein Mindestanteil erneuerbarer Erzeugung oder eine Einschränkung der thermischen Erzeugung definiert.

3.3.8.3 Optimales Energy-to-Power-Ratio von BESS

Neben dem optimalen Standort von Speichern ist auch das Verhältnis der Leistungs- und Energiekapazität dieser ausschlaggebend für den wirtschaftlichen Einsatz. In der Literatur wird für die potenzielle Verzögerung des Netzausbaus von einer Speicherdauer von 8 h ausgegangen [50]. Aktuell installierte BESS weisen jedoch weitaus geringere ETP von < 2 h auf (Kapitel 2.1.4), was die Wirtschaftlichkeit größerer Speicher infrage stellt.

Um den Einfluss der Speicherdauer auf die Investitionsentscheidung zu untersuchen, werden dem Modell an ausgewählten Knoten drei Investitionsoptionen für BESS mit einem ETP-Ratio von 2, 5 und 8 h zur Verfügung gestellt. Die Wahl der 2 und 8 h Speicher basiert auf den zuvor genannten Einsatzmöglichkeiten sowie aktuell errichteten Anlagen. In der Literatur ist häufig die Rede von 4 und 6 h Speichern, welche als weitere Optionen naheliegend sind. Um die Anzahl der Investitionsentscheidungen und somit die Rechenzeit zu verringern, wird jedoch eine mittlere Speicherdauer von 5 h gewählt.

Die Verortung der Investitionsoptionen der BESS ist in Abbildung 3.8 dargestellt. Aus Rechenzeitgründen kann nicht an jedem Knoten die Option für BESS gewährleistet werden. Darum wird eine Auswahl von Knoten getroffen, welche im Referenzszenario stark belastete Betriebsmittel aufweisen. Dies basiert auf der Annahme, dass an diesen Knoten die BESS bestehende Leitungen oder Transformatoren entlasten könnten. An jedem Knoten, an dem die Investition in BESS möglich ist, werden ebenfalls Investitionsoptionen für Transformatoren ermöglicht, um nicht Investitionen in BESS aufgrund fehlender Transformatorleistung zu forcieren.

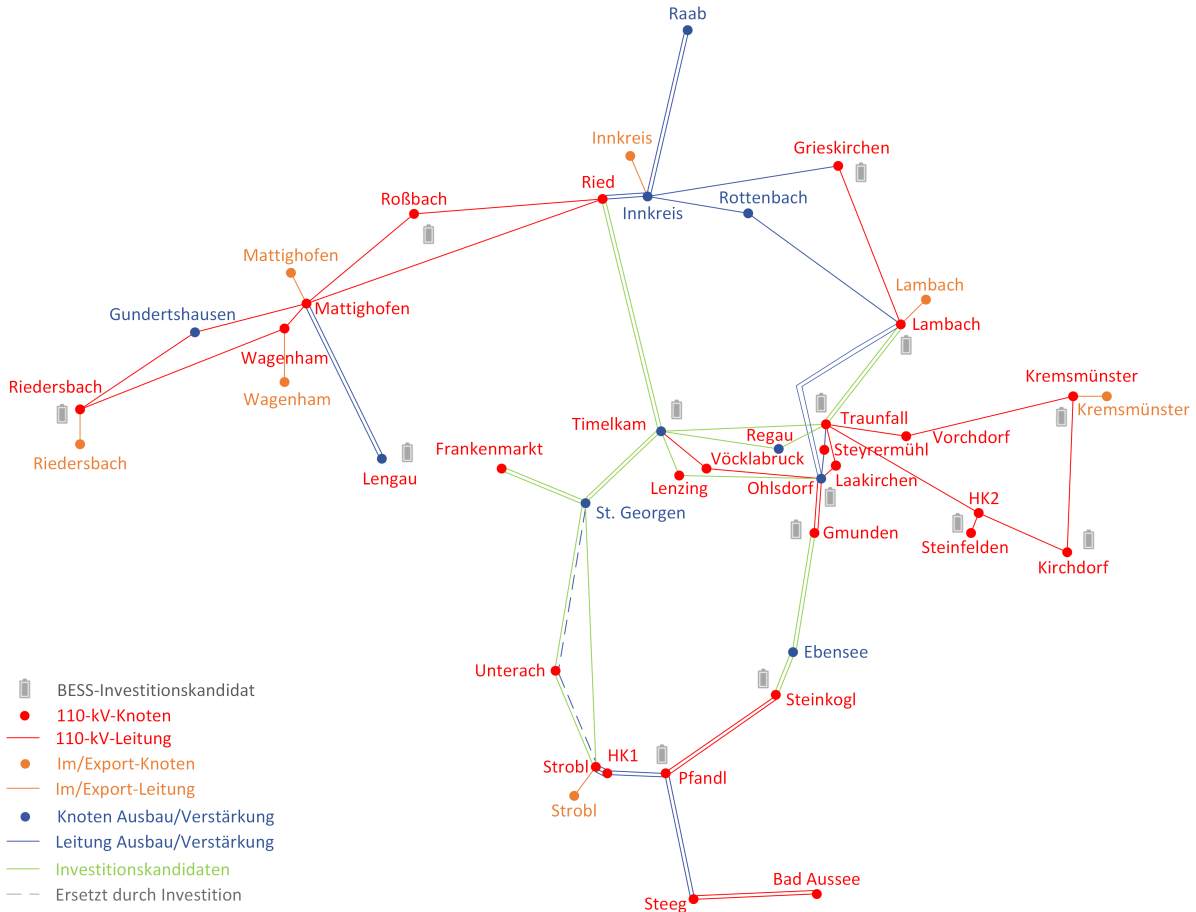


Abbildung 3.8: Netzknoten, an denen Investitionskandidaten für BESS hinterlegt sind. (Die Lage der Umspannwerke entspricht der geografischen Lage. Die Leitungen sind nur Verbindungslinien und weichen zum Teil wesentlich vom geografischen Verlauf und der tatsächlichen Länge ab.)

Die Untersuchung wird für zwei Im- und Exportvorgaben durchgeführt. Im Fall, dass aufgrund des Marktpreises im- und exportiert wird, werden die Import- und Exportmengen nur anhand der Energiemenge des Jahres 2022 festgelegt (Kapitel 3.3.3). In einem "Engpassmanagement"-Fall wird das Maximum der Importe und Exporte anhand der stündlichen, skalierten Werte von 2022 festgelegt. Dies soll die geringe Menge an Importen bei der Nutzung des GuDs Timelkam demonstrieren.

Für Photovoltaik und Wind wird die prognostizierte Leistung des Jahres 2030 als installierte Leistung exogen vorgegeben. Die prognostizierte installierte Leistung von PV im Jahr 2050 wird als Investitionsoption zur Verfügung gestellt. Für Windkraft werden keine Investitionen ermöglicht. Die Abregelung erneuerbarer Erzeuger ist in beiden Fällen unbeschränkt möglich. Eine Einschränkung der Erzeugung thermischer Kraftwerke oder ein Mindestanteil an erneuerbarer Energie wird nicht vorgegeben.

Bei der Berechnung des Modells dieser Fallstudie als *Mixed-Integer Problem (MIP)*¹³ führen Investitionsentscheidungen, welche einen diskreten Wert annehmen müssen, zu langen Rechenzeiten. Die Rechenzeit steigt zusätzlich mit der Anzahl der diskreten Variablen an. Um kürzere Rechenzeiten zu erzielen, wird diese Fallstudie als *relaxed Mixed-Integer Problem (rMIP)* berechnet. Dadurch dürfen diskrete Variablen auch kontinuierliche Werte annehmen.

3.3.8.4 Kosten der Tiefenentladung

Die Lebensdauer von Batteriespeichern ist maßgeblich von der Entladetiefe abhängig. Dennoch kann es sinnvoll und notwendig sein, die gesamte Kapazität eines BESS, trotz der stärkeren Degradation, auszunutzen. In dieser Fallstudie sollen die Auswirkungen der Kosten der Tiefenentladung, welche sich durch frühere Ersatzinvestitionen ergeben, auf die Investitionsentscheidungen der BESS untersucht werden.

Dem Modell werden Investitionskandidaten an denselben Knoten zur Verfügung gestellt, wie in der Fallstudie *Optimales Energy-to-Power-Ratio von BESS* (Abbildung 3.8). Die Leistung der Speicher beträgt 10 MW bei einer Speicherdauer von 5 Stunden. Die Wahl der Speicherdauer basiert auf den Ergebnissen der Fallstudie über die Speicherdauer von BESS (Kapitel 4.2.3). Die Kosten der Tiefenentladung werden anhand der Differenz der Kosten eines Speichers bei einer Entladetiefe von 80% und 100% pro gespeicherter Energieeinheit ermittelt. Die Kosten der Tiefenentladung werden demnach mit 12,4 €/MWh angenommen [51].

Wie in der Fallstudie 3.3.8.3, werden ebenfalls zwei unterschiedliche Im- und Exportvorgaben untersucht. Die installierte Photovoltaik- und Windleistung wird ebenso anhand der prognostizierten Leistung des Jahres 2030 vorgegeben und für Photovoltaik werden zusätzlich Investitionsoptionen in Höhe der prognostizierten, installierten Leistung des Jahres 2050 definiert. Das Abregeln von erneuerbaren Erzeugern wird ermöglicht und es wird keine Einschränkung von thermischer Erzeugung bzw. ein Mindestanteil an erneuerbarer Energie vorgegeben.

Die Berechnungen werden ebenfalls als *rMIP* durchgeführt, einerseits um eine bessere Vergleichbarkeit der Ergebnisse mit jenen der Fallstudie 3.3.8.3 zu erreichen, aber auch um die Rechenzeit zu verkürzen.

¹³Binäre und ganzzahlige Variablen müssen diskrete Werte annehmen.

3.3.8.5 Abregelung volatiler Erneuerbarer

Der volatile Charakter der Erzeugung von Wind und Photovoltaik wird die Netze in Zukunft vor große Herausforderungen stellen, da sie aufgrund der Gleichzeitigkeit der Einspeisung stark belastet werden. Die Abregelung von Wind- und Photovoltaikanlagen stellt eine Möglichkeit dar, eine Überlastung der Netze zu verhindern. Aktuell ist der Eingriff in die Erzeugung von Photovoltaikanlagen von der Anlagengröße abhängig, wobei Kleinanlagen derzeit nicht geregelt werden können.

Die Auswirkungen, wenn keine oder eine eingeschränkte Abregelung von Photovoltaik und Windkraftanlagen möglich ist, sollen in der Fallstudie *Abregelung volatiler Erneuerbarer* untersucht werden. Die Vorgabe der Höhe des erlaubten Anteils an abgeregelter Energie wird in Anlehnung an die Ergebnisse des Referenzszenarios zwischen 0 und 5% variiert und es wird je eine Berechnung mit 0 und 5% zulässiger Abregelung der theoretisch erzeugbaren Jahresenergiemenge durchgeführt.

In den zwei Berechnungen wird die installierte Photovoltaik- und Windleistung anhand der prognostizierten, installierten Leistung des Jahres 2030 vorgegeben. Für Wind werden keine Investitionsoptionen zur Verfügung gestellt. Der Zubau von PV-Anlagen ist bis zur prognostizierten Leistung des Jahres 2050 möglich. Investitionsoptionen für Batteriespeicher werden wie in der Fallstudie 3.3.8.4 festgelegt. Die Im- und Exporte werden anhand der maximalen Jahresenergiemenge begrenzt. Wiederum wird keine Einschränkung der thermischen Erzeugung und keine Vorgabe eines Mindestanteils von erneuerbaren Erzeugern vorgenommen.

Diese Fallstudie kann aufgrund einer kürzeren Rechenzeit als *MIP*-Berechnung durchgeführt werden. Dies bietet auch den Vorteil, dass das gleichzeitige Laden und Entladen von Speichern unterbunden werden kann, was ansonsten in dem Fall ohne Abregelung zur Energievernichtung eingesetzt werden kann.

3.3.8.6 Technologieneutrale Ausbauplanung ab 2030

In den bisherigen Fallstudien wurde kein Windkraftausbau ab dem Jahr 2030 berücksichtigt, da ein Großteil der Fläche des Landes Oberösterreich wegen Ausschlusszonen bzw. aufgrund der Nähe zu besiedeltem Raum nicht in Betracht gezogen wird [46]. Diese Fallstudie soll analysieren, wie sich eine technologieneutrale Ausbauplanung auf die Integration von erneuerbaren Energien auswirkt.

Um Investitionen in Windkraftanlagen zu ermöglichen, werden an den Knoten Lengau, Roßbach, Ried und Grieskirchen jeweils vier Windkraftanlagen mit einer Leistung von je 6 MW als Investitionsoption festgelegt. Zusätzlich werden an den Knoten Raab, Frankenmarkt, Vorchdorf, Riedersbach und Kremsmünster ebenfalls Investitionskandidaten (4 Stück je 6 MW) zur Verfügung gestellt, da sich diese außerhalb oder in der Nähe eines Bereichs außerhalb der Ausschlusszonen befinden. An Knoten, an denen keine Kapazitätsfaktoren für Windenergie bekannt sind, werden diese anhand einer durchschnittlichen Zeitreihe für Österreich vorgegeben [52].

Die installierte Leistung für Wind- und Photovoltaikanlagen wird wiederum anhand der prognostizierten Leistung für das Jahr 2030 angenommen und für PV werden Investitionen in Höhe der prognostizierten Leistung des Jahres 2050 ermöglicht. Zusätzlich werden die Auswirkungen der Abregelung verglichen. Diese wird entweder erlaubt oder untersagt. Dem Modell stehen ebenfalls die geplanten Leitungsinvestitionen nach dem Jahr 2030 zur Verfügung. Die Im- und Exporte werden anhand der maximalen Jahresenergiemenge begrenzt. Es wird kein Mindestanteil an erneuerbarer Energie vorgegeben und keine Einschränkung der thermischen Erzeuger festgelegt.

Die Berechnungen dieser Fallstudie werden als *rMIP* durchgeführt, um eine kürzere Rechendauer zu erzielen.

3.3.8.7 Photovoltaikzubau

In den Ergebnissen der Fallstudien, welche den Netzausbau ab 2030 mit Investitionen in BESS vergleichen, kommt es zu keiner Investition in einen Leiterseiltausch. Dies kann dadurch begründet werden, dass keine Leitung benötigt wird, um den angenommenen Verbrauch zu decken, die geplanten Leitungen für einen größeren Zeithorizont als das Jahr 2030 ausgelegt werden und der zusätzliche Verbrauch durch die Elektrifizierung der Industrie nur schwer abgeschätzt werden kann. Auf Seite der Erzeugung kann der Zubau von PV im Modell so gewählt oder Anlagen gezielt abgeregelt werden, dass eine Netzüberlastung vermieden wird. Da ein Ziel der Arbeit der Vergleich zwischen Netzausbau und Batteriespeicher ist, wird in dieser Fallstudie das Netz bewusst überlastet, um Investitionen in Leitungen zu forcieren. An dieser Stelle sei angemerkt, dass dieses Szenario nicht realitätsnah ist, da Annahmen getroffen werden, welche in der Praxis in dieser Form nicht eintreten werden.

Um die Leitungen zu überlasten, kann entweder der Verbrauch gesteigert oder die installierte PV-Leistung erhöht werden, bis die Netze überlastet sind. In dieser Fallstudie wird letzteres gewählt, da die prognostizierte installierte PV-Leistung für das Jahr 2050 bereits bekannt ist und für eine plausible Verbrauchsabschätzung weitere Daten notwendig wären.

In dieser Fallstudie wird die Abregelung von PV-Energie nicht erlaubt und es werden nur Im- und Exporte an den Übergabestellen in das Netz der APG zugelassen. Zusätzlich wird die Begrenzung der Im- und Export aufgehoben, um die Möglichkeit zu bieten, die gesamte PV-Energie zu exportieren. Diese Vorgaben dienen dazu, dass Investitionen in Batteriespeicher nicht aufgrund fehlender Flexibilität im Elektrizitätssystem forciert, sondern als Alternative zum Leitungsausbau errichtet werden.

Bei einer vorgegebenen installierten PV-Leistung von 70% der prognostizierten Leistung für das Jahr 2050 wurden in ersten Untersuchungen fünf der Leitungsinvestitionen getätigt. Da in diesem Fall jedoch an manchen Knoten Energie "vernichtet"¹⁴ wurde, werden zusätzlich Investitionsoptionen hinzugefügt, um dem Modell die Möglichkeit zu bieten, ausreichende Leitungskapazitäten zu schaffen und die Vernichtung von Energie zu verhindern. Die Notwendigkeit dieser zusätzlichen Leitungen ist primär auf die Einschränkungen bzw. Vorgaben dieser Fallstudie zurückzuführen.

Um die Auswirkungen der BESS auf die Leitungsinvestitionen zu untersuchen, werden die Berechnungen einmal mit Investitionsoptionen für BESS und einmal ohne Investitionsoptionen durchgeführt.

Die Berechnungen werden als *rMIP* durchgeführt, um die Rechendauer möglichst kurz zu halten. Diese Vorgabe führt unter anderem dazu, dass eine binäre Variable bei Investitionen einen beliebigen Wert zwischen 0 und 1 annehmen kann. Somit ist es im Modell möglich, dass z. B. nur in 73% einer Leitung investiert wird. Dadurch kann im Modell die optimale Leitungskapazität gewählt werden, was die optimale Kombination von Leitungszubau und Speicherkapazität ermöglicht. In der Praxis ist solch eine Investition nicht möglich.

¹⁴Die Energievernichtung ist im Modell mit sehr hohen Kosten belegt und dient nur dazu, die Lösbarkeit der Modelle zu ermöglichen, um einen Abbruch der Berechnung zu vermeiden. Ergebnisse mit vernichteter Energie werden nicht ausgewertet.

3.4 Annahmen und Einschränkungen

Bei der Modellierung von komplexen Elektrizitätssystemen müssen Annahmen und Einschränkungen getroffen werden, um die Lösbarkeit der Modelle in einer sinnvollen Zeit zu gewährleisten. Das folgende Kapitel setzt sich mit den getroffenen Annahmen zur Modellierung und Berechnung des betrachteten Elektrizitätssystems auseinander.

110-kV-Netzebene

Das betrachtete Netz beschränkt sich auf die 110-kV-Ebene und es werden keine darüber oder darunter liegenden Netzebenen miteinbezogen. Dies erfolgt aufgrund der eingesetzten DC-Lastflussberechnung und um die Systemkomplexität im Maß zu halten. Erzeugung und Verbrauch werden aggregiert an den 110/30-kV-Umspannwerken abgebildet. Einschränkungen im Bereich der Mittelspannungsebene in Bezug auf den Ausbau von Photovoltaik, Wind oder Batteriespeichersystemen werden somit nicht berücksichtigt.

Stündliche Zeitschritte

Eine weitere Einschränkung der Modellierung stellt die zeitliche Auflösung dar, welche wiederum einen Kompromiss zwischen Detailgrad und Rechenaufwand darstellt. Die Wahl der stündlichen Auflösung ermöglicht es, die Netzbelastung nur annäherungsweise abzubilden.

Kostenbezug 2022

Beim Vergleich von Kosten unterschiedlicher Jahre muss der Einfluss der Inflation auf diese berücksichtigt werden. Für eine bessere Vergleichbarkeit der Ergebnisse beziehen sich alle verwendeten Kosten auf das Jahr 2022. Kosten aus vergangenen Jahren werden anhand der historischen Inflation korrigiert und Kosten, welche sich auf zukünftige Jahre beziehen, werden anhand der Annahme von 3% jährlicher Inflation von dieser bereinigt [42].

Anteil erneuerbarer Erzeugung

Die Wahl des Jahres des zukünftigen Szenarios fiel auf das Jahr 2030 aufgrund der konkreten Ziele des *Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes* [2]. Der prognostizierte Ausbau der Erneuerbaren wird in den Untersuchungen berücksichtigt. Das Ziel, den gesamten Strombedarf bilanziell erneuerbar zu decken, wird jedoch nicht in dem analysierten Netzabschnitt implementiert. Denn der prognostizierte Verbrauch kann aufgrund des hohen Importanteils und dem geringen Potenzial an Erneuerbaren nicht bilanziell erneuerbar gedeckt werden.

4 Ergebnisse

Im folgenden Kapitel wird auf die Modellergebnisse des Basisszenarios und des zukünftigen Szenarios eingegangen. Das Basisszenario (Kapitel 4.1) dient ausschließlich der Validierung bzw. Kalibrierung des Modells. Die Auswirkungen des Einsatzes von Batteriespeichern im ausgewählten Netzabschnitt werden in sieben Fallstudien im zukünftigen Szenario (Kapitel 4.2) untersucht. Es werden die getätigten Investitionen in Erzeugungsanlagen, Speicher und Netzbetriebsmittel analysiert und die daraus resultierende Energieaufbringung in den Fallstudien verglichen. Ebenso werden die Auswirkungen potenzieller Abregelung und unterschiedlicher Im- und Exportvorgaben auf die Investitionsentscheidungen analysiert.

4.1 Basisszenario 2022

Die Ergebnisse des Basisszenarios dienen der Analyse des betrachteten Energiesystems und der Kalibrierung der Eingangsparameter, falls dies notwendig ist. Sind reale, aggregierte Erzeugungsdaten vorhanden, werden diese mit den Energiemengen je Erzeugungstechnologie des Modells verglichen und gegebenenfalls Kapazitätsfaktoren oder Zuflüsse angepasst. Da für das betrachtete Netzgebiet keine aggregierten Daten der Jahresenergiemengen vorhanden sind, erfolgt die Validierung des Modells anhand des Vergleichs des Kraftwerkseinsatzes des Modells und der Realität sowie der Analyse, ob erneuerbare Energie abgeregelt wird. Allgemeine Ergebnisse und Vorgaben der Fallstudie sind Tabelle 4.1 zu entnehmen.

Die Energieaufbringung des Systems im Basisszenario ist in Abbildung 4.1 dargestellt. Der gesamte Verbrauch im ausgewählten Netzbereich beträgt 5 019 GWh, wobei 60% durch Importe gedeckt werden. Im Basisszenario werden von Gaskraftwerken 1 226 GWh erzeugt, der Großteil stammt von der GuD-Anlage in Timelkam. Den größten Anteil erneuerbarer Erzeugung stellen Photovoltaik und Laufwasserkraftwerke dar. Erzeugung aus Wind, Pump- und Speicherkraftwerken, sowie Exporte spielen eine untergeordnete Rolle.

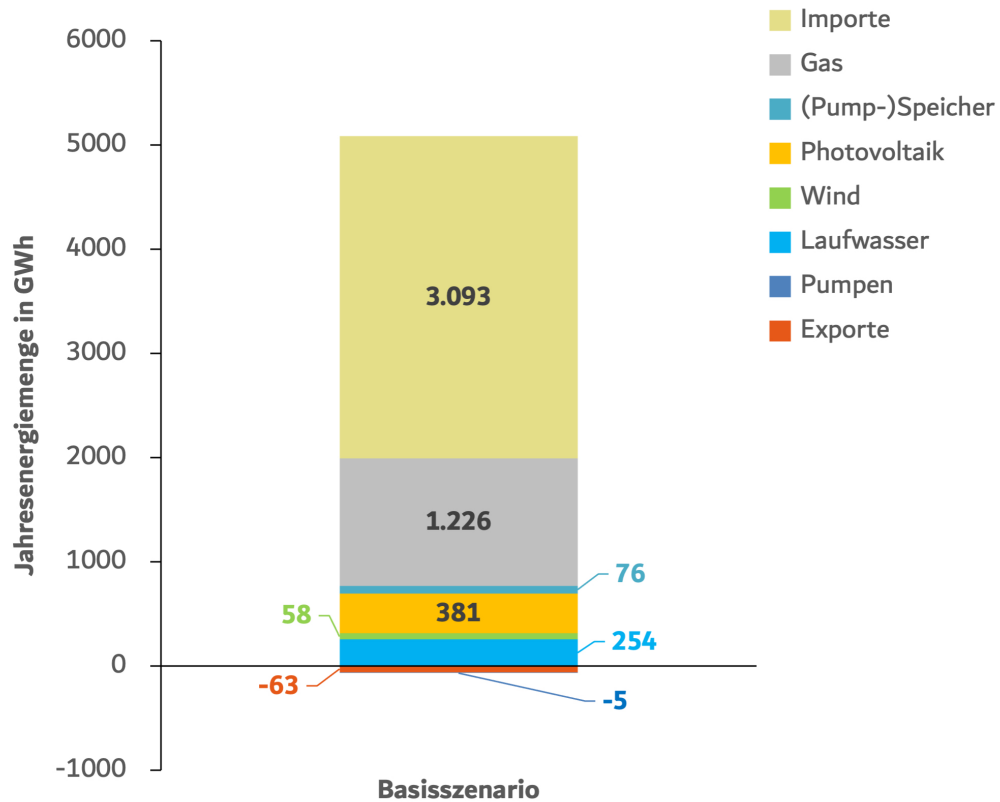


Abbildung 4.1: Jahresenergiemenge je Erzeugungstechnologie im Basisszenario.

Basisszenario		
Anteil Ern. Erzeugung	[%]	15
Anteil th. Erzeugung	[%]	24
Inst. PV-Leistung	[MW]	320
Inst. BESS-Leistung	[MW]	-
Inst. Wind-Leistung	[MW]	30

Tabelle 4.1: Übersicht der Modellergebnisse und Vorgaben des Basisszenarios im Jahr 2022.

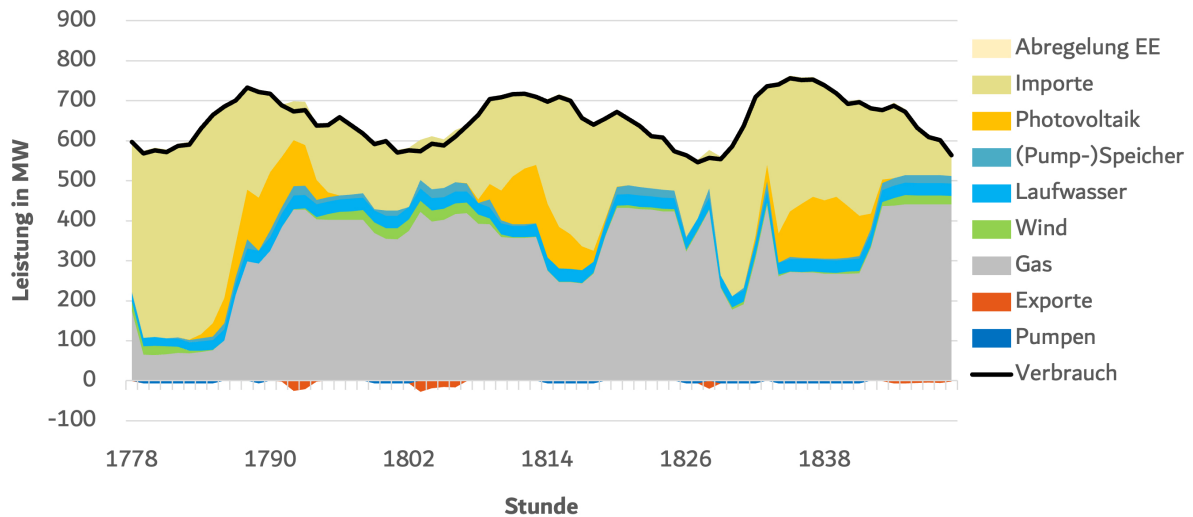


Abbildung 4.2: Stündliche Erzeugungsleistung je Technologie im Basisszenario.

Der große Anteil des GuD Timelkam ist auch bei Betrachtung der Erzeugung im zeitlichen Verlauf klar zu erkennen (Abbildung 4.2). Bei Vollast deckt Timelkam zeitweise fast den gesamten Verbrauch im System. Die installierte Photovoltaikleistung reicht nicht aus, um den Verbrauch des Systems in einer beliebigen Stunde vollständig zu decken.

Da für den ausgewählten Netzabschnitt im Teilnetz *Lambach* keine Daten zur Energieaufbringung je Erzeugungstechnologie verfügbar sind, entfällt der Vergleich mit real erzeugten Energiemengen zur Kalibrierung. Diese beschränkt sich auf eine Analyse des Kraftwerkseinsatzes des Modells. Die Berechnung des Modells führt zu keiner Abregelung von erneuerbaren Erzeugern und keinem Überlauf bei Wasserkraftwerken. In Abbildung 4.3 ist die real gemessene Erzeugungsleistung des GuDs Timelkam und der Einsatz im Modell dargestellt. Der Vergleich der Kurven zeigt einen fast identischen Einsatz des Kraftwerks im Modell und der Realität.

Die Abweichungen im Kraftwerkseinsatz ergeben sich aufgrund des Einflusses der Pump- und Speicherkraftwerke und Schwankungen in den vorgegebenen Zeitreihen. Da der Einsatz des GuDs Timelkam im Vergleich zur Erzeugung aus Speicherkraftwerken mit hohen variablen Kosten einhergeht, werden Pump- und Speicherkraftwerke bevorzugt eingesetzt. Dies führt dazu, dass das Gaskraftwerk im Modell in gewissen Zeiträumen mit geringerer Leistung erzeugt, als es in der Realität der Fall war. Da für die Berechnung konstante Netzverluste von 5% angenommen werden, diese in Realität aber z. B. von der Netzauslastung oder der Temperatur abhängig sind und somit nicht konstant sind, führt dies zu geringen Abweichungen, welche von den Kraftwerken im Modell ausgeglichen werden müssen. Die Abweichung der Jahresenergiemenge von Timelkam im Modell von der realen Erzeugung beträgt ungefähr 2%.

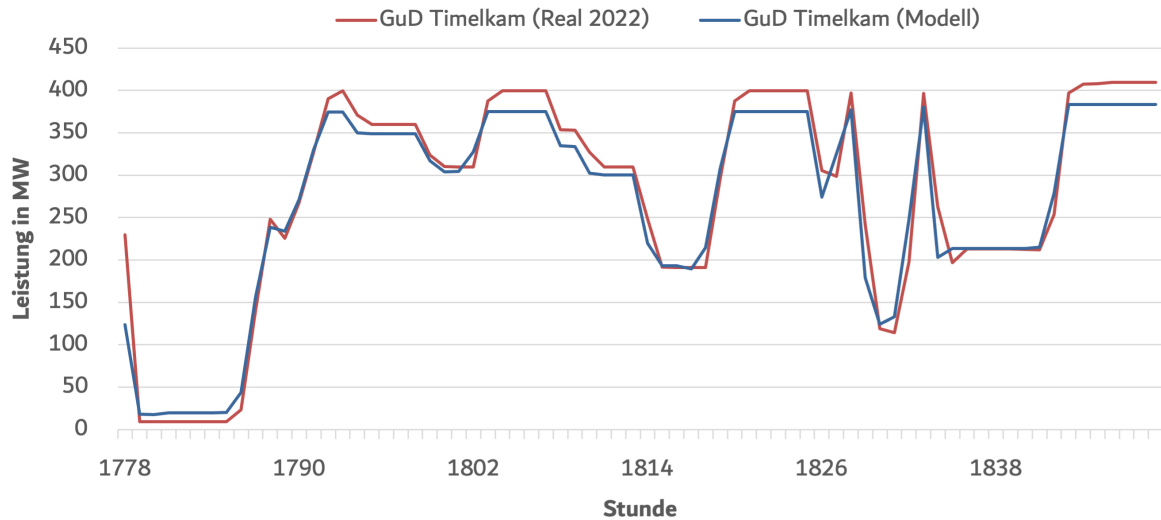


Abbildung 4.3: Vergleich des Einsatzes des GuDs Timelkam (Realität versus Modell).

Die Leitungen des Systems werden in keinem Zeitschritt stärker als 60% ausgelastet, daher wird angenommen, dass das System (n-1) sicher betrieben werden kann. Die am stärksten ausgelasteten Leitungen befinden sich um das UW Timelkam, welche in unterschiedlichen Zeitschritten mit bis zu 60% der Maximalleistung ausgelastet werden.

Aufgrund des beschriebenen Verhaltens des Modells und da keine signifikanten Abweichungen zu den realen Messwerten zu beobachten sind, wird keine weitere Kalibrierung vorgenommen und die Abbildung des Energiesystems als ausreichend genau angenommen.

4.2 Zukünftiges Szenario 2030

Auf Basis des kalibrierten Modells werden die Analysen der Fallstudien im zukünftigen Szenario durchgeführt. Im folgenden Kapitel werden die Resultate der Fallstudien diskutiert und analysiert. Die zugrundeliegenden Vorgaben und Definitionen sind Kapitel 3.3.8 zu entnehmen. Zuerst wird auf die Ergebnisse der Ausbauplanung bis zum Jahr 2030 eingegangen, welche den potenziellen Einsatz von BESS im Jahr 2022 untersucht. Weiterfolgend werden die Ergebnisse des Referenzszenarios beschrieben. Dieses dient als Vergleichsgrundlage für die weiteren Untersuchungen im Jahr 2030. Basierend auf dem Referenzszenario werden abschließend die Ergebnisse der Sensitivitätsanalysen bezüglich des Einsatzes von BESS im Jahr 2030 analysiert.

4.2.1 Ausbauplanung bis zum Jahr 2030

Im folgenden Kapitel werden die Ergebnisse der Fallstudie zur Ausbauplanung bis zum Jahr 2030 präsentiert und diskutiert. In dieser Fallstudie werden Untersuchungen zum Ausbau von Leitungen, Photovoltaik und Wind unter Berücksichtigung von BESS durchgeführt. Die Vorgaben der Investitionskosten und der installierten Erzeugerleistung entsprechen denen des Jahres 2022, wobei der prognostizierte Verbrauch des Jahres 2030 gedeckt werden muss (Kapitel 3.3.8.1). Dazu werden drei Analysen durchgeführt, welche sich anhand der Abregelung und der vorgegebenen installierten Leistung für PV und Wind unterscheiden. Zuerst werden allgemeine Ergebnisse der drei Analysen verglichen und in weiterer Folge auf Details einzelner Fälle eingegangen.

In keiner der Analysen kommt es zu einer Investition in BESS. Es kommt jedoch zu Investitionen in Leitungen und Transformatoren. Somit ist im Jahr 2022, unter den getroffenen Annahmen, kein wirtschaftlicher Einsatz von BESS möglich, weder für Energiehandel noch um Leitungsinvestitionen zu ersetzen¹⁵.

Verglichen mit dem Basisszenario ist die Energieaufbringung aus Erneuerbaren in der Fallstudie *Ausbauplanung bis zum Jahr 2030* deutlich höher (Tabelle 4.2). Dies ist auf den starken Anstieg der investierten bzw. installierten PV-Leistung zurückzuführen. Ist die Abregelung erneuerbarer Erzeuger erlaubt, werden die Investitionsoptionen für PV-Anlagen zur Gänze ausgeschöpft und führen somit zu fast identen Ergebnissen wie bei der Vorgabe der EAG-Ziele. Ohne Abregelung wird nur circa die Hälfte der möglichen PV-Investitionen getätigt, da die erzeugte Energie nur eingeschränkt exportiert werden kann und die Investition in Speicher zur zeitlichen Verschiebung der Energie nicht wirtschaftlich ist. Dies spiegelt sich auch im Anteil der erneuerbaren Erzeugung wider, welcher in diesem Fall nur 30% beträgt. Die möglichen Investitionen in Windkraftanlagen mit einer Gesamtleistung von 150 MW werden in beiden Fällen zur Gänze getätigt und es befinden sich somit 180 MW installierte Windleistung im System.

¹⁵Der Einsatz von BESS zur Bereitstellung von PRL kann wirtschaftlich sein, wird im Modell jedoch nicht berücksichtigt.

Ausbauplanung bis 2030		Ausbau mit Abr.	Ausbau ohne Abr.	EAG 2030 mit Abr. ¹⁶
Anteil Ern. Erzeugung	[%]	41	30	42
Anteil th. Erzeugung	[%]	13	13	13
Inst. + inv. PV-Leistung	[MW]	1 445	836	1 435
Inv. BESS-Leistung	[MW]	0	0	0
Inst. + inv. Wind-Leistung	[MW]	180	180	206

Tabelle 4.2: Übersicht der Modellergebnisse und Vorgaben der Fallstudien zur Ausbauplanung bis zum Jahr 2030.

In Abbildung 4.4 sind die Jahresenergiemengen je Erzeugungstechnologie dargestellt. Der Ausbau mit Abregelung führt zu annähernd gleichen Ergebnissen wie die Vorgabe der EAG-Ziele als installierte Leistung. Diese unterscheiden sich nur anhand der investierten und installierten erneuerbaren Erzeugungsleistung, was zu geringen Abweichungen im Erneuerbaren-Anteil und der Jahresenergiemengen der Erzeugungstechnologien führt. In beiden Analysen sinkt die Menge der importierten Energie auf circa 2 500 GWh ab, wobei die Erzeugung von Photovoltaik auf circa 1 600 GWh ansteigt. Die Erzeugung aus Gaskraftwerken sinkt in allen drei Analysen auf ungefähr die Hälfte der des Jahres 2022 ab. Das PSKW Ebensee führt zu einer starken Zunahme der Erzeugung aus Pump- und Speicherkraftwerken, aber auch der zum Pumpen benötigten Energie.

¹⁶Die Höhe der investierten und installierten Wind- und PV-Leistung der Fallstudien *Ausbau mit Abregelung* und *EAG 2030 mit Abregelung* weichen voneinander ab, da die Investitionskandidaten je Knoten auf 5 MW Einheiten gerundet vorgegeben werden und die Gesamtleistung somit von der prognostizierten, installierten Leistung abweicht.

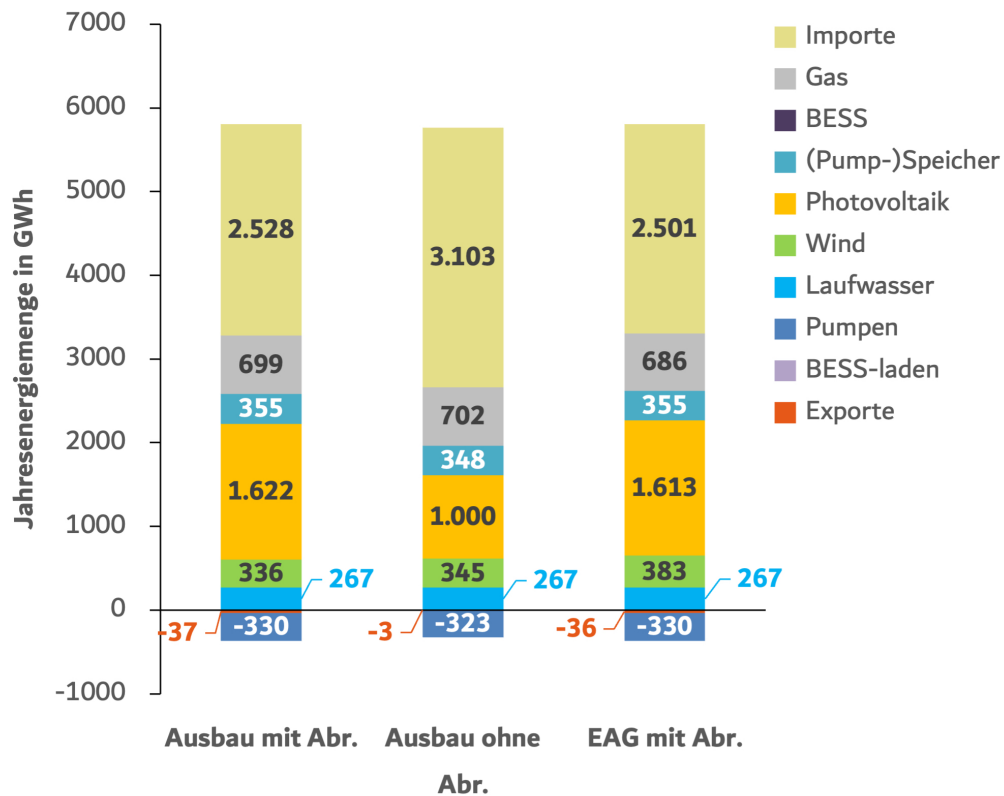


Abbildung 4.4: Jahresenergiemenge je Erzeugungstechnologie bei der Untersuchung der Ausbauplanung bis 2030.

In allen drei Analysen kommt es zu Investitionen in Leitungen und Transformatoren, welche genauer untersucht werden. Die getätigten Investitionen in den Netzausbau sind in Tabelle 4.3 eingetragen. Der Zubau der Transformatoren in Lambach, Lengau und Roßbach ist auf die Einbindung von Wind und Photovoltaikanlagen zurückzuführen. Im Vergleich zu den anderen beiden Analysen kommt es unter der Annahme, dass keine Abregelung erlaubt ist, in Roßbach und Lambach zu keinen Investitionen in Transformatoren, da weniger PV-Leistung zugebaut wird.

In allen Analysen werden die Investitionen in die Leitungen zwischen *Steyrermühl - Traunfall* und *Strobl - Pfandl* getätigt. Die maximale Belastung der Leitung *Steyrermühl - Traunfall* tritt in einer Stunde mit hohen Importen und hoher Erzeugung aus PV auf. Zusätzlich befindet sich das PSKW Ebensee im Pumpbetrieb. Dadurch ergibt sich ein Lastfluss vom Knoten Lambach über Traunfall und Ohlsdorf bis zum Knoten Ebensee. Da dieser Lastfluss die (n-1)-sichere Leitungskapazität übersteigt, wird in den Tausch des Leiterseils investiert. Die Investition in den Abschnitt *Steyrermühl - Ohlsdorf* wird nicht getätigt, da aufgrund des Verbrauchs am Knoten Steyrermühl der Lastfluss nach Ohlsdorf abnimmt. Die Verstärkung der Leitung zwischen Strobl und Pfandl ist auf den Betrieb des PSKW Ebensee und die Leistungsbereitstellung an den Knoten Steeg und Bad Aussee zurückzuführen. Bei Pumpbetrieb in Ebensee wird die benötigte Leistung zum Großteil vom Knoten Gmunden bereitgestellt und ein kleiner Anteil vom Knoten Steinkogl. Somit muss der Verbrauch der Knoten Steinkogl, Pfandl, Steeg und Bad Aussee vom Knoten Strobl versorgt werden. Aufgrund dieser Leistungsanforderung kommt es zu der Investition der Leitung *Strobl - Pfandl*.

Leitungsinvestition		Trafoinvestition
Ausbau mit Abregelung	Steyrermühl - Traunfall Strobl - Pfandl	Lambach Lengau Roßbach Rottenbach St. Georgen Wagenham
Ausbau ohne Abregelung	Steyrermühl - Traunfall Strobl - Pfandl	Lengau Rottenbach St. Georgen Wagenham
EAG mit Abregelung	Steyrermühl - Traunfall Strobl - Pfandl	Lambach Lengau Roßbach Rottenbach St. Georgen Wagenham

Tabelle 4.3: Übersicht der Leitungs- und Transformatorinvestitionen der Fallstudien zur Ausbauplanung bis zum Jahr 2030.

4.2.2 Referenzszenario 2030 ohne Batteriespeicher

Im Folgenden wird das Referenzszenario für das Jahr 2030 untersucht, das die Vergleichsbasis für die weiteren Fallstudien im zukünftigen Szenario darstellt. In dieser Fallstudie entspricht der Netzausbau dem des Jahres 2030 und es wird ebenfalls die prognostizierte installierte Leistung von Wind und PV für das Jahr 2030 exogen vorgegeben. Zusätzlich werden Investitionen in Photovoltaikanlagen und den Leiterseiltausch ermöglicht, jedoch keine Investitionen in BESS. Die Abregelung volatiler erneuerbarer Erzeuger ist uneingeschränkt erlaubt.

Aufgrund der Investitionen in Photovoltaikanlagen steigt der Anteil der erneuerbaren Energie im Vergleich zum Jahr 2022, aber auch zur Fallstudie *Ausbauplanung ab 2030*, deutlich an. Trotz einer Abregelung von 18% werden 49% des gesamten Verbrauchs durch erneuerbare Quellen gedeckt. Der Anteil thermischer Erzeuger beträgt 12%.

Referenzszenario 2030		
Anteil Ern. Erzeugung	[%]	49
Anteil th. Erzeugung	[%]	12
Inst. + inv. PV-Leistung	[MW]	2 106
Inv. BESS-Leistung	[MW]	-
Inst. Wind-Leistung	[MW]	206

Tabelle 4.4: Übersicht der Modellergebnisse und Vorgaben des Referenzszenarios in 2030.

Im Referenzszenario wird in Photovoltaikanlagen und Transformatoren investiert. Die Investitionen belaufen sich bei PV-Anlagen auf 670 MW zusätzlicher Leistung, was einem Drittel der prognostizierten installierten Leistung des Jahres 2050 entspricht. Somit befinden sich insgesamt rund 2 100 MW PV-Leistung im System (Tabelle 4.4).

Investitionen in Transformatoren werden in den Umspannwerken Lengau und Roßbach getätigt, was auf die Integration der Photovoltaikanlagen, aber auch auf die installierte Windleistung zurückzuführen ist.

Zu Leitungsinvestitionen kommt es in dieser Fallstudie nicht, da keine Leitung im Betrieb überlastet wird, weil volatile erneuerbare Erzeuger beliebig abgeregelt werden können. Der prognostizierte Verbrauch für das Jahr 2030 führt ebenfalls nicht zu Leitungsinvestitionen. Zum Beispiel ist die Leitung *Lengau - Mattighofen* maximal mit 34% der Leitungskapazität belastet, trotz maximaler Windeinspeisung am Knoten *Lengau*.

In Abbildung 4.5 sind die Jahresenergiemengen der Energieaufbringung, des Exports und der gespeicherten Energie dargestellt. Die Importe sinken im Vergleich zum Jahr 2022 um circa 1 000 GWh. Dies ist primär auf zusätzliche Photovoltaikenergie zurückzuführen, welche aufgrund der investierten Leistung deutlich höher ist als im Jahr 2022 bzw. der Ausbauplanung bis 2030.

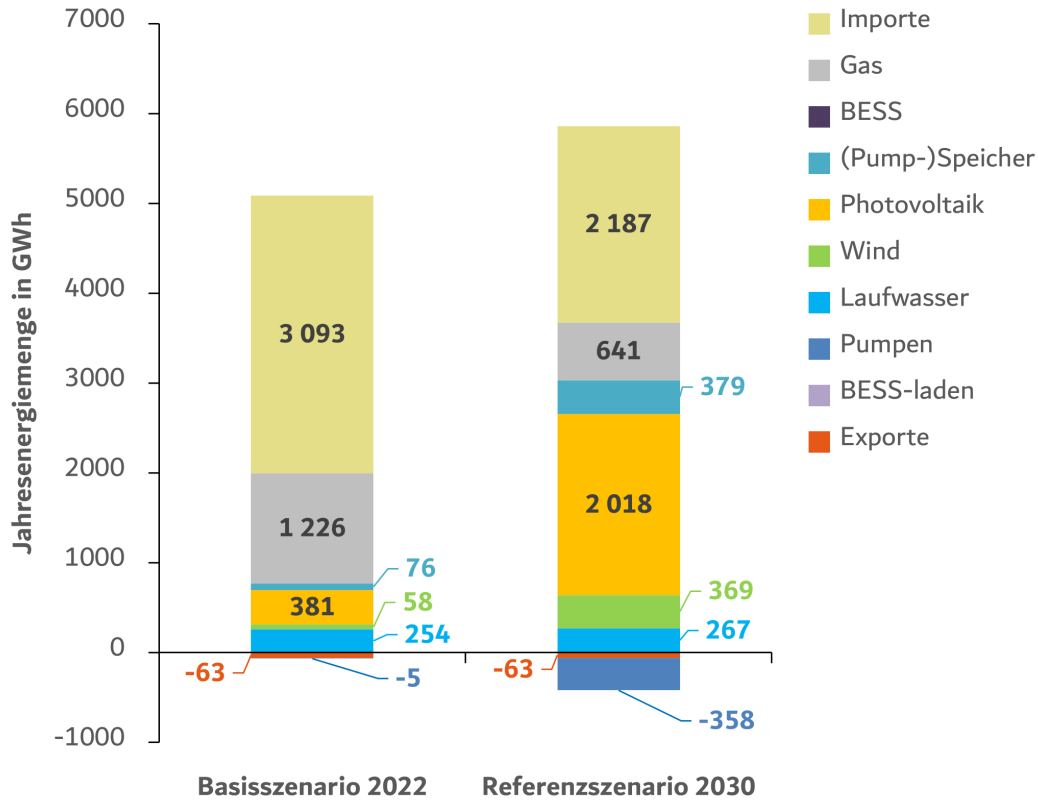


Abbildung 4.5: Jahresenergiemenge je Erzeugungstechnologie des Referenzszenarios im Jahr 2030 und des Basisszenarios im Jahr 2022.

Abbildung 4.6 zeigt den stündlichen Einsatz der Erzeugungstechnologien für einen Zeitraum von 72 Stunden. In den Monaten mit hoher Photovoltaikerzeugung ergibt sich der typische Erzeugereinsatz wie dargestellt. In den Nachmittagsstunden wird mehr Leistung erzeugt als verbraucht und es kommt entweder zur Einspeicherung im Pumpspeicherkraftwerk Ebensee, zu Exporten oder zur Abregelung. In den Morgen- und Abendstunden wird Ebensee wieder entladen, um teure Importe zu vermeiden. Das Pumpspeicherkraftwerk erreicht somit circa 160 vollständige Lade- und Entladezyklen im betrachteten Zeitraum eines Jahres. Fehlende Energie wird hauptsächlich durch Importe abgedeckt. Das GuD Timelkam wird nur in jenen Stunden eingesetzt, in denen es teurer wäre, Energie zu importieren. Dies ist in 971 der 8760 Stunden der Fall¹⁷.

¹⁷Die Bereitstellung von Primärregelleistung wird in den Berechnungen nicht berücksichtigt.

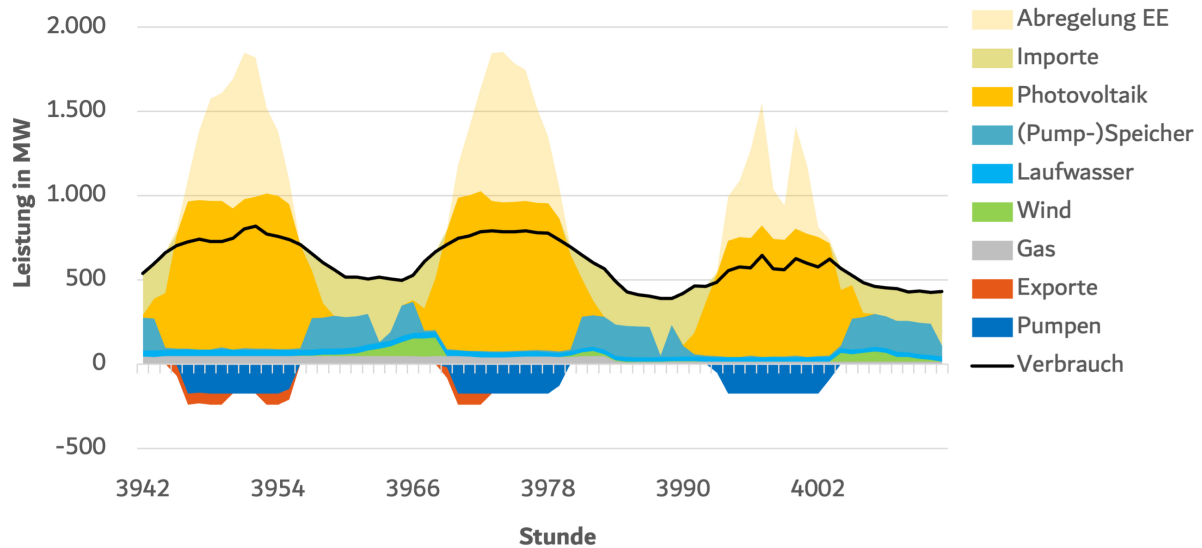


Abbildung 4.6: Stündliche Erzeugungsleistung je Technologie im Jahr 2030 ohne Batteriespeicher.

Die Ergebnisse des Referenzszenarios dienen primär als Vergleichsbasis für die weiteren Fallstudien im Jahr 2030. Dennoch zeigen sie, dass bei erlaubter Abregelung zusätzliche Photovoltaikenergie in das System integriert und somit fast die Hälfte des Verbrauchs erneuerbar gedeckt werden kann.

4.2.3 Optimales Energy-to-Power-Ratio von BESS

Aufbauend auf dem Referenzszenario wird in dieser Fallstudie die optimale Speicherdauer von BESS untersucht. Dazu werden Investitionen in BESS im Modell ermöglicht und deren Einsatz wird einerseits bei der Vorgabe der maximalen Jahresenergiemenge der Im- und Exporte und andererseits bei Vorgabe eines stündlichen Maximums untersucht. Die Abregelung von volatilen Erzeugern ist ohne Einschränkung möglich.

Unter der Vorgabe der maximalen Jahresenergiemenge für Im- und Export kommt es bei den angenommenen Kosten für BESS für das Jahr 2030 (Tabelle 2.2) zu keiner Investition in Batteriespeicher. Werden die Investitionskosten von BESS im Sinne einer Sensitivitätsanalyse in 5%-Schritten verringert, kommt es bei einer Reduktion von 10% zur Investition von 31 MW (Tabelle 4.5). Es werden ausschließlich BESS mit einem Energy-to-Power-Ratio von 5 Stunden errichtet. Die Batteriespeicher werden wie das PSKW Ebenesee hauptsächlich dazu eingesetzt, PV-Energie aufzunehmen und in den Abend- und Morgenstunden wieder abzugeben, wobei sie in einem Jahr 276 Vollladezyklen durchlaufen.

Analyse der Speicherdauer		Vorgabe der Jahresenergiemenge	stünd. max. Importvorgabe
Anteil Ern. Erzeugung	[%]	48	48
Anteil th. Erzeugung	[%]	12	16
Inst. + inv. PV-Leistung	[MW]	2 158	2 307
Inv. BESS-Leistung	[MW]	31 ¹⁸	116
Inst. Wind-Leistung	[MW]	206	206

Tabelle 4.5: Übersicht der Modellergebnisse zur optimalen Speicherdauer von BESS im Jahr 2030 bei unterschiedlichen Import/Export-Vorgaben.

In Abbildung 4.7 sind jene Knoten dargestellt, an denen BESS unter der Vorgabe der Jahresenergiemenge der Im- und Exporte errichtet werden. Auffällig ist, dass BESS ausschließlich rund um den Knoten Mattighofen errichtet werden. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Leitungen zwischen Mattighofen und Ried einen Engpass der Leitungskapazität darstellen und häufig stark belastet sind. Konkret ist die Leitung *Mattighofen - Ried* im Referenzszenario in 118 Stunden zu 60% ausgelastet. Die Anzahl der Stunden steigt in der Fallstudie zur Speicherdauer auf 678 Stunden an. Somit kann die Leitung gleichmäßiger und effizienter genutzt werden. Zu einer Investition in einen Leiterseiltausch kommt es jedoch nicht.

¹⁸Investitionskosten um 10% reduziert

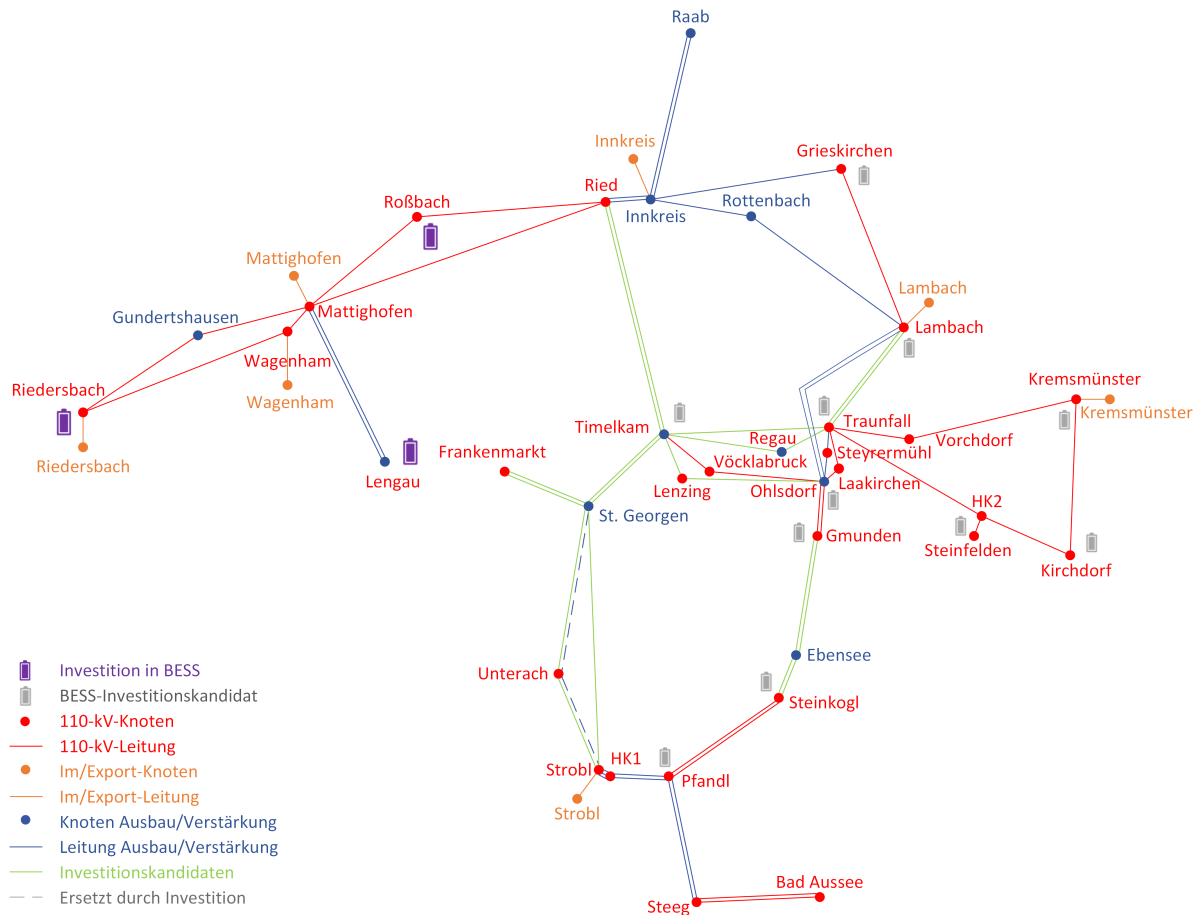


Abbildung 4.7: Knoten, an denen BESS bei der Untersuchung der optimalen Speicherdauer errichtet werden. (Die Lage der Umspannwerke entspricht der geografischen Lage. Die Leitungen sind nur Verbindungslinien und weichen zum Teil wesentlich vom geografischen Verlauf und der tatsächlichen Länge ab.)

Wird ein stündliches Maximum für Im- und Export vorgegeben, kommt es zu einer deutlich höheren Investition von BESS als unter der Vorgabe der maximalen Jahresenergiemenge. Die Investitionskosten entsprechen dabei den Annahmen aus der Literatur und wurden nicht angepasst. Zusätzlich zu den in Abbildung 4.7 gezeigten Knoten werden BESS an den Knoten Timelkam und Lambach errichtet. Somit werden die eingeschränkten stündlichen Importe durch das GuD Timelkam, das PSKW Ebensee, die PV-Erzeugung und den BESS kompensiert. Verglichen mit dem Basisszenario kann trotz der Einschränkung der Importe, der Anteil der thermischen Erzeuger gesenkt werden – bei gleichem Anteil der Erneuerbaren und insgesamt geringeren Importen.

Die Ergebnisse der Fallstudie *Optimales Energy-to-Power-Ratio von BESS* zeigen, dass unter den getroffenen Annahmen eine Speicherdauer der BESS von 5 h die kostenoptimale Investition darstellt. Bei flexiblen Im- und Exportmöglichkeiten können BESS bei den erwarteten Kosten aus der Literatur zu keiner Reduktion der Gesamtsystemkosten beitragen. Erst ab einer Reduktion der Investitionskosten um 10% ist das der Fall. Bei einer eingeschränkteren Vorgabe der Im- und Exporte werden BESS ohne Kostenreduktion errichtet. Das zeigt, dass BESS einen Teil der im System benötigten Flexibilität bereitstellen können.

4.2.4 Kosten der Tiefenentladung

Basierend auf der vorangegangenen Fallstudie, werden in dieser Untersuchung zusätzlich die Kosten der Tiefenentladung von BESS berücksichtigt. Dazu werden im Modell die Nebenbedingungen 3.37 bis 3.40 aktiviert. Anders als in der vorherigen Fallstudie werden nur Batteriespeicher mit einer Speicherdauer von 5 Stunden als Investitionskandidaten zur Verfügung gestellt. Die Untersuchung wird bei Vorgabe der Jahresenergiemenge sowie der stündlichen Maxima für Im- und Exporte und erlaubter Abregelung volatiler Erzeuger durchgeführt.

Die Fallstudie weist ähnliche Ergebnisse auf, wie die Fallstudie der Speicherdauer von BESS. Dies ist auf die fast identischen Vorgaben der beiden Analysen zurückzuführen. Bei der Vorgabe der stündlichen Importe wird eine geringere Leistung von BESS zugebaut, als bei nicht berücksichtigen der Tiefenentladungskosten (Tabelle 4.6). Die Positionierung von BESS ist ident zu den in Abbildung 4.7 gezeigten Knoten. Bei der Vorgabe der Jahresenergiemenge der Importe kommt es jedoch zu keiner Investition in BESS, trotz einer Reduktion der Investitionskosten von 10%.

Kosten der Tiefenentladung		Vorgabe der Jahresenergiemenge	stünd. max. Importvorgabe
Anteil Ern. Erzeugung	[%]	49	49
Anteil th. Erzeugung	[%]	12	16
Inst. + inv. PV-Leistung	[MW]	2 131	2 238
Inv. BESS-Leistung	[MW]	0 ¹⁹	71
Inst. Wind-Leistung	[MW]	206	206

Tabelle 4.6: Übersicht der Modellergebnisse und Vorgaben der Fallstudie *Kosten der Tiefenentladung* im Jahr 2030.

Der Einsatz des BESS in Roßbach bei der stündlichen Importvorgabe ist in Abbildung 4.8 dargestellt. Dieser wird marktgetrieben und netzdienlich eingesetzt, wobei primär PV-Energie eingespeichert wird. Fallweise wird er auch dazu genutzt, Windenergie zeitlich zu verschieben, wobei in diesem Beispiel hauptsächlich die Preisunterschiede ausschlaggebend sind, da es im System zu keinem Energieüberschuss kommt und die Netzkomponenten nicht überlastet sind.

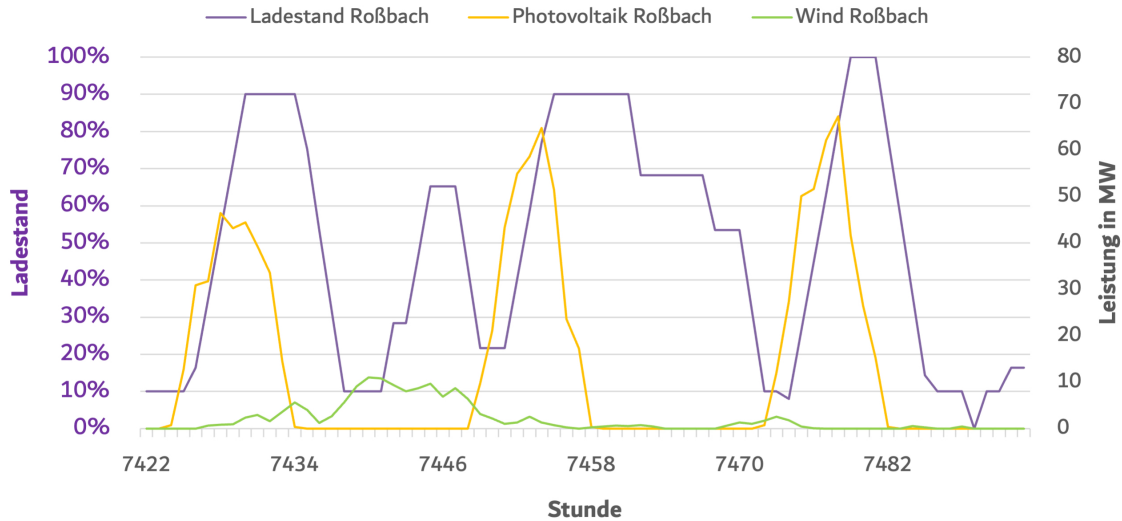


Abbildung 4.8: Ladestand des BESS sowie die PV- und Winderzeugung am Knoten Roßbach.

Analysiert man die Auswirkungen der Kosten der Tiefenentladung anhand des Verlaufs des Ladestandes des BESS in Roßbach, wird ersichtlich, dass der Speicher meist so betrieben wird, dass sich der Ladestand zwischen 10 und 90% befindet (Stunde 7422 bis 7473). In manchen Stunden wird die vollständige Kapazität genutzt. Beispielsweise wird er in den Stunden 7480 bis 7482 vollständig geladen und in der Stunde 7489 vollständig entladen. In beiden Fällen werden diese Ladestände jeweils nur über eine oder wenige Stunden gehalten. Das Ergebnis legt nahe, dass die Kosten einer Folgeinvestition in der Betriebsweise der Speicher berücksichtigt werden sollten. Abhängig davon, ob der Speicher marktgetrieben oder netzdienlich eingesetzt wird, sollte bewertet werden, ob die zusätzlichen Kosten einer Tiefenentladung einen wirtschaftlichen Vorteil bieten. Bei einem marktgetriebenen Betrieb müssten höhere Profite durch Energiearbitrage erzielt werden, als die Tiefenentladung kostet. Bei einem netzdienlichen Betrieb sollte die kostengünstigste netz-entlastende Maßnahme gewählt werden, also z. B. Tiefenentladung des Speichers, Abregelung volatiler Erzeuger, ein Redispatch oder ein Mix mehrerer Maßnahmen²⁰.

¹⁹Investitionskosten um 10% reduziert

²⁰Dies setzt voraus, dass die Maßnahmen mit Kosten belegt sind, von einem Betreiber getragen werden und dieser die Entscheidung darüber hat.

Die Fallstudie *Kosten der Tiefenentladung* zeigt, dass es bei Bepreisung der Ladestände (im Sinne einer Folgeinvestition) zu einer verringerten gesamtsystemkostenoptimalen Investition in BESS kommt. Dennoch führt, zumindest im Fall der stündlichen Im- und Exportvorgaben, die Investition der BESS zu einer Reduktion der Gesamtsystemkosten.

4.2.5 Abregelung volatiler Erneuerbarer

In der dritten und letzten Sensitivitätsanalyse zum Einsatz von BESS, wird die Flexibilität durch Abregelung untersucht. Die Analyse wird in zwei Berechnungen durchgeführt, wobei einmal keine Abregelung erlaubt wird und einmal bis zu 5% der potenziell erzeugbaren Energie aus volatilen erneuerbaren Erzeugern abgeregelt werden kann. Die Im- und Exporte werden dabei nur als maximale Jahresenergiemenge vorgegeben und es werden BESS mit einer Speicherdauer von 5 h zur Verfügung gestellt (Kapitel 3.3.8.5).

Im Referenzszenario wird bei erlaubter Abregelung ein Erneuerbaren-Anteil von 49% erreicht (Tabelle 4.4). Wird die Abregelung eingeschränkt, sinkt der Anteil Erneuerbarer im System auf 42 bzw. 43% ab (Tabelle 4.7). Um die vorgegebene installierte PV-Leistung in das System integrieren zu können, ist es notwendig, BESS mit einer Leistung von 545 MW bzw. 18 MW (bei einer Speicherdauer von 5 h) zu errichten. Infolgedessen steigen die Gesamtsystemkosten, wenn keine Abregelung erlaubt ist, auf 327 Mio.€²¹, was in etwa 10% höheren Kosten, als bei 5% Abregelung (302 Mio.€), entspricht.

Abregelung		0%	5%
Anteil Ern. Erzeugung	[%]	42	43
Anteil th. Erzeugung	[%]	12	12
Inst. + inv. PV-Leistung	[MW]	1 434	1 509
Inv. BESS-Leistung	[MW]	545	18
Inst. Wind-Leistung	[MW]	206	206

Tabelle 4.7: Übersicht der Ergebnisse und Vorgaben der Fallstudie *Abregelung volatiler Erneuerbarer*.

²¹Kosten dienen nur zum Vergleich der Fallstudien und repräsentieren keine realen Kosten.

Durch die Einschränkung der Abregelung fallen die Investitionen in Photovoltaikanlagen deutlich geringer aus als im Referenzszenario. Ist keine Abregelung erlaubt, werden keine zusätzlichen PV-Anlagen errichtet; bei 5% erlaubter Abregelung wird eine PV-Leistung von 75 MW zugebaut. Die geringe installierte PV-Leistung führt in beiden Fällen zu einem geringeren Anteil der PV-Erzeugung und einem höheren Importanteil im System (Abbildung 4.9). Im Falle keiner Abregelung wird mehr Energie importiert, als bei 5% Abregelung. Dies ist darauf zurückzuführen, dass bei der Zwischenspeicherung in BESS insgesamt Verluste in Höhe von 138 GWh anfallen. Diese Verlustenergie muss ebenfalls aufgebracht werden und wird zum Großteil durch Importe gedeckt.

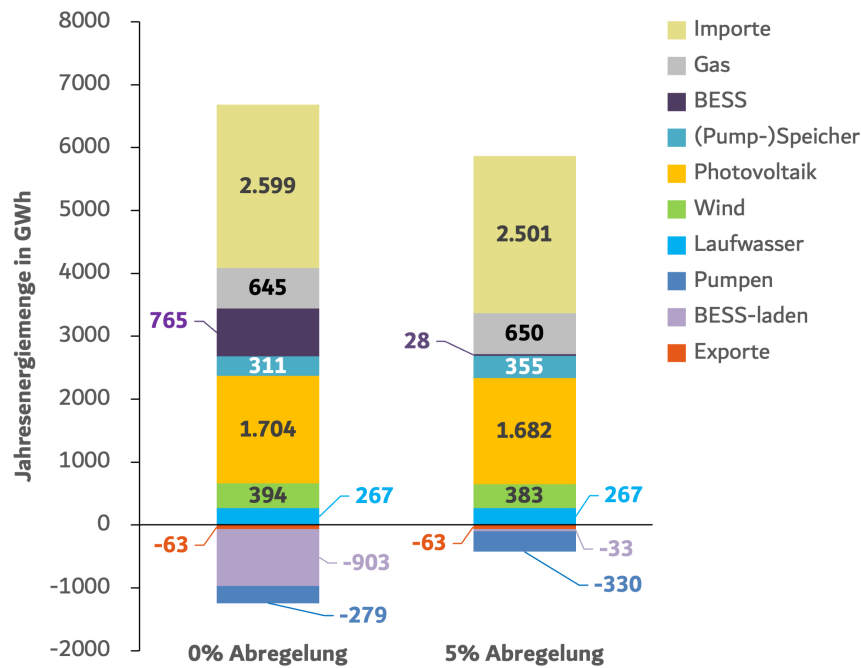


Abbildung 4.9: Jahresenergiemengen je Erzeugungstechnologie bei 0% bzw. 5% Abregelung im Jahr 2030.

In beiden Fällen wird kein Leiterseiltausch durchgeführt. Zu einer Leitungsüberlastung kommt es nur im Fall mit 5% Abregelung bei der Leitung zwischen Kremsmünster und Kirchdorf. In beiden Untersuchungen werden Investitionen in Transformatoren an den Knoten Lengau und Roßbach getätigt. Bei 5% erlaubter Abregelung wird zusätzlich am Knoten Timelkam in Transformatorleistung investiert.

Analysiert man die Investitionsentscheidung der Batteriespeicher im Vergleich mit der installierten Wind- bzw. Photovoltaikleistung wenn keine Abregelung erlaubt ist, zeigt sich, dass die installierte Erzeugungsleistung die Investition bzw. Kapazität eines Speichers nur bedingt beeinflusst (Abbildung 4.10)²². So wird beim Umspannwerk Ohlsdorf ein Batteriespeicher errichtet, welcher eine höhere Leistungskapazität aufweist, als die installierte Photovoltaikleistung. Am Umspannwerk Timelkam hingegen, kommt es zu keiner Investition in Batteriespeicher trotz einer hohen installierten Photovoltaikleistung von 104 MW. Hier sei nochmals erwähnt, dass an jedem Umspannwerk ebenfalls die Option existiert einen Transformator zu errichten.

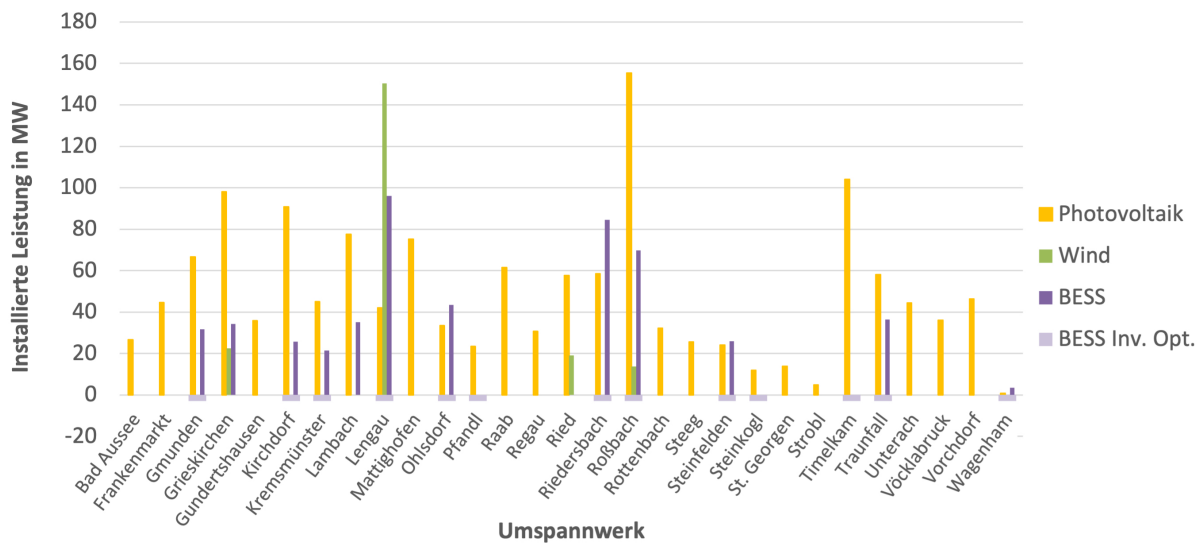


Abbildung 4.10: Installierte Erzeugungs- bzw. Speicherleistung je Umspannwerk ohne Abregelung.

Eine genauere Betrachtung der abgeregelten PV-Energie bei 5% erlaubter Abregelung am Knoten Timelkam zeigt, dass nur in 100 der 8760 Stunden abgeregelt wird (Abbildung 4.11). Die installierte Leistung am Knoten beträgt 104 MW, wobei maximal 94 MW abgeregelt werden, was fast der gesamten installierten Leistung entspricht. Betrachtet man die gesamte Energiemenge werden circa 4 GWh von 126 GWh theoretischer Erzeugung an diesem Knoten abgeregelt, was einer abgeregelten Energiemenge von 3% entspricht. Eine mögliche Nutzung der abgeregelten Energie gestaltet sich schwierig, da z. B. ein Elektrolyseur mit weniger als 100 Volllaststunden pro Jahr wohl kaum wirtschaftlich betrieben werden kann.

²²Es ist zu beachten, dass nicht bei jedem Umspannwerk eine Investitionsoption für BESS zur Verfügung steht (vgl. Abbildung 3.8).

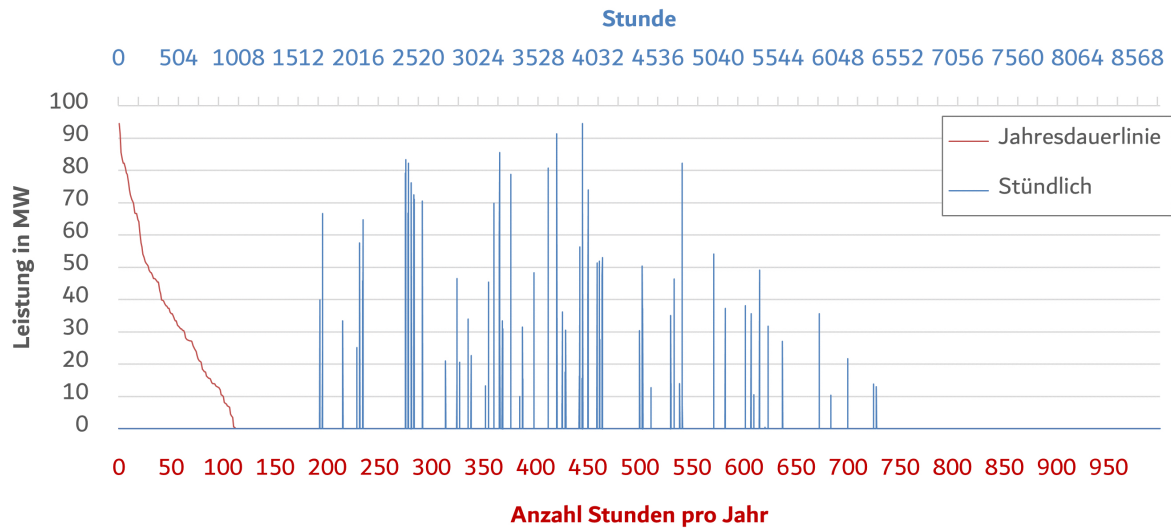


Abbildung 4.11: Abgeregelte Leistung am Knoten Timelkam bei 5% Abregelung als chronologischer Verlauf und Dauerlinie.

Der Vergleich von Abbildung 4.5 (Abregelung uneingeschränkt zulässig) und Abbildung 4.9 (Abregelung untersagt oder nur eingeschränkt zulässig) zeigt, dass durch Abregelung (im untersuchten Netzbereich und unter den getroffenen Annahmen) der Anteil Erneuerbarer gesteigert werden kann. Wird keine Abregelung zugelassen, müssen BESS errichtet werden um die überschüssige PV-Energie aufzunehmen, was zu höheren Gesamtsystemkosten führt. Abregelung zu erlauben, stellt somit eine kostengünstige Möglichkeit dar, erneuerbare Energie in das System zu integrieren und sollte neben BESS als Flexibilitätsoption in Betracht gezogen werden.

4.2.6 Technologieneutrale Ausbauplanung ab 2030

Bei der technologieneutralen Ausbauplanung ab 2030 werden neben den Investitionsoptionen für Photovoltaikanlagen ebenfalls welche für Windkraftanlagen zur Verfügung gestellt. Die Berechnungen werden jeweils mit und ohne Abregelung durchgeführt.

Diese Vorgaben führen dazu, dass die Windkraftinvestitionen (unabhängig von Abregelung) vollständig ausgeschöpft werden und somit zusätzlich 240 MW an Windleistung errichtet wird. Insgesamt befinden sich somit 446 MW installierter Windleistung im System (Tabelle 4.8). Dies führt in beiden Fällen zu einem höheren Anteil erneuerbarer Energie im System. Gleichzeitig sind die Gesamtsystemkosten in beiden Fällen um circa 10% geringer, als in den Fallstudien ohne zusätzliche Windinvestitionen. Die Reduktion der Gesamtsystemkosten ist auf die günstigeren Stromgestehungskosten der Windkraftanlagen zurückzuführen.

Ausbau ab 2030		Mit Abregelung	Ohne Abregelung
Anteil Ern. Erzeugung	[%]	55	49
Anteil th. Erzeugung	[%]	11	11
Inst. + inv. PV-Leistung	[MW]	2 021	1 435
Inv. BESS-Leistung	[MW]	0	528
Inst. + inv. Wind-Leistung	[MW]	446	446

Tabelle 4.8: Übersicht der Ergebnisse der technologieneutralen Ausbauplanung ab 2030.

Im Fall mit Abregelung werden wiederum keine Investitionen in BESS getätigt; ohne Abregelung ist die Höhe der investierten BESS-Leistung vergleichbar mit jener in der Fallstudie *Abregelung volatiler Erneuerbarer* (545 MW), was auf die Leistungsspitzen der installierten Photovoltaikanlagen zurückzuführen ist. Zu einer Investition in Leitungen kommt es bei dieser Fallstudie nicht.

Aufgrund der zusätzlichen Windleistung im System ändert sich der Einsatz der BESS. In den windstarken Wintermonaten mit geringer PV-Erzeugung wird vermehrt Windenergie eingespeichert, als in anderen Fallstudien.

Die Ergebnisse der Fallstudie *Technologieneutrale Ausbauplanung ab 2030* zeigen, dass trotz einer doppelt so hohen installierten Windleistung, als in den anderen Fallstudien, BESS nicht dazu beitragen können, die Gesamtsystemkosten zu senken, wenn Abregelung erlaubt ist. Dennoch wird aufgezeigt, dass die Integration zusätzlicher Windenergie möglich ist, der Anteil erneuerbarer Energie gesteigert wird und die Gesamtsystemkosten gesenkt werden können.

4.2.7 Photovoltaikzubau

Bei den Ergebnissen der Fallstudie *Photovoltaikzubau* liegt der Fokus primär auf dem Vergleich der Leitungs- und BESS-Investitionen. Ein Vergleich des Anteils Erneuerbarer oder der Gesamtsystemkosten mit den Ergebnissen der anderen Fallstudien wird nicht gezogen, da die Vorgaben keinen sinnvollen Vergleich zulassen.

Wie in der Definition der Fallstudie schon erwähnt, kommt es unter diesen Vorgaben zu einigen Leitungsinvestitionen, einerseits von geplanten Projekten, aber auch von zusätzlich hinzugefügten Investitionsoptionen. Aufgrund der Berechnung als *rMIP*, wird nicht bei allen Leitungen die vollständige Kapazität zugebaut, sondern nur die benötigte Kapazität, um die Leitung nicht zu überlasten. Dies ist beim Vergleich mit den BESS-Investitionen relevant.

Werden bei den gleichen Vorgaben Investitionsoptionen für BESS hinzugefügt, werden an zwei Umspannwerken BESS mit einer Gesamtleistung von 33 MW und einer Speicherdauer von 5 h errichtet. Am Umspannwerk Roßbach werden 8 MW und am Umspannwerk Timelkam 25 MW BESS-Leistung zugebaut. Aufgrund dieser Speicher sinken die Investitionen²³ in angrenzende Leitungen in der Größenordnung der Speicherleistung. Es kann jedoch keine Leitungsinvestition vollständig ersetzt oder aufgeschoben werden. Weiters ist zu beachten, dass die BESS errichtet werden, um die Gesamtsystemkosten zu senken. Das bedeutet, sie werden eingesetzt, um die Energiekosten und Netzinvestitionskosten zu minimieren.

Die Fallstudie *Photovoltaikzubau* zeigt, dass es bei bestimmten Gegebenheiten sinnvoll sein kann, einen BESS zu errichten und gleichzeitig eine geringe Leitungskapazität zu installieren. In den Modellberechnungen kann die investierte Leitungskapazität gesamtsystemkostenoptimal gewählt werden. In der Praxis wäre der Einsatz von BESS zur Verzögerung des Netzausbaus nur dann sinnvoll, wenn das Verhältnis von zusätzlich benötigter Leitungskapazität zu einer realen Leitungsinvestition gering ist.

²³Aufgrund der Berechnung als *rMIP* kann die installierte Leitungskapazität beliebig zwischen 0 und 100% gewählt werden.

5 Zusammenfassung und Ausblick

In der vorliegenden Arbeit wurde die Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichern als Möglichkeit zum Aufschub des Netzausbaus und der Integration erneuerbarer Energie untersucht. Dazu wurde ein Netzabschnitt des 110-kV-Teilnetzes Lambach (Oberösterreich) im Low-carbon Expansion Generation Optimization Modell abgebildet und techno-ökonomische Analysen durchgeführt. Die Analysen umfassen die gesamtsystemkostenoptimale Ausbauplanung von erneuerbaren Erzeugungsanlagen, Batteriespeichern und der 110-kV-Netzinfrastuktur unter Aspekten wie der Flexibilität von Im- und Exporten und Abregelung Erneuerbarer.

Die Ergebnisse der Fallstudien zeigen, dass der Einsatz von Batteriespeichern im untersuchten 110-kV-Netzabschnitt im Jahr 2022 nicht zur Minimierung der Gesamtsystemkosten beitragen kann. Somit sind BESS aus Modellsicht aktuell nicht geeignet, um den Netzausbau aufzuschieben bzw. um Energiearbitrage zu betreiben. Für das Jahr 2030 ist der gesamtsystemkostenoptimale Einsatz von BESS für eine Kombination aus Netzentlastung und Energiehandel absehbar. Der netzdienliche Einsatz von BESS kann zu einer Entlastung bzw. gleichmäßigeren Auslastung des Netzes beitragen. Der vollständige Ersatz einer Leitungsinvestition durch BESS wird voraussichtlich auch im Jahr 2030 nicht wirtschaftlich sinnvoll sein, da Leitungsinvestitionen üblicherweise die kostenoptimale Option darstellen. Für die genannten Einsatzarten von BESS stellt eine Energy-to-Power-Ratio von 5 Stunden ein gutes Verhältnis zwischen Leistung, Speicherdauer sowie Investitions- und Betriebskosten dar. Ob der untersuchte optimale Speichereinsatz (Netzentlastung und Energiearbitrage) in der Praxis umsetzbar sein wird, hängt stark vom zukünftigen Regulierungsrahmen ab.

Flexibilitätsoptionen spielen eine wichtige Rolle in hochgradig erneuerbaren Elektrizitätssystemen. In dieser Masterarbeit wurde gezeigt, dass Batteriespeicher neben Im- und Exporten bzw. Abregelung eine wirtschaftliche Flexibilitätsoption sein können, besonders wenn letztere Einschränkungen unterliegen. Somit kann der Einsatz von BESS maßgeblich zu einem nachhaltigen und kostengünstigen Elektrizitätssystem und zur Erreichung der Klimaziele beitragen. Zukünftige Analysen könnten die Einbettung des Netzabschnitts in ein österreichisches oder europäisches Verbundnetz, die Potenziale des Speichereinsatzes im Mittelspannungsbereich sowie die Berücksichtigung anderer Sektoren, umfassen. Für eine ganzheitliche Betrachtung wäre zusätzlich die Perspektive des Assetmanagements sowie der Netzentwicklung zu berücksichtigen.

Abkürzungsverzeichnis

A

a	Jahr
Abr.	Abregelung
AC	Alternating Current (Wechselstrom)
AIT	Austrian Institute of Technology
APG	Austrian Power Grid

B

BEV	Battery-Electric-Vehicle
BESS	Batterieenergiespeichersystem
BHKW	Blockheizkraftwerk

C

C	Celsius
CH ₄	Methan
CO ₂	Kohlenstoffdioxid

D

DC	Direct Current (Gleichstrom)
----	------------------------------

E

EAG	Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz
EEX	European Energy Exchange AG
ETP	Energy-to-Power-Ratio
Ern.	Erneuerbare
€	Euro

F

G

GAMS	The General Algebraic Modeling Language
GmbH	Gesellschaft mit beschränkter Haftung
GWh	Gigawattstunde
GuD	Gas- und Dampfkraftwerk

H

h	Stunde (hour)
HK	Hilfsknoten

I

inkl.	inklusive
Inv.	Investition

J

K

K	Kärnten
kV	Kilovolt
KW	Kraftwerk
kWh	Kilowattstunde
kW _p	Kilowatt-peak

L

LEGO	Low-Carbon Expansion Generation Optimization
LiFePo	Lithium-Eisenphosphat
Li-Ionen	Lithium-Ionen

M

MIP	Mixed-Integer Problem
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
m ³	Kubikmeter

N

NaS	Natrium-Schwefel
NCA	Lithium-Nickel-Kobalt-Aluminium
NMC	Lithium-Nickel-Mangan-Kobalt
neut.	neutral
NÖ	Niederösterreich
NREL	National Renewable Energy Laboratory

O

o.	ohne
o. Ä.	oder Ähnliches
OÖ	Oberösterreich

P

PV	Photovoltaik
PRL	Primärregelleistung
PSKW	Pumpspeicherkraftwerk

Q

R

RFB	Redox-Flow-Batterie
rMIP	relaxed Mixed-Integer Problem
RVL	Reststoffverwertungsanlage

S

SKW	Speicherkraftwerk
-----	-------------------

T

t	Tonne
Techn.	Technologie

U

\$	US-Dollar
UW	Umspannwerk

V

W

X

Y

Z

Abbildungsverzeichnis

3.1	Übersicht des modularen Aufbaus des LEGO-Modells [6].	13
3.2	Softwarestruktur des LEGO-Modells [6].	14
3.3	Zeitstruktur mit repräsentativen Perioden.	16
3.4	Topologie des abgebildeten Netzabschnitts im Teilnetz <i>Lambach</i> im Jahr 2022. (Die Lage der Umspannwerke entspricht der geografischen Lage. Die Leitungen sind nur Verbindungslinien und weichen zum Teil wesentlich vom geografischen Verlauf und der tatsächlichen Länge ab.)	28
3.5	Schematische Modellabbildung des Umspannwerks Mattighofen.	29
3.6	PV-Kapazitätsfaktor ausgewählter Umspannwerke.	32
3.7	Topologie des abgebildeten Netzabschnitts im Teilnetz <i>Lambach</i> im Jahr 2030 inklusive Leitungskandidaten ab 2030. (Die Lage der Umspannwerke entspricht der geografischen Lage. Leitungen sind als Verbindungslinien zwischen Umspannwerken dargestellt und weichen zum Teil wesentlich vom geografischen Verlauf und der tatsächlichen Länge ab.)	35
3.8	Netzknoten, an denen Investitionskandidaten für BESS hinterlegt sind. (Die Lage der Umspannwerke entspricht der geografischen Lage. Die Leitungen sind nur Verbindungslinien und weichen zum Teil wesentlich vom geografischen Verlauf und der tatsächlichen Länge ab.)	45
4.1	Jahresenergiemenge je Erzeugungstechnologie im Basisszenario.	52
4.2	Stündliche Erzeugungsleistung je Technologie im Basisszenario.	53
4.3	Vergleich des Einsatzes des GuDs Timelkam (Realität versus Modell). . . .	54
4.4	Jahresenergiemenge je Erzeugungstechnologie bei der Untersuchung der Ausbauplanung bis 2030.	57
4.5	Jahresenergiemenge je Erzeugungstechnologie des Referenzszenarios im Jahr 2030 und des Basisszenarios im Jahr 2022.	60
4.6	Stündliche Erzeugungsleistung je Technologie im Jahr 2030 ohne Batteriespeicher.	61
4.7	Knoten, an denen BESS bei der Untersuchung der optimalen Speicherdauer errichtet werden. (Die Lage der Umspannwerke entspricht der geografischen Lage. Die Leitungen sind nur Verbindungslinien und weichen zum Teil wesentlich vom geografischen Verlauf und der tatsächlichen Länge ab.)	63
4.8	Ladestand des BESS sowie die PV- und Winderzeugung am Knoten Roßbach. .	65
4.9	Jahresenergiemengen je Erzeugungstechnologie bei 0% bzw. 5% Abregelung im Jahr 2030.	67

4.10	Installierte Erzeugungs- bzw. Speicherleistung je Umspannwerk ohne Abregelung.	68
4.11	Abgeregelte Leistung am Knoten Timelkam bei 5% Abregelung als chronologischer Verlauf und Dauerlinie.	69

Tabellenverzeichnis

2.1	Technische Eigenschaften unterschiedlicher Li-Ionen Zellchemien [11].	7
2.2	Techno-ökonomische Parameter von Li-Ionen-Batteriespeichersystemen (mittleres Kostenszenario) [17].	10
3.1	Techno-ökonomische Parameter der thermischen Kraftwerke.	31
3.2	Maximale Leistung der bestehenden Laufwasserkraftwerke im Basisszenario.	33
3.3	Parameter der bestehenden Pump- und Speicherkraftwerke im Basisszenario.	33
3.4	Maximale Leistung der bestehenden Laufwasserkraftwerke im Jahr 2030.	39
3.5	Parameter der bestehenden Pump- und Speicherkraftwerke im Jahr 2030.	40
3.6	Techno-ökonomische Parameter der thermischen Kraftwerke im Jahr 2030.	40
3.7	Übersicht der Fallstudien im zukünftigen Szenario.	42
4.1	Übersicht der Modellergebnisse und Vorgaben des Basisszenarios im Jahr 2022.	52
4.2	Übersicht der Modellergebnisse und Vorgaben der Fallstudien zur Ausbauplanung bis zum Jahr 2030.	56
4.3	Übersicht der Leitungs- und Transformatorinvestitionen der Fallstudien zur Ausbauplanung bis zum Jahr 2030.	58
4.4	Übersicht der Modellergebnisse und Vorgaben des Referenzszenarios in 2030.	59
4.5	Übersicht der Modellergebnisse zur optimalen Speicherdauer von BESS im Jahr 2030 bei unterschiedlichen Import/Export-Vorgaben.	62
4.6	Übersicht der Modellergebnisse und Vorgaben der Fallstudie <i>Kosten der Tiefenentladung</i> im Jahr 2030.	64
4.7	Übersicht der Ergebnisse und Vorgaben der Fallstudie <i>Abregelung volatiler Erneuerbarer</i>	66
4.8	Übersicht der Ergebnisse der technologieneutralen Ausbauplanung ab 2030.	70

Literaturverzeichnis

- [1] European Comission, *European Green Deal*. Adresse: https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/delivering-european-green-deal_de.
- [2] Bundesgesetz über den Ausbau von Energie aus erneuerbaren Quellen (*Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz – EAG*). Adresse: <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20011619>.
- [3] *Regierungsprogramm 2020-2024*. Adresse: <https://www.bmkoes.gv.at/Ministerium/Regierungsprogramm.html>.
- [4] C. Murray, „Continental Europe’s biggest battery system inaugurated by Corsica Sole in Belgium,“ *Energy Storage News*, 2022. Adresse: <https://www.energy-storage.news/continental-europes-biggest-battery-system-in-inaugurated-by-corsica-sole-in-belgium/>.
- [5] Green Economy, „East Yorkshire welcomes Europe’s largest battery energy storage system,“ 2023. Adresse: <https://www.greenintelligence.org.uk/news/east-yorkshire-welcomes-europe-s-largest-battery-energy-storage-system/>.
- [6] S. Wogrin, D. A. Tejada-Arango, R. Gaugl et al, „LEGO: The open-source Low-carbon Expansion Generation Optimization model,“ *SoftwareX*, Jg. 19, Juli 2022, ISSN: 23527110. DOI: 10.1016/j.softx.2022.101141.
- [7] M. Sterner und I. Stadler, *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration*. Springer Berlin Heidelberg, 2014. DOI: 10.1007/978-3-642-37380-0.
- [8] S. Sahoo und P. Timmann, „Energy Storage Technologies for Modern Power Systems: A Detailed Analysis of Functionalities, Potentials, and Impacts,“ *IEEE Access*, Jg. 11, S. 49 689–49 729, 2023, ISSN: 21693536. DOI: 10.1109/ACCESS.2023.3274504.
- [9] IRENA, *Utility-Scale Batteries Innovation Landscape Brief*, 2019. Adresse: www.irena.org.
- [10] O. Schmidt und I. Staffell, *Monetizing Energy Storage*. 2023, ISBN: 978-0-19-288817-4.
- [11] A. R. Köhler und U. Lange, *Studie: Ökologische und ökonomische Bewertung des Ressourcenaufwands-Stationäre Energiespeichersysteme in der industriellen Produktion*, 2018. Adresse: www.ressource-deutschland.de Titelbild: Cybrain/Fotolia.com.

- [12] G. Nikiforidis, M. C. V. de Sanden und M. N. Tsampas, *High and intermediate temperature sodium-sulfur batteries for energy storage: development, challenges and perspectives*, 2019. DOI: 10.1039/c8ra08658c.
- [13] C. Murray, *Ngen Tesla Megapack Arnoldstein*, Sep. 2023. Adresse: <https://www.energy-storage.news/austria-largest-battery-storage-project-complete/>.
- [14] Verbund, *Verbund BlueBattery*, Sep. 2020. Adresse: <https://www.verbund.com/de-at/ueber-verbund/news-presse/presse/2020/09/17/blue-battery-eroeffnung#!>.
- [15] Piademo, *Erste Megabatterie Kärnten*, 2022. Adresse: <https://www.piadeno.com/blog/erste-megabatterie-kaerntens/>.
- [16] W. Vitovec, W. Gawlik und J. Mrachgraber, *Batteriespeicher im multimodalen Betrieb für Netzdienstleistungen und Netzstabilisierung*, 2019. Adresse: <https://www.klimafonds.gv.at/press/smart-grid-batteriespeicher-zur->.
- [17] W. Cole und A. Karmakar, *Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2023 Update*, 2023. Adresse: www.nrel.gov/publications..
- [18] T. Levin, J. Bistline, R. Sioshansi et al, „Energy storage solutions to decarbonize electricity through enhanced capacity expansion modelling,“ *Nature Energy*, Sep. 2023, ISSN: 2058-7546. DOI: 10.1038/s41560-023-01340-6.
- [19] H. Saboori, R. Hemmati und V. Abbasi, „Multistage distribution network expansion planning considering the emerging energy storage systems,“ *Energy Conversion and Management*, Jg. 105, S. 938–945, Nov. 2015, ISSN: 01968904. DOI: 10.1016/j.enconman.2015.08.055.
- [20] A. S. Awad, T. H. EL-Fouly und M. M. Salama, „Optimal ESS Allocation for Benefit Maximization in Distribution Networks,“ *IEEE Transactions on Smart Grid*, Jg. 8, S. 1668–1678, 4 Juli 2017, ISSN: 19493053. DOI: 10.1109/TSG.2015.2499264.
- [21] M. A. Abdulgalil, M. Ali, F. S. Al-Ismail et al, „One-Step Solution for Sizing and Allocation of Battery Energy Storage System Using DC Optimal Power Flow,“ Institute of Electrical und Electronics Engineers Inc., 2022, S. 379–384, ISBN: 9781665471404. DOI: 10.1109/ICRERA55966.2022.9922869.
- [22] T. T. Nguyen, T. T. Nguyen und B. Le, „Artificial ecosystem optimization for optimizing of position and operational power of battery energy storage system on the distribution network considering distributed generations,“ *Expert Systems with Applications*, Jg. 208, Dez. 2022, ISSN: 09574174. DOI: 10.1016/j.eswa.2022.118127.

- [23] C. E. Okafor und K. A. Folly, „Optimal Placement of a Battery Energy Storage System (BESS) in a Distribution Network,“ IEEE, Jan. 2023, S. 1–6. DOI: 10.1109/SAUPEC57889.2023.10057659. Adresse: <https://ieeexplore.ieee.org/document/10057659/>.
- [24] N. Gal, A. Navon, G. B. Yosef et al, „Storage for Grid Deferral: The Case of Israel,“ *Proceedings of 2021 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe: Smart Grids: Toward a Carbon-Free Future, ISGT Europe 2021*, 2021. DOI: 10.1109/ISGTEurope52324.2021.9639938.
- [25] R. S. Go, F. D. Munoz und J. P. Watson, „Assessing the economic value of co-optimized grid-scale energy storage investments in supporting high renewable portfolio standards,“ *Applied Energy*, Jg. 183, S. 902–913, Dez. 2016, ISSN: 03062619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2016.08.134.
- [26] S. Wogrin, R. Gaugl, T. Klatzer et al, *User Manual of the Low-carbon Expansion Generation Optimization (LEGO) model*.
- [27] S. Polster und H. Renner, *Berechnung elektrischer Energienetze*, 2017.
- [28] Austrian Power Grid, *APG Day-Ahead-Preise*, 2023. Adresse: <https://markttransparenz.apg.at/de/markt/Markttransparenz/Uebertragung/EXAA-Spotmarkt>.
- [29] S. Wogrin, D. Tejada-Arango, S. Delikaraoglou et al, „Assessing the impact of inertia and reactive power constraints in generation expansion planning,“ *Applied Energy*, Jg. 280, Dez. 2020, ISSN: 03062619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2020.115925.
- [30] E-Control, *Entwicklung der Großhandelspreise*. Adresse: <https://www.e-control.at/industrie/gas/gaspreis/grosshandelspreise>.
- [31] European Energy Exchange AG, „EEX Emission Spot Primary Market Auction Report 2022 Data,“ Adresse: <https://www.eex.com/de/maerkte/umweltprodukte/eu-ets-auktionen>.
- [32] E-Control, *Umweltauswirkungen*. Adresse: <https://www.e-control.at/de/marktteilnehmer/oeko-energie/stromkennzeichnung/umweltauswirkungen>.
- [33] NREL, *Annual Technology Baseline*, 2023. Adresse: <https://atb.nrel.gov/electricity/2023/technologies>.
- [34] Netz Oberösterreich, Austrian Power Grid und Linz Netz, *Stromnetz-Masterplan Oberösterreich 2032*. Adresse: <https://www.land-oberoesterreich.gv.at/187716.htm>.

- [35] OÖ Landesholding GmbH, *Gutachten zum Investitions- und Kostenvergleich Freileitung – Erdkabel auf der 110-kV-Spannungsebene im ländlichen Raum*, Dez. 2018. Adresse: https://www.land-oberoesterreich.gv.at/Mediendateien/Formulare/Dokumente%20UWD%20Abt_US/4_RK_18_Gutachten_OoeLaHol_FINAL_20181221.pdf.
- [36] S. Leo, J. Patrick und G. Armin, *Heatpump Ninja*. Adresse: <https://heatpump.ninja/>.
- [37] Austrian Institute of Technology GmbH, *Projekt 567: Methoden und Zukunftsszenarien für die strategische Netzentwicklung in den Verteilernetzebenen 5, 6 und 7*, 2021. Adresse: <https://projekte.ffg.at/projekt/4148327/pdf>.
- [38] Northwest Power und Conservation Council, *North West Power Plan*, 2021. Adresse: <https://www.nwcouncil.org/2021-northwest-power-plan/>.
- [39] European Energy Exchange AG, *EEX Austrian Power Futures*. Adresse: <https://www.eex.com/de/marktdaten/strom/futures>.
- [40] Land Oberösterreich, *OÖ PHOTOVOLTAIK Strategie 2030*, 2022.
- [41] B. Steffen, M. Beuse, P. Tautorat et al, „Experience Curves for Operations and Maintenance Costs of Renewable Energy Technologies“, *Joule*, Jg. 4, S. 359–375, 2 Feb. 2020, ISSN: 25424351. DOI: 10.1016/j.joule.2019.11.012.
- [42] Statistik Austria, *Verbraucherpreisindizes ab 1990*, 2023. Adresse: <https://www.statistik.at/statistiken/volkswirtschaft-und-oeffentliche-finanzen/preise-und-preisindizes/verbraucherpreisindex-vpi/hvpi>.
- [43] Europäische Zentralbank, *EU-Referenzkurse*, 2023. Adresse: https://www.ecb.europa.eu/stats/policy_and_exchange_rates/euro_reference_exchange_rates/html/eurofxref-graph-usd.de.html.
- [44] U.S. Department of Energy, *Solar energy Technologies Office Photovoltaics End-of-Life Action Plan*, 2022.
- [45] M. Baumann, C. Dolna-Gruber, W. Goritschnig et al, *Klima-und Energiestrategien der Länder Energie, Treibhausgasemissionen und die Kongruenz von Länder-und Bundeszielen*, Feb. 2021. Adresse: www.energyagency.at.
- [46] M. Donat und H. Uhl, *INFORMATION zur Pressekonferenz mit "Windkraft in OÖ-Möglichkeiten und Grenzen"*. Adresse: https://www.energyagency.at/fileadmin/1_energyagency/presseaussendungen/allg._pa/2021/04_igw-bl_vergleich_endbericht_final.pdf.

- [47] Energie AG OÖ, *Startschuss für Pumpspeicherkraftwerk der Energie AG in Ebensee*, Aug. 2021. Adresse: <https://news.energieag.at/news-startschuss-fuer-pumpspeicherkraftwerk-der-energie-ag-in-ebensee?id=138602&menueid=923&l=deutsch>.
- [48] European Energy Exchange AG, *EEX Erdgas Futures*. Adresse: <https://www.eex.com/de/marktdaten/erdgas/futures>.
- [49] European Energy Exchange AG, *EEX CO2 Futures*. Adresse: <https://www.eex.com/de/marktdaten/umweltprodukte/futures#%7B%22snippetpicker%22%3A%2247%22%7D>.
- [50] P. Albertus, J. S. Manser und S. Litzelman, *Long-Duration Electricity Storage Applications, Economics, and Technologies*, Jan. 2020. DOI: 10.1016/j.joule.2019.11.009.
- [51] S. Sepasi, „Adaptive state of charge estimation for battery packs,“ DOI: 10.13140/RG.2.1.4737.5209. Adresse: <https://www.researchgate.net/publication/280886489>.
- [52] I. Staffell und S. Pfenninger, „Using bias-corrected reanalysis to simulate current and future wind power output,“ *Energy*, Jg. 114, S. 1224–1239, Nov. 2016, ISSN: 03605442. DOI: 10.1016/j.energy.2016.08.068. Adresse: <https://www.renewables.ninja/>.

Anhang

Variablenverzeichnis

p	Chronologische Zeitperiode
rp	Repräsentative Periode
k	Periode innerhalb einer repräsentativen Periode
W_{rp}^{RP}	Gewichtungsfaktor repräsentativer Perioden (h)
W_k^K	Gewichtungsfaktor der Zeitschritte (h)
g	Erzeugungseinheit
$t(g)$	Teilmenge der thermischen Kraftwerke
$s(g)$	Teilmenge der Speichereinheiten
$r(g)$	Teilmenge der erneuerbaren Erzeuger
i, j	Knoten des Netzwerks
c	Leistungsnummer parallel verlaufender Leitungen
$ijce(i, j, c)$	Existierende Leitung zwischen Knoten i, j mit c
$ijcc(i, j, c)$	Leistungs-Investitionskandidat zwischen Knoten i, j mit c
$la(i, j, c)$	Aktive Leitung
$lbz(i, j, c)$	Im- und Exportleitung
$rpkip(rp, k, i)$	Stunde mit Import
$rpkep(rp, k, i)$	Sunde mit Export
$gi(g, i)$	Erzeugungseinheit g verbunden mit Knoten i
C_t^{SU}	Kosten der Inbetriebnahme thermischer Kraftwerke (M€)
C_t^{UP}	Bereitstellungskosten thermischer Kraftwerke (M€/h)
C_t^{VAR}	Variable Kosten thermischer Kraftwerke (€/MWh)
C_r^{OM}	Betriebs- und Wartungskosten erneuerbarer Erzeuger (€/MWh)
C_s^{OM}	Betriebs- und Wartungskosten von Speichereinheiten (€/MWh)
C^{ENS}	Kosten für nicht gelieferte Energie (M€/MWh)
C_g^{INV}	Investitionskosten für Erzeugungseinheiten (€/MW/a)
$C_{i,j,c}^{L,Inv}$	Investitionskosten für Leitungen (M€/a)
C^{LL}	Virtuelle Kosten der Leistungsüberlastung (€/MW)
$C_{rp,k,j}^{IE}$	Preis für Importe und Exporte (€/MWh)
C_s^{SOC}	Kosten der Tiefenentladung eines BESS (€/MWh)
$y_{rp,k,t}$	Inbetriebnahme einer thermischen Erzeugungseinheit
$z_{rp,k,t}$	Außerbetriebnahme einer thermischen Erzeugungseinheit
$u_{rp,k,t}$	Einsatz einer thermischen Erzeugungseinheit
$p_{rp,k,g}$	Produzierte Leistung einer Erzeugungseinheit (MW)

$\hat{p}_{rp,k,t}$	Produzierte Leistung höher der Minimalleistung einer th. Erzeugungseinheit (MW)
$cs_{rp,k,s}$	Ladeleistung einer Speichereinheit (MW)
$pns_{rp,k,i}$	Nicht gelieferte Leistung (MW)
$eps_{rp,k,i}$	Überschussenergie (MWh)
x_g	Investition in Erzeugungseinheit
$x_{i,j,c}^L$	Investition in Leitung
$ch_{i,j,c}$	Leiterseiltausch
$f_{rp,k,i,j,c}^P$	Lastfluss der Wirkleistung von Knoten i nach j (MW)
$\theta_{rp,k,i}$	Spannungswinkel am Knoten i (rad)
$s_{rp,k,i,j,c}$	Slackvariable zur Leitungsüberlastung (MW)
$intra_{rp,k,s}$	Speicherstand einer Speichereinheit (MWh)
$intra_{rp,k,s}^l$	Niedriger Speicherstand einer Speichereinheit (MWh)
$intra_{rp,k,s}^n$	Normaler Speicherstand einer Speichereinheit (MWh)
$intra_{rp,k,s}^h$	Hoher Speicherstand einer Speichereinheit (MWh)
$sp_{rp,k,s}$	Überlauf eines Wasserkraftwerks (MWh)
$D_{rp,k,i}^P$	Verbrauch am Knoten i (MW)
SB	Bezugsscheinleistung (MVA)
$X_{i,j,c}$	Leitungsreaktanz (p.u.)
RU_t	Maximale Leistungssteigerung je Zeitschritt (MW)
RD_t	Maximale Leistungsminderung je Zeitschritt (MW)
EU_g	Anzahl der bestehenden Erzeugungseinheiten
$PF_{rp,k,r}$	Kapazitätsfaktor erneuerbarer Erzeuger (p.u.)
$IF_{rp,k,s}$	Zuflüsse von Wasserkraftwerken (MWh)
$InRes_s$	Initialer Speicherstand (p.u.)
ETP_s	Energy-To-Power-Ratio einer Speichereinheit (h)
$MinRes_s$	Minimaler Speicherstand einer Speichereinheit (p.u.)
SOC_s^L	Grenze niedriger/normaler Speicherstand (p.u.)
SOC_s^H	Grenze normaler/hoher Speicherstand (p.u.)
TC	Gesamtkosten (€)
ATC	jährliche Gesamtkosten (€/a)
LT	Lebensdauer (a)
η_s^{CH}	Ladewirkungsgrad einer Speichereinheit (p.u.)
η_s^{DIS}	Produktionswirkungsgrad einer Speichereinheit (p.u.)
$\overline{X_g}$	Maximale Anzahl der Investitionen
$\overline{T_{i,j,c}}$	Maximale Leistung einer Leitung (MW)
\overline{LL}	Maximale Leitungsauslastung (MW)
\overline{CUR}	Maximale abgeregelte Energiemenge ern. Erzeugung (p.u.)
\overline{IM}	Maximaler Import zwischen zwei Zonen (MW)

\overline{EX}	Maximaler Export zwischen zwei Zonen (MW)
$\overline{P_g}$	Maximale Produktion einer Erzeugungseinheit (MW)
\overline{CS}	Maximale Ladeleistung einer Speichereinheit (MW)
$\underline{P_t}$	Minimale Leistung einer thermischen Erzeugungseinheit (MW)