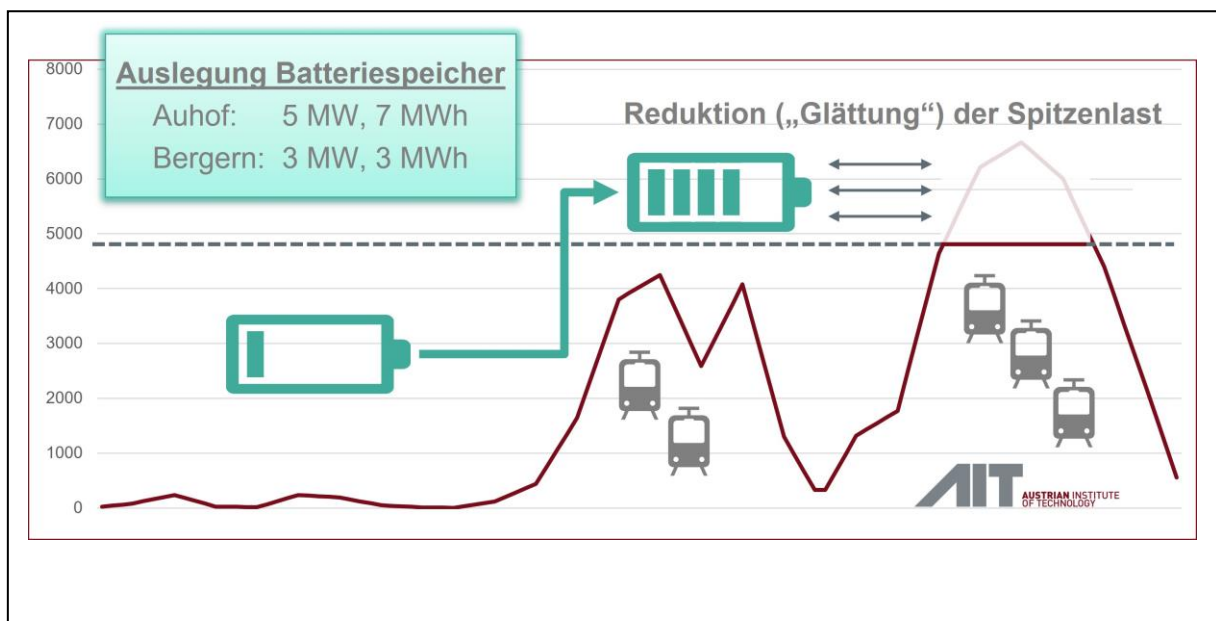


Demand Side Management für Bahnstrom ÖBB-DSM

Ein Projekt finanziert im Rahmen der
Verkehrsinfrastrukturforschung 2019
VIF 2019

06 2022



Impressum:

Herausgeber und Programmverantwortung:

Bundesministerium für Klimaschutz
Abteilung Mobilitäts- und Verkehrstechnologien
Radetzkystraße 2
1030 Wien

 Bundesministerium
Klimaschutz, Umwelt,
Energie, Mobilität,
Innovation und Technologie

ÖBB-Infrastruktur AG
Praterstern 3
1020 Wien



Für den Inhalt verantwortlich:

AIT Austrian Institute of Technology GmbH
Giefinggasse 2
1210 Wien



Programmmanagement:

Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft mbH
Thematische Programme
Sensengasse 1
1090 Wien



Demand Side Management für Bahnstrom ÖBB-DSM

Ein Projekt finanziert im Rahmen der
Verkehrsinfrastrukturforschung

VIF 2019

Autorinnen und Autoren:

Paul ZEHETBAUER

Daniel STAHLER

Christian FUCHS

Philipp ORTMANN

Jürgen ZAJICEK

Johanna SPREITZHOFER

Mark STEFAN

Auftraggeber:

Bundesministerium für Klimaschutz

ÖBB-Infrastruktur AG

Auftragnehmer:

AIT Austrian Institute of Technology GmbH

Inhalt

1	Projektüberblick.....	5
2	Hintergrund	8
3	Projektziele.....	10
4	Methodik.....	12
5	Erhebung und Analyse der Ausgangssituation.....	14
5.1	Energie-Infrastruktur	14
5.2	Analyse der Verbrauchsdaten	16
5.2.1	Monatliche Analyse der Lastspitzen	18
5.2.2	Tägliche Auswertung der Lastspitzen	19
5.2.3	Stündliche Auswertung der Lastspitzen.....	20
5.3	Kategorisierung der Komponenten	21
6	Definition der Szenarien.....	23
6.1	Baseline-Szenario	23
6.2	DSM-Szenarien	24
6.2.1	Einschränkungen.....	24
6.2.2	Ziel der DSM-Szenarien	25
6.2.3	Szenarien	28
7	Modellierung.....	29
7.1	Simulationsmodell	29
7.2	Modellierung und Implementierung	32
7.2.1	Netzmodell.....	32
7.2.2	Modellierung des Batteriespeichers.....	33
7.2.3	Beispiel einer Lade-/Entladestrategie basierend auf einer Wirkleistungsmessung (P(P) Regelung).....	34
7.2.4	Modellierung des Pumpspeicherkraftwerks	36
7.2.5	AIT TESCA Simulation Framework.....	37
7.2.6	Umsetzung des Baseline-Szenarios.....	38
7.2.7	Umsetzung der DSM-Szenarien	39
8	Simulation	41
8.1	Simulation des Baseline-Szenarios	41
8.2	Speicherdimensionierung mit Parametervariation	46
8.3	Netzsimulation und Ergebnisse der DSM-Szenarien.....	51
8.3.1	Simulationsergebnisse des gesamten Betrachtungszeitraums.....	52
8.3.2	Monatliche Betrachtung	58
8.4	Lebenszeitanalyse auf Basis der wirtschaftlichen Optimierung	63
	Literaturverzeichnis	72

1 PROJEKTÜBERBLICK

Das Projekt **ÖBB-DSM** befasste sich mit der Analyse der Potentiale von Demand-Side Management im Bereich der Bahnstromversorgung mit dem Ziel, den Betrieb der Kraftwerke im Bahnstromnetz, den Einsatz von vorhandenen Flexibilitäten sowie den Bezug aus dem öffentlichen Stromnetz technisch zu gewährleisten und wirtschaftlich zu optimieren. Zusätzlich wurden Investitionen in flexible Teilnehmer in unterschiedlichen Szenarien untersucht sowie technisch und wirtschaftlich bewertet.

Im Projekt wurde ein ausgewähltes Teilstück des österreichischen Bahnstromnetzes für die Bewertung des Einsatzes und der Potentiale von Demand-Side Management (DSM) ausgewählt, in DigSILENT PowerFactory modelliert und für Stromnetzsimulationen genutzt. Die Teilstrecke umfasst hauptsächlich Teile der Region Ost des ÖBB-Netzes, Teile der Region Mitte wurden ebenfalls mitmodelliert. Größtes Interesse der Untersuchungen lag in der Strecke zwischen Wien und Linz. Die Auswahl des Netzabschnittes ergab sich durch die festgelegten Szenarien und erlaubt, die Spitzenlastdeckung von Bergern und Auhof mit Hilfe des Pumpspeicherkraftwerks Tauernmoos in Uttendorf zu simulieren und anschließend mit lokalen Batteriespeicherszenarien zu vergleichen. Insgesamt wurden sieben unterschiedliche Szenarien festgelegt und analysiert, die sich durch die Art und den Standort des Speichers sowie dem Zielort der Spitzenlastreduktion unterschieden. Als Referenz zu den DSM-Szenarien wurde der topologische Ist-Zustand des ÖBB-Netzes gewählt – hierbei existieren weder Mechanismen zur Reduktion von Lastspitzen noch elektrische Energiespeicher.

Bereitgestellte Lastprofile an den Netzanschlusspunkten bzw. -übergabestellen Auhof und Bergern zum öffentlichen Netz der Austrian Power Grid AG (APG) aus dem Jahr 2021 wurden statistisch untersucht. Besonderes Augenmerk wurde auf die Identifikation von Lastspitzen gelegt, da diese bei der Berechnung der Netzentgelte entscheidend sind. Es zeigte sich in den Anschlusspunkten Auhof und Bergern eine starke Abhängigkeit der Residuallast und der Lastspitzen vom betrachteten Monat, dem Wochentag und der Tageszeit.

Auf Basis der identifizierten Spitzen erfolgte eine umfangreiche Analyse und Optimierung des Speichermodells hinsichtlich der erforderlichen Größe zur Spitzenlastreduktion an den Übergabestellen zum öffentlichen Stromnetz der APG im Sinne von Speicherleistung (MW) und Kapazität (MWh). Zur detaillierten Betrachtung wurde für die ideale Speicherauslegung eine

Parameteranalyse durchgeführt. Darunter fallen Schwellwerte für die Lade- und Entladestrategie, Speicherkapazität und Speicherleistung. Anhand der Parameteranalyse wurde eine optimierte ideale Größe der Speicherkapazität ausgegeben, welche im Anschluss im Netzsimulationsmodell übernommen werden konnte. Für die Nutzung des Batteriespeichers in Bergern konnte eine Lade-/Entladeleistung von 3 MW und eine Kapazität von 3 MWh ermittelt werden, für Auhof wurden 5 MW als Lade-/Entladeleistung sowie eine Kapazität von 7 MWh berechnet.

Die Simulation der festgelegten Szenarien wurde anschließend mit den entsprechenden Speichermodellen über einen Zeitraum von fünf Monaten auf Basis von Messwerten aus dem Jahr 2021 durchgeführt. In Auhof ist im Vergleich zu Bergern eine höhere Speicheraktivität erforderlich, um die gewünschte Spitzenreduktion einzuhalten. In beiden Fällen ist der Ladezustand der Batteriespeicher in den Spitzenzeiten nahezu Null, wobei die ideal dimensionierten Speicherkapazitäten für den betrachteten Zeitraum ausreichen. In Bergern tritt der Extremfall im April und in Auhof im Jänner ein. In Bergern kann die Lastspitze um 2,36 MW reduziert werden. Es werden 17 MWh weniger vom öffentlichen Netz importiert, diese müssen von ÖBB-internen Kraftwerken bereitgestellt werden. In Auhof kann die Lastspitze durch den Einsatz des Batteriespeichers um 4,23 MW reduziert werden. Der Import aus dem öffentlichen Netz wurde um 194 MWh verringert, diese Menge muss von ÖBB-internen Kraftwerken bereitgestellt werden. Die Netzverluste bleiben bei der Nutzung von Batteriespeichern in beiden Fällen annähernd gleich, bei den Pumpspeicher-Szenarien kann eine unerhebliche Erhöhung der Netzverluste beobachtet werden.

Zusätzlich wurden monatliche Analysen auf Basis von Daten aus dem Jahr 2019 durchgeführt. Hierbei wurden ebenfalls die zuvor beschriebenen Speichermodelle (3 MW, 3 MWh für Bergern; 5 MW, 7 MWh für Auhof) eingesetzt. Dabei konnte festgestellt werden, dass die gewünschte Spitzenlastreduktion in Auhof für die Monate Februar und November nicht vollständig erreicht werden konnte. Die Ursache liegt dabei im Auftreten von einzelnen Extremspitzen, deren Energiemengen die Speicherkapazität überschritten. Es kann festgehalten werden, dass der passende Zeitraum und die Dauer für die Parameterdimensionierung essenziell sind. Der verwendete Zeitraum für die Auslegung der Parameter aus dem Jahr 2021 deckt nicht die Anforderungen von einzelnen Zeiträumen aus dem Jahr 2019 ab.

Eine detaillierte Simulation der Batteriesysteme wurde mithilfe des AIT TESCA Simulation Frameworks durchgeführt, welches den realen Betrieb der Batterie abbildet. Auf Basis von Lastprofilen, festen Parametern und Effizienzkurven für Speicher und Wechselrichter, wird der

Betrieb der Batterie auf Basis einer Steuerungslogik simuliert und ermöglicht die Berechnung der nutzbaren Kapazität, der Lade- und Entladezyklen, sowie der kalendarischen und zyklischen Degradierung des Systems.

Beim Betrieb am Standort Bergern erreicht die Batterie nach fünf Jahren 80 % ihrer nominellen Kapazität und nach 19 Jahren 50 % der Kapazität. Beim Betrieb der Batterie kommt es aufgrund von Verlusten im Wechselrichter und den Batteriezellen unweigerlich zu Leistungsverlusten. Diese Verluste führen dazu, dass der Steuerungsplan nie zu 100 % eingehalten werden kann. In Verbindung mit der zyklischen und kalendarischen Degradierung des Speichers weicht das technische Verhalten des Speichers im Laufe seiner Lebenszeit immer mehr vom vorgegebenen Plan ab. Im Anschaffungsjahr werden noch rund 80 % der vorgegebenen Lade- und 62 % der vorgegebenen Entladeleistungen tatsächlich geladen. Mit zunehmendem Alter des Systems kann die Aufladung immer weniger durchgeführt werden, da die Kapazität nicht mehr ausreicht. Die Auslastung des Batteriespeichers in Stunden pro Jahr ist ebenfalls abhängig von der nutzbaren Kapazität der Batteriezellen. Die Degradierung des Speichers führt dazu, dass der Ladebefehl in einzelnen Stunden nicht mehr ausgeführt werden kann, da der Speicher bereits vollständig gefüllt ist. Dasselbe gilt auch für die Entladevorgänge. Der Speicherinhalt reicht mit zunehmender Degradierung nicht mehr aus, um alle Entladebefehle ausführen zu können. Um die Einhaltung der vorgegebenen Steuerung sicherzustellen, wurde eine Variation der Kapazität des Batteriespeichers durchgeführt. Eine höhere Startkapazität ermöglicht es der Batterie, auch bei zunehmender Degradierung, den auf 3 MW und 3 MWh ausgelegten Steuerungsplan zu folgen. Die Analyse ergibt, dass für den Standort Bergern eine Batterie mit einer Kapazität von 6 MWh benötigt wird, wenn nach einer Lebensdauer von 19 Jahren noch 3 MWh an nutzbarer Kapazität zur Verfügung stehen sollen. In Auhof muss eine Kapazität von 12 MWh gewählt werden, um am Ende des Lebenszeitraums von 20 Jahren noch 7 MWh zur Reduktion der Lastspitzen nutzen zu können.

Die Dimensionierung des Wechselrichters muss auf die Nennleistung der Batterie ausgelegt sein. Ein Teillastbetrieb des Systems auf unter 40 % der nominellen Leistung führt zu teils hohen Verlusten. Die Batteriezellen selbst sind weniger anfällig gegenüber der Lade- und Entladeleistung, neigen aber bei starker Nutzung auf Grund der damit verbundenen hohen Zyklenzahl zu einer frühzeitigen Degradierung. Die Nutzung des Batteriesystems zur Marktteilnahme kann deshalb nur bedingt empfohlen werden, da die beschleunigte Alterung dem möglichen Erlös durch den Handel gegenübersteht.

2 HINTERGRUND

Die weltweite Situation in Bezug auf den Ausstoß von schädlichen Treibhausgasen sowie der verbundenen, stetig steigenden Erderwärmung erfordert umgehendes Handeln. Speziell die Verlagerung des Verkehrs auf umweltfreundliche Verkehrsträger bzw. das Nutzen von alternativen Antrieben (spezieller Fokus auf elektrische Antriebsenergie) kann hier einen großen Beitrag leisten. Der künftige Bedarf an Energie kann mit bestehenden Lösungen zur Erzeugung und Verteilung der Strommengen nur schwer abgedeckt werden bzw. besteht in diesem Bereich noch enormer Forschungs- und Entwicklungsbedarf. Hierbei kommt dem Umdenken im Bereich der Energieerzeugung sowie des bestmöglichen Einsatzes der vorhandenen Energie eine enorm wichtige Rolle zu. Einerseits sollen erneuerbare Erzeugungsanlagen in die Energiesysteme von morgen integriert werden und fossile sowie atomare Energieträger ablösen, andererseits muss die Erhöhung des Energieverbrauchs gestoppt oder bestenfalls umgekehrt werden. Um diese Ziele zu erreichen, muss der Einsatz von flexiblen Verbrauchern dahingehend optimiert werden, dass der Verbrauch in Zeiten hoher Erzeugungsleistung verschoben wird. Eine zusätzliche Integration von Speichersystemen (z.B. Batteriespeicher oder in Zukunft Wasserstoff-Speicher) im Energiesystem unterstützt die Integration der erneuerbaren Erzeugungsanlagen und ermöglicht eine optimierte Nutzung der vorhandenen Energie in einem wesentlich weiteren zeitlichen Horizont.

Neben den technischen Einsatz- und Optimierungsmöglichkeiten von Erzeugung, Speicherung und Verbrauch kann auch durch dynamische Preise eine Steuerung von flexiblen Teilnehmern im Energiesystem erfolgen – hierbei bilden Preissignale die Grundlage für die Aktivierung/Deaktivierung der flexiblen Teilnehmer – sowohl auf Verbrauchs- als auch auf Erzeugungsseite und in der Steuerung von Lade- bzw. Entladevorgängen von Speichersystemen.

Demand-Side-Management hat im Bereich der privaten und industriellen Anwendungen bereits Einzug gehalten und ist seit einigen Jahren Teil vieler Forschungsprojekte und Umsetzungsaktivitäten [1] [2] [3] [4]. Die Langfristigkeit dieses Themas und der damit verbundenen Forschungsaktivitäten begründet sich darin, dass sich die technischen Rahmenbedingungen und Anforderungen in der Vergangenheit wesentlich geändert haben (u.a. durch die Integration erneuerbarer, volatiler Erzeugungsanlagen im Energiesystem) und auch derzeit ein Veränderungsprozess durchlaufen wird (z.B. Förderprogramme für kostengünstige Anschaffung von erneuerbaren Erzeugungsanlagen und Speichersystemen, die Erforschung der optimalen

Einsatzmöglichkeiten von Wasserstoff im Energiesystem zur langfristigen Speicherung, dessen Einsatz im Bereich der Mobilität, etc.) [5] [6].

Das *Demand-Side Management (DSM) Programme* der *International Energy Agency (IEA)* wurde bereits 1993 ins Leben gerufen. Eine Vielzahl an Ländern befasst sich gemeinsam mit Strategien und Prozessen, um den Energiebedarf zu verringern [7]. Die Steigerung der Energieeffizienz von Gebäuden oder innerhalb von industriellen Prozessen sowie im Bereich der Mobilität benötigt möglichst detaillierte Informationen über die vorhandenen Prozesse und die Teilnehmer. Nicht optimal konfigurierte Prozesse (z.B. in der Klimatisierung) oder technische Probleme der eingesetzten Geräte (z.B. verschmutzte Filter, beschädigte Teile) führen zu einem erhöhten (und vermeidbaren) Energieverbrauch. Im Bereich des Transportwesens und des Verkehrs gab es vereinzelte Pilotprojekte zum Thema Demand-Side-Management sowie zur Entwicklung von Algorithmen zur Einsparung der Traktionsenergie [8].

Das Projekt **ÖBB-DSM** beschäftigte sich mit der Ausarbeitung von technischen und wirtschaftlichen Möglichkeiten und Herausforderungen im Bereich des Demand-Side Managements im Bahnstrom unter Berücksichtigung der vorhandenen Infrastruktur, des Bahnbetrieb, unterschiedlichen Verbrauchern, Speichermöglichkeiten und Erzeugungsanlagen. Das Projekt setzte auf den Erkenntnissen und den vorhandenen Methoden aus Forschungs- und Umsetzungsaktivitäten, an denen AIT Austrian Institute of Technology GmbH als Antragsteller/Auftragnehmer beteiligt war, auf. Dabei wurden einzelne Bausteine aus unterschiedlichen Bereichen (z.B. Smart Grids, Industrie, Gewerbe, Mobilität) analysiert, weiterentwickelt und für den Bereich des Bahnstroms eingesetzt.

3 PROJEKTZIELE

Das Projekt **ÖBB-DSM** befasste sich mit der Analyse der Potentiale von Demand-Side Management im Bereich der Bahnstromversorgung mit dem Ziel, den Betrieb der Kraftwerke im Bahnstromnetz, den Einsatz von vorhandenen Flexibilitäten sowie den Bezug aus dem öffentlichen Stromnetz technisch zu gewährleisten und wirtschaftlich zu optimieren. Zusätzlich wurden Investitionen in flexible Teilnehmer (z.B. Speicher) in unterschiedlichen Szenarien untersucht sowie technisch und wirtschaftlich bewertet. Hierfür wurde eine umfangreiche Analyse erarbeitet, die auf Basis von

- Infrastrukturdaten,
- Betriebsdaten,
- technischen Daten über das Bahnstromnetz (Netztopologie) sowie
- Verbrauchern,
- stationären und mobilen Speichern und
- Erzeugungsanlagen

die technische Umsetzung bewertet sowie die wirtschaftlichen Vorteile ermittelt, aus denen letztendlich Empfehlungen für die Umsetzung eines Demand-Side Managements in der Bahnstromversorgung abgeleitet werden können.

Die folgenden Teilziele wurden im Projekt **ÖBB-DSM** im Detail adressiert:

- Definition und Analyse des **Ist-Zustands**: Im Zuge der Modellierung wurde das Bahnstromnetz in PowerFactory modelliert, die zur Verfügung gestellten Leistungsdaten integriert und somit der Ist-Zustand für einen ausgewählten Streckenausschnitt im österreichischen Bahnnetz abgebildet. Die für die technische Bewertung notwendigen Betriebsdaten wurden in Form von Leistungsdaten an den jeweiligen Netzknoten vom Auftraggeber zur Verfügung gestellt.
- Analyse **bestehender Demand-Side Management-Ansätze** und deren Umsetzungsmöglichkeiten: Es wurden gemeinsam mit dem Auftraggeber mögliche DSM-Szenarien (speziell für den Bahnbetrieb auf Basis der vorhandenen Infrastruktur) ausgearbeitet und kategorisiert. Aufgrund (bahn)betrieblicher Anforderungen und Rahmenbedingungen konnte die Anzahl der unterschiedlichen DSM-Ansätze auf ein überschaubares Maß zusammengefasst werden.

- Entwicklung von **Demand-Side Management Szenarien**: Auf Basis der analysierten DSM-Ansätze wurden sechs unterschiedliche DSM-Szenarien definiert, implementiert, simuliert und technisch sowie wirtschaftlich bewertet.
- Bewertung von **Lastverschiebungspotentialen**: Auf Basis der zur Verfügung gestellten Leistungsdaten wurden Analysen durchgeführt (mit Fokus auf die Reduktion der Spitzenlast am Übergabepunkt zum öffentlichen Netz und der Nutzung von Batterie- und Pumpspeichersystemen) und Potentiale zur Lastverschiebung erhoben.
- Bewertung von **Investitionen in zusätzliche Infrastruktur**: Kosten und Nutzen für die Integration und den Betrieb von Speichersystemen wurden analysiert. Unter anderem wurde die Degradation der Systeme berechnet und in den wirtschaftlichen und technischen Analysen berücksichtigt.
- Analyse der **Rückwirkungen auf den Bahnbetrieb**: Aufgrund der getätigten Annahmen für die DSM-Szenarien ergeben sich keine Rückwirkungen auf den Bahnbetrieb.

4 METHODIK

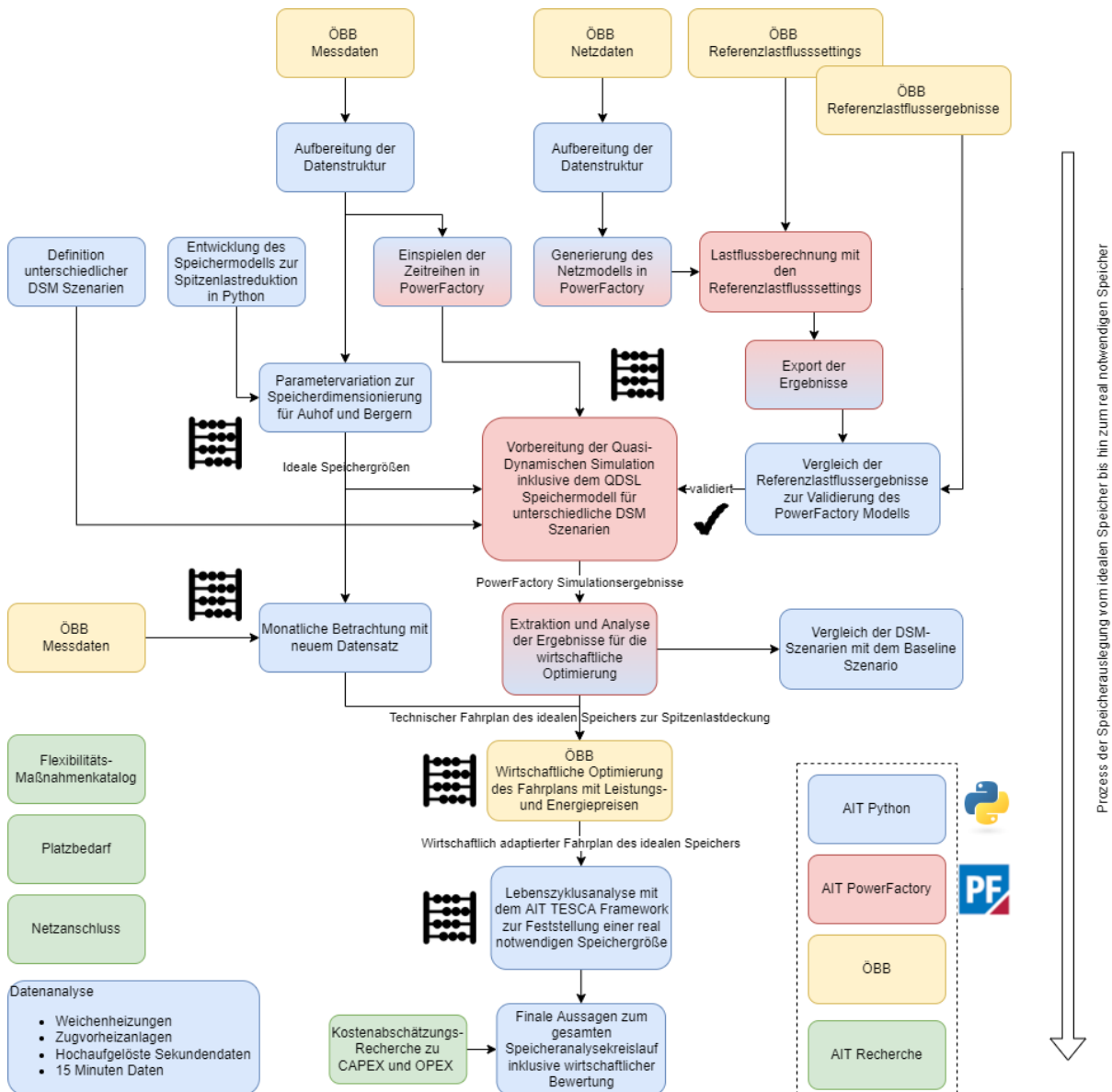


Abbildung 1: Zusammenfassender Work-Flow bis zu den finalen Ergebnissen und Aussagen.

Abbildung 1 zeigt den angewendeten Workflow zur Erreichung der Projektziele, beginnend bei der Bereitstellung von Daten sowie der Definition der Szenarien bis hin zur Bewertung der real benötigten Speichersysteme:

- Die **gelben** Felder stellen die von **ÖBB** durchgeführten Arbeiten dar – dabei handelte es sich hauptsächlich um die Bereitstellung von Messdaten, Netzdaten, Referenzlastflüssen sowie der wirtschaftlichen Optimierung des Fahrplans mit Leistungs- und Energiepreisen auf Basis der vom AIT bereitgestellten Ergebnisse.

- Die **blauen** Felder zeigen die vom AIT durchgeführten Schritte unter Verwendung der Programmiersprache *Python*. Diese Schritte umfassten die Entwicklung diverser Analyse-, Aufbereitungs- und Berechnungsfunktionen sowie Methoden zur Aufbereitung der Ergebnisse.
- Die **roten** Felder zeigen die vom **AIT** in *DlgSILENT PowerFactory* durchgeführten Simulationen. Dabei handelte es sich um Lastflussberechnungen und quasi-dynamische Simulationen.
- Jene Felder, die einen farblichen Übergang (**blau-rot**) enthalten, zeigen die Übergänge zwischen den in *Python* entwickelten Anwendungen und *DlgSILENT PowerFactory* – z.B. Einspielen von Daten in PowerFactory oder Exportieren der Ergebnisse.
- Die **grünen** Felder zeigen die vom **AIT** durchgeführten begleitenden Recherche-Tätigkeiten.

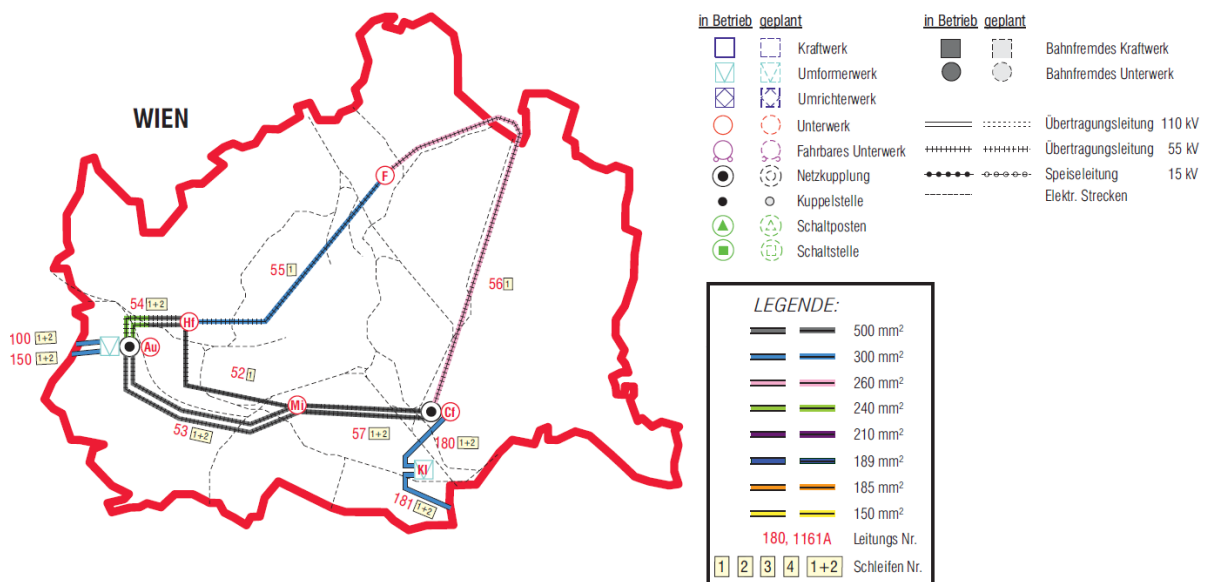


Abbildung 3: Topologie des Wiener Netzes und Kartenlegende.

In der Simulation konnten die energetischen Verluste über die Leitungsstrecke von Uttendorf bis Auhof bzw. Bergern errechnet und mit den Batteriespeicherszenarien gegenübergestellt werden. Zusammengefasst ergaben sich demzufolge zwei Netzvarianten für unterschiedliche Szenarien:

1. Lokale Batteriespeichervariante mit der Systemgrenze bei Timelkam (Ti).
2. Pumpspeichervariante mit Systemgrenze bei Uttendorf.

Um den Netzausschnitt simulieren zu können, wurden vom Auftraggeber ÖBB die benötigten Daten zur Verfügung gestellt und im Netzmodell in PowerFactory eingepflegt (siehe Abbildung 4). Diese Daten enthielten:

- Technische Parameter der Unterwerke, Kraftwerke, Umrichterwerke, Umformerwerke und Transformatoren
- Technische Parameter über Kabel und Leitungen
- Topologischer Aufbau des ÖBB-Netzes
- Historische Zeitreihen (Wirk- und Blindleistung) mit einer Auflösung von 15 Minuten über eine Zeitspanne von einem Jahr (2019)
- Historische Zeitreihen (Wirk- und Blindleistung) aus dem Leitsystem mit einer Auflösung von 15 Minuten über eine Zeitspanne von 01.01.2021 bis 31.05.2021. Dieser Datensatz beinhaltet ebenso die Leistungsmessungen an den Systemgrenzen (Leitungen). Aus diesem Grund wurde dieser Datensatz für die Netzsimulationen herangezogen.

- Historische Zeitreihen (Wirk- und Blindleistung) aus dem Leitsystem mit einer Auflösung von 1 Sekunde über eine Zeitspanne von ausgewählten einzelnen Tagen des Jahres 2021
- Simulierte Zeitreihen aus einer Bahnbetriebssimulation mit einer Auflösung von 5 Sekunden über eine Zeitspanne von einem Tag im Jahr 2025 (Zukunftsszenario)
- Informationen über die Leitungs-Leistungen an den Netzgrenzen für das betrachtete Zeitintervall
- Last- und Erzeugungsdaten des Teilnetzes
- Referenzlastflüsse für die Validierung der Netzmodellierung.

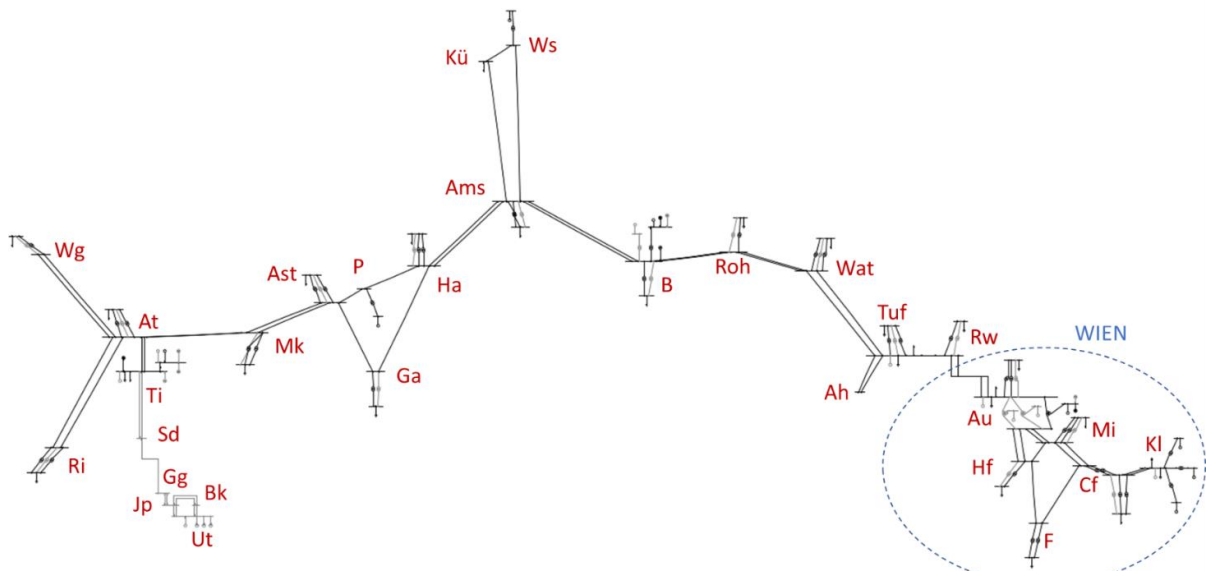


Abbildung 4: Modelliertes Bahnstromnetz für die ausgewählte Strecke in PowerFactory.

Daten über die Oberleitungen der fahrenden Züge wurden nicht berücksichtigt, da in Absprache mit ÖBB beschlossen wurde, die elektrischen Lasten, welche durch den Zugbetrieb, die Zugvorheizanlagen und die Weichenheizungen entstehen, an den Unterwerken zu aggregieren und modellieren.

5.2 Analyse der Verbrauchsdaten

Im Zuge der Untersuchung der übermittelten Daten wurden die Verbrauchsdaten im betrachteten Teilnetz analysiert. Abbildung 5 zeigt die benötigte Energie (in GWh) der Zugvorheizanlagen für das Jahr 2019, Abbildung 6 zeigt den Verbrauch (in GWh) der Weichenheizungen im Jahr 2018 an den jeweiligen Standorten.

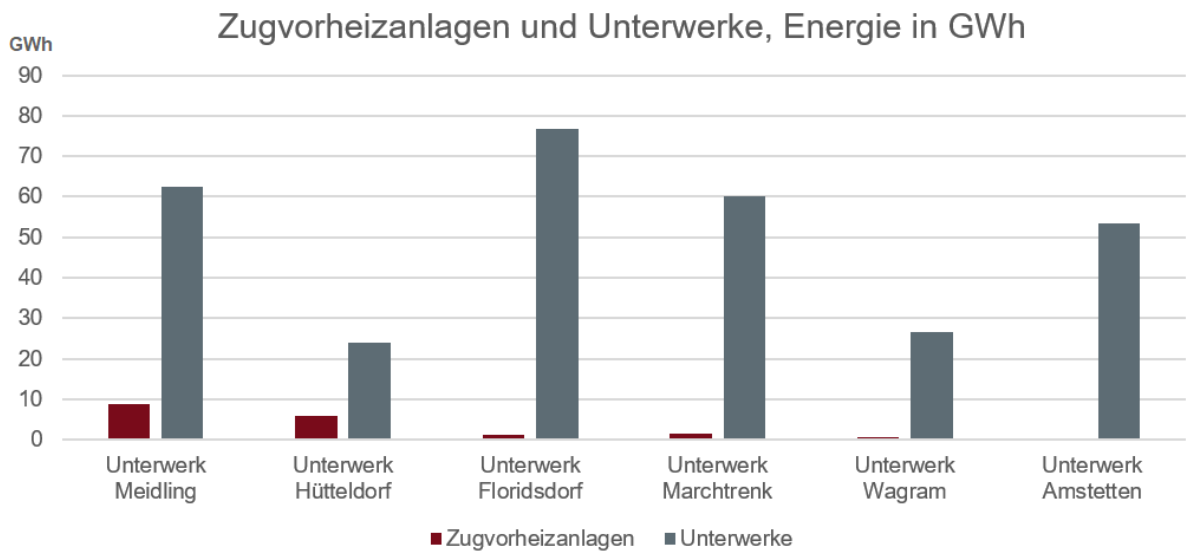


Abbildung 5: Benötigte Energie der Zugvorheizanlagen im Jahr 2019.

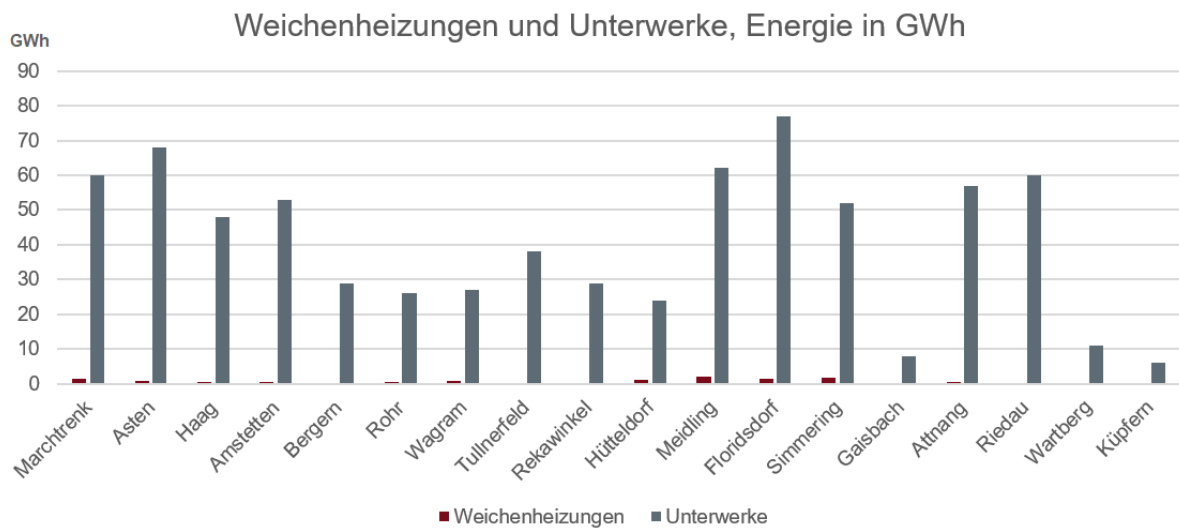


Abbildung 6: Benötigte Energie der Weichenheizungen im Jahr 2018.

Im betrachteten Teilnetz nehmen die Zugvorheizanlagen ca. 2,4% (18 GWh) der Gesamtenergie der Unterwerke ein und die Weichenheizungen ca. 1,6% (12 GWh). Gesamtenergetisch betrachtet ist der Einfluss aller Heizanlagen somit recht klein.

Der Fokus der Datenanalyse lag im Projekt auf den Lastprofilen an den APG-Netzanschlusspunkten bzw. -übergabestellen Auhof und Bergern. Die betrachtete Größe in der Auswertung ist die Residuallast. Sie ist gegeben durch den Verbrauch im ÖBB-Netz am Anschlusspunkt abzüglich der Leistungsrückspeisung in das öffentliche Netz der APG.

Das Lastprofil wurde statistisch untersucht. Besonderes Augenmerk wurde auf die Identifikation von Last-Spitzen gelegt, da diese bei der Berechnung der Netzentgelte entscheidend sind. Ein entscheidender Parameter bei der Identifikation der Lastspitzen ist die Wahl eines geeigneten Grenzwertes. Nur Werte oberhalb dieses Grenzwertes werden als Lastspitze klassifiziert. Für diese Auswertung wurde für Auhof und Bergern empirisch ein Grenzwert von 6.000 kW gewählt, was im betrachteten Zeitraum ungefähr dem Mittelwert plus der doppelten Standardabweichung der Residuallast entspricht.

Alle Berechnungen beziehen sich auf den Zeitraum vom 01.01.2021 bis 31.05.2021. In diesem Betrachtungszeitraum zeigt sich in den Anschlusspunkten Auhof und Bergern eine starke Abhängigkeit der Residuallast und der Lastspitzen vom betrachteten Monat, dem Wochentag und der Tageszeit. Eine allgemeine Aussage kann aufgrund des kurzen Zeitraums jedoch nicht abgeleitet werden.

5.2.1 Monatliche Analyse der Lastspitzen

Abbildung 7 zeigt die monatliche Auswertung (Häufigkeit) der Lastspitzen in Bergern (rot) und Auhof (grau), jeweils unter Berücksichtigung eines Grenzwerts von 6.000 kW. In Bergern treten die häufigsten Überschreitungen im April auf, in Auhof im Jänner. Insgesamt kam es in Auhof zu deutlich mehr Überschreitungen (24) im Vergleich zu Bergern (7).

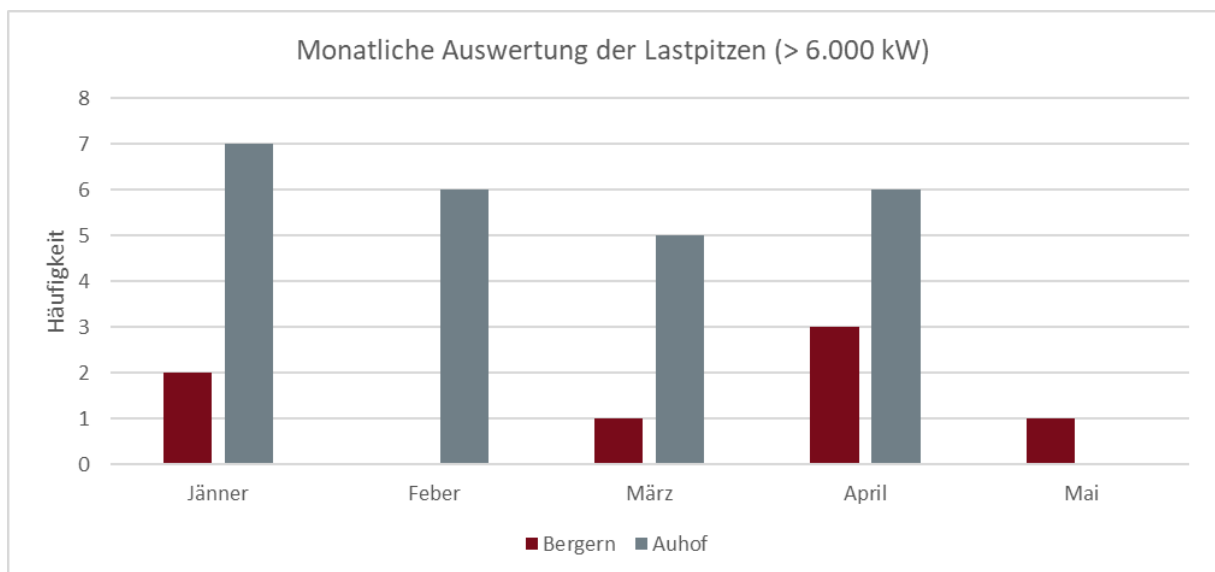


Abbildung 7: Monatliche Auswertung der Lastspitzen in Bergern (rot) und Auhof (grau).

5.2.2 Tägliche Auswertung der Lastspitzen

Abbildung 8 zeigt die Auswertung der Lastspitzen für Bergern (rot) und Auhof (grau) auf Basis der Wochentage. Sowohl in Auhof als auch in Bergern zeigt sich die größte Häufigkeit an Überschreitungen am Mittwoch.

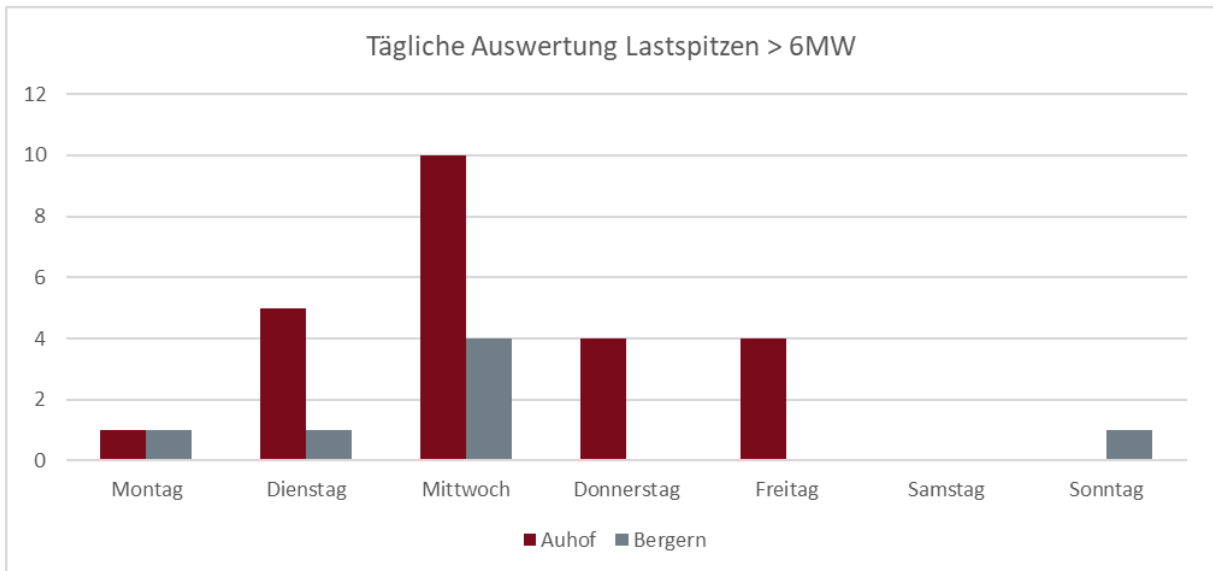


Abbildung 8: Tägliche Auswertung der Lastspitzen in Bergern (rot) und Auhof (grau).

Bei der Residuallast zeigt sich in Bergern eine typische Abhängigkeit vom Wochentag, wobei der Mittwoch am häufigsten auftritt (siehe Abbildung 9).

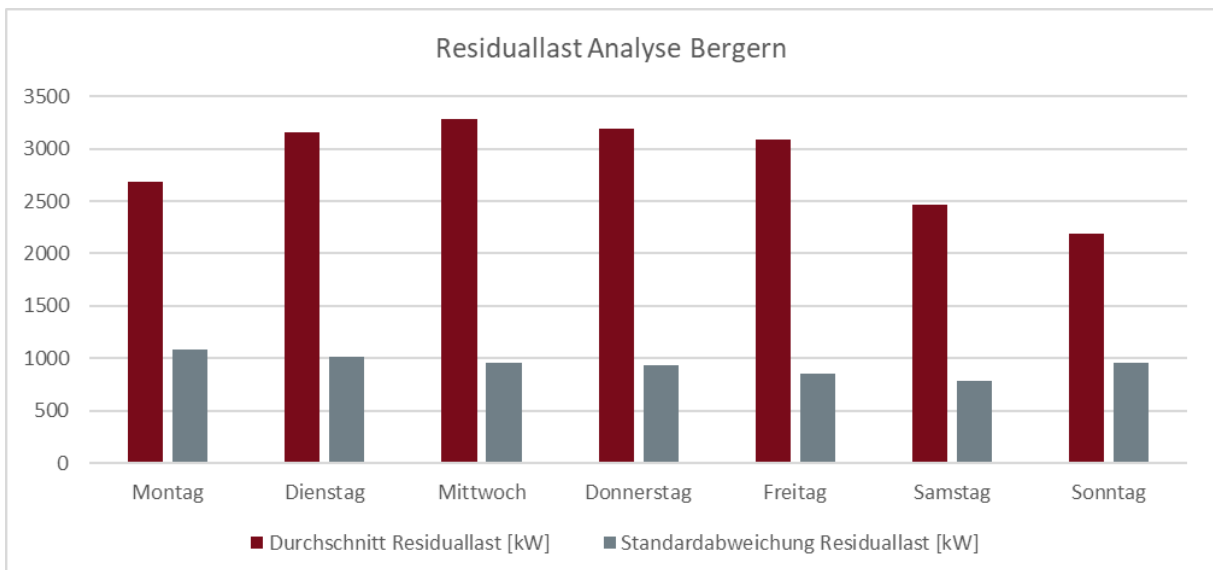


Abbildung 9: Durchschnittliche Residuallast (täglich) und deren Standardabweichung in Bergern.

5.2.3 Stündliche Auswertung der Lastspitzen

Bei der stündlichen Auswertung der Lastprofile zeigt sich ein ähnliches Bild an beiden Standorten: Die häufigsten Überschreitungen des Grenzwerts treten in den Stoßzeiten auf, hierbei vor allem im Zeitraum zwischen 16:00 Uhr und 19:00 Uhr.

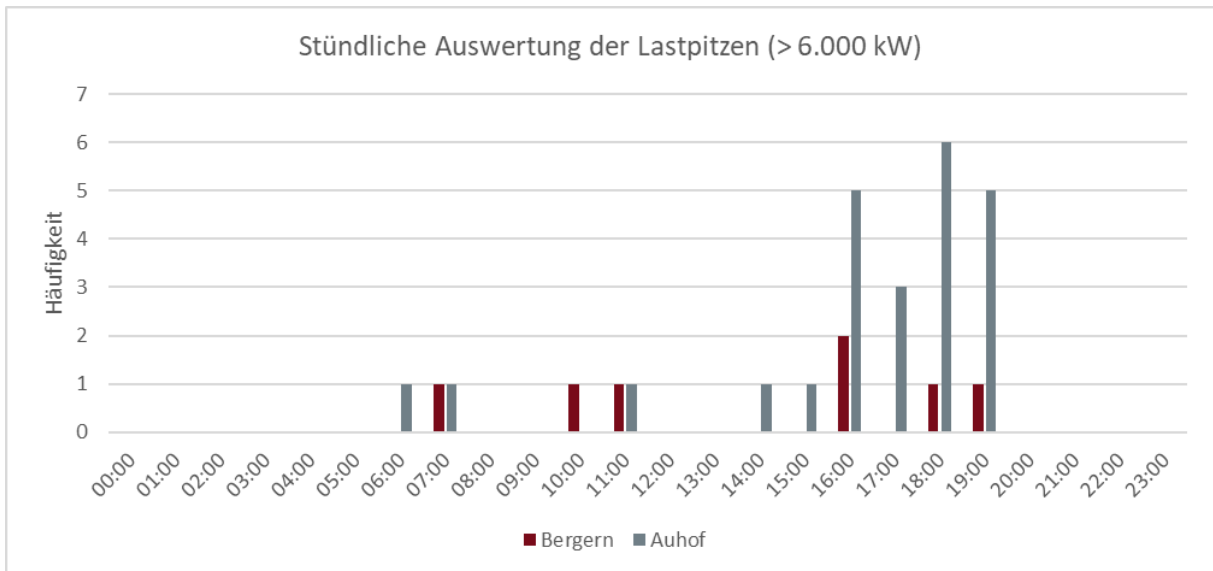


Abbildung 10: Stündliche Auswertung der Lastspitzen in Bergern (rot) und Auhof (grau).

Diese stündliche Verteilung der Lastspitzen deckt sich mit der Verteilung der Residuallast (siehe Abbildung 11 und Abbildung 12).

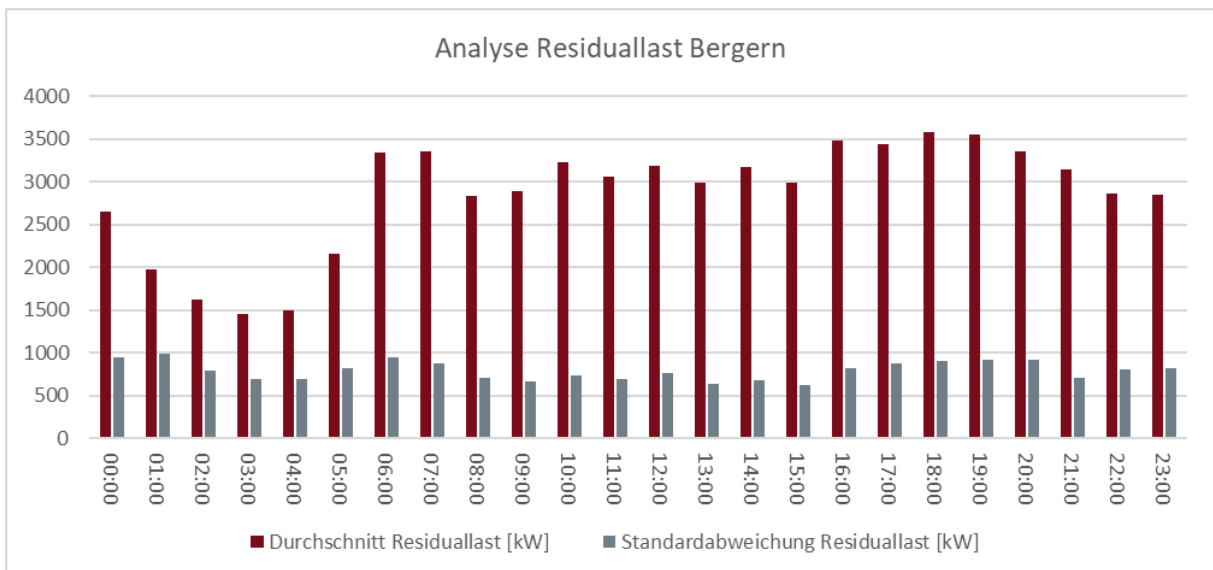


Abbildung 11: Durchschnittliche Residuallast (stündlich) und deren Standardabweichung in Bergern.

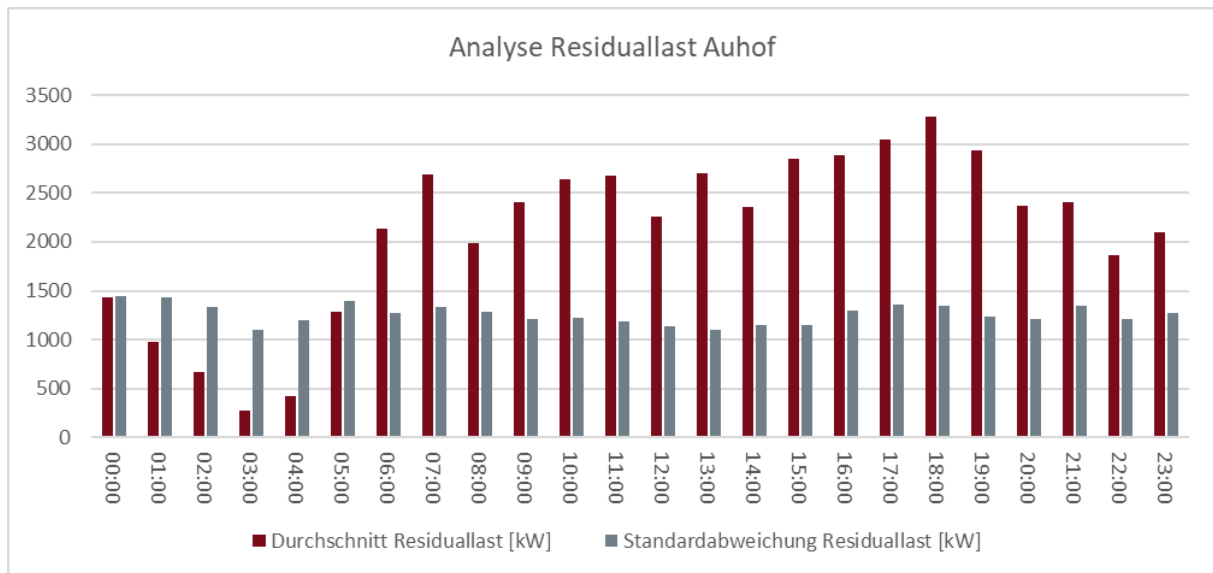


Abbildung 12: Durchschnittliche Residuallast (stündlich) und deren Standardabweichung in Auhof.

Um etwaige Korrelationen zwischen kurzfristigen Lastspitzen mit anderen Variablen zu analysieren, wurden zusätzlich zu den Zeitserien in einer Auflösung von 15 Minuten weitere Daten in einer deutlich höheren Auflösung (1 Sekunde) für interessante Extremtage untersucht. An diesen Einzeltagen im Jahr 2019 wurden entweder sehr hohe oder sehr niedrige Lasten gemessen. Ziel war es dabei, etwaige Gründe für Spitzenlasten oder Niedriglasten aus den Datensätzen abzuleiten. Die Betrachtung von hochauflösenden Zeitseriendaten im Sekundenbereich hat sich durch die Zielsetzung der Reduktion der gemittelten 15 Minuten Intervalle jedoch als nicht weiters relevant herausgestellt, da diese nur unter Betrachtung des Fahrplans und der damit beschleunigenden Züge herangezogen werden sollten. Die aktualisierte primäre Fragestellung war, wieviel Leistung und Energie benötigt wird, um ein Spitzenlastreduktionsziel für einen bestimmten Zeitraum an bestimmten Ort überbrücken zu können.

5.3 Kategorisierung der Komponenten

Als Vorarbeit für die Definition der DSM Szenarien wurden im Projekt alle Verbraucher, Erzeugungsanlagen und Speicher erhoben. Dabei wurden sowohl Anlagen berücksichtigt, die derzeit bereits vorhanden sind, als auch solche, die zukünftig zugebaut werden könnten. Die Anlagen wurden nach verschiedenen Kriterien kategorisiert. Unterschieden wurden dabei zwi-

schen mobil/stationär, zwischen Erzeugung/Verbrauch/Speicher, vorhandener/möglicher Flexibilität, notwendige Zusatzinvestitionen, Flexibilitäts-Typ und Flexibilitäts-Potential. Die Ergebnisse der Erhebung finden sich in Tabelle 1.

Tabelle 1: Ergebnisse der Erhebung und Analyse des Flexibilitätspotentials.

Technologie	Mobil/ stationär	Erzeuger Verbraucher Speicher	Flexibel	Zusatz-in- vestition	Typ	Potential
Weichen- heizung	Stationär	Verbraucher	✓	✗	Last- verschiebung	Kurzfristig
Zugvorheiz- anlage	Stationär	Verbraucher	✓	✗	Last- verschiebung	Kurzfristig
Rotierende Massen- speicher	Stationär	Speicher	✓	✓	Last- reduktion	Sehr kurzfristig
Stationäre Bat- teriespeicher	Stationär	Speicher	✓	✓	Speicher	Mittelfristig
Mobile Batta- riespeicher	Mobil	Speicher	✓	✓	Speicher	Mittelfristig
Speicherwas- serkraftwerk	Stationär	Erzeuger	✓	✗	Erzeugungs- verschiebung	Langfristig
Photovoltaik- anlagen	Stationär	Erzeuger	✓	✗	Erzeugungs- reduktion	Mittelfristig
Windkraft- anlagen	Stationär	Erzeuger	✓	✗	Erzeugungs- reduktion	Mittelfristig
Pumpspeicher- kraftwerke	Stationär	Erzeuger	✓	✗	Speicher	Langfristig
Wasserstoff Betankungs- station	Stationär	Verbraucher	✓	✓	Last- verschiebung	Mittelfristig
Bahnhöfe	Stationär	Verbraucher	NF	-	-	-
Beleuchtung	Stationär	Verbraucher	NF	-	-	-
Züge	Mobil	Verbraucher	NF	-	-	-

6 DEFINITION DER SZENARIEN

6.1 Baseline-Szenario

Das Baseline-Szenario repräsentiert den topologischen Ist-Zustand des ÖBB Netzes unter Berücksichtigung der gelieferten Zeitseriendaten des Zeitraums von 01.01.2021 bis 31.05.2021 mit einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten. Im Baseline-Szenario existieren weder elektrische Energiespeicher noch Mechanismen zur Reduktion von Lastspitzen. Dieses Szenario dient als Referenz für die Auswertung und Analyse des Potentials der DSM-Szenarien.

Abbildung 13 und Abbildung 14 zeigen die resultierenden zeitlichen Leistungsverläufe und Dauerlinien der Umformerwerke Auhof und Bergern. Den Spitzen dieser Verläufe soll in den DSM-Szenarien mittels Flexibilitätsmaßnahmen entgegengewirkt werden. Positive Werte bedeuten Verbrauch im ÖBB Netz. Negative Werte bedeuten Rückspeisung vom ÖBB Netz in das übergeordnete öffentliche Netz (APG).

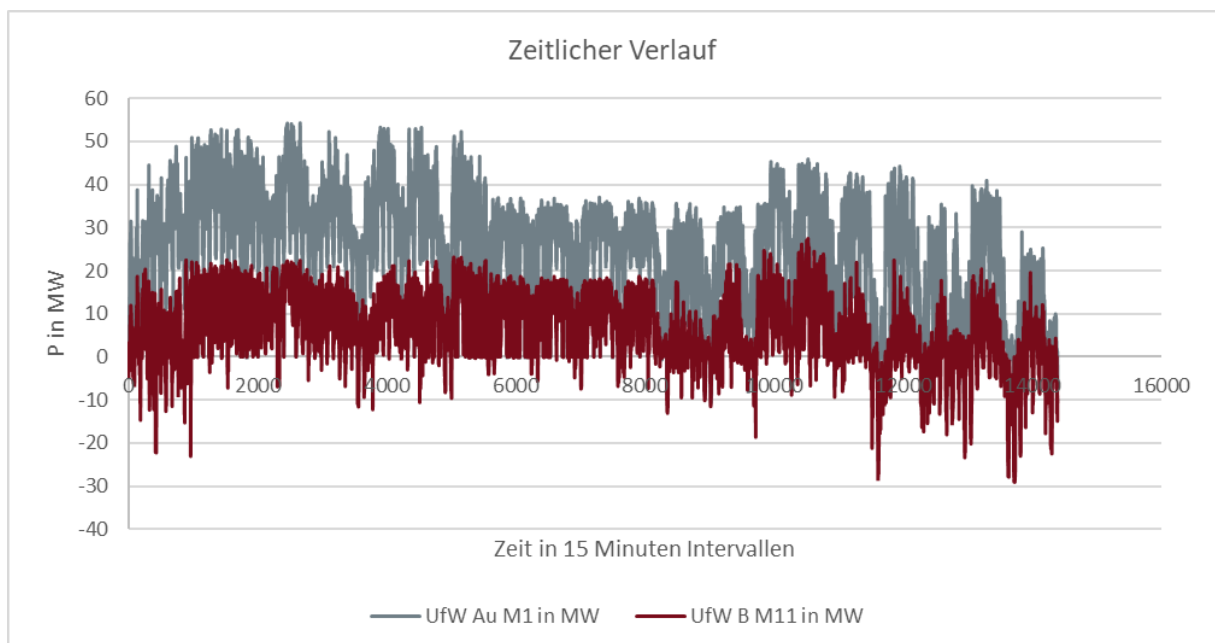


Abbildung 13: Zeitlicher Verlauf der Wirkleistung and den Umformerwerken Auhof und Bergern

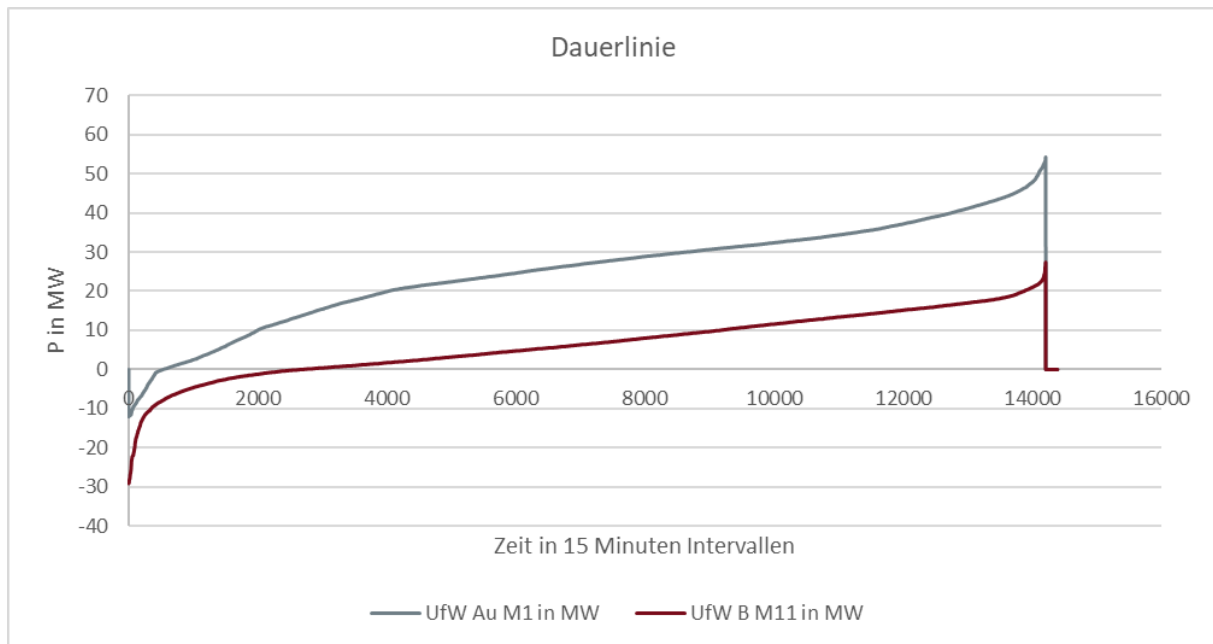


Abbildung 14: Dauerlinie der Wirkleistung and den Umformerwerken Auhof und Bergern

6.2 DSM-Szenarien

Die DSM-Szenarien wurden im Projekt gemeinsam mit dem Auftraggeber ausgearbeitet. Dabei wurden die in Tabelle 1 dargestellten Komponenten sowie der ausgewählte Netzabschnitt berücksichtigt.

6.2.1 Einschränkungen

Aufgrund der Komplexität möglicher Szenarien und dem damit verbundenen Aufwand, wurden noch folgende Einschränkungen getroffen:

- Der aktive Eingriff in den Zugbetrieb und des damit verbundenen Fahrplans wurde nicht verfolgt. Dadurch wurden die aggregierten Lastprofile an den Unterwerken als statisch und unveränderbar angenommen und dementsprechend in PowerFactory modelliert. Dadurch waren geplante Lastflussberechnungen mit unterschiedlichen Fahrplänen und die Untersuchung der Auswirkungen auf das elektrische Netz (Spannungswerte von Knoten und Auslastungswerte von Elementen) nicht mehr relevant. Stattdessen wurde in den Lastflussberechnungen der Fokus auf die Energieflüsse, Leistungsspitzen und Netzverluste gelegt.
- Auf eine detaillierte Modellierung der bestehenden Weichenheizungen und Zugvorheizanlagen wurde im Projekt verzichtet. Dies begründet sich im niedrigen einstelligen

Prozentbereich der benötigten Energie an der ÖBB-Gesamtenergiemenge (siehe Kapitel 5) und den damit verbundenen geringen Einsparungs- bzw. Verbesserungsmöglichkeiten. Weiters müsste gemäß dem bestehenden ÖBB Regelwerk 12.13. *Weichenheizungen* eine vollständige thermische Simulation der Gleis- und Weichentemperaturen durchgeführt werden, um alternative Steuerungsmöglichkeiten für Weichenheizungen aufzuzeigen – nach Rücksprache mit dem Auftraggeber ÖBB wurde beschlossen, dass der Nutzen einer derartigen Modellierung im Vergleich zum notwendigen Aufwand in diesem Projekt zu gering wäre.

- Eine Ursachenforschung der vorherrschenden Lastspitzen an den Umformerwerken anhand der historischen Daten wurde ausgeschlossen, da hierfür die tatsächlichen Fahrpläne (inkl. Abweichungen) und die resultierenden Leistungen und Energiemengen benötigt worden wären, welche im Projekt jedoch nicht erhoben wurden.

6.2.2 Ziel der DSM-Szenarien

Das Ziel der DSM-Szenarien besteht in der Reduktion der Spitzenlast an den Umformerwerken Bergern (B) und Auhof (Au) mit Hilfe von Batteriespeichersystemen oder des Pumpspeicherkraftwerks (PSP) Tauernmoos, unter Berücksichtigung von technischen und wirtschaftlichen Gesichtspunkten. Timelkam (Ti) wurde im Vergleich zu ersten Annahmen nicht weiter berücksichtigt, da dessen Residualprofil bereits auf 60 MW geregelt wird und eine weitere Spitzenreduktion in unrealistisch großen Speicherkapazitäten resultieren würde.

Um einen relevanten technischen Vergleich der Netzauswirkungen im modellierten Bahnstromnetz durchführen zu können, wurden die Netzverluste von zwei für die ÖBB relevanten DSM-Szenarien simuliert und verglichen – diese umfassen:

1. Spitzenlastreduktion mit lokal installierten Batteriespeichern
2. Spitzenlastreduktion mit dem Pumpspeicherkraftwerk Tauernmoos mit Netzanschlusspunkt in Uttendorf.

Beide Varianten verfolgen das gleiche Ziel: Spitzenlastreduktion an den Umformerwerken in Bergern und/oder Auhof. Die Batteriespeicher befinden sich – verglichen mit dem Pumpspeicherkraftwerk – näher an den zu unterstützenden Umformerwerken. Die mehranfallenden Netzverluste mit dem Betrieb des Pumpspeicherkraftwerks, welche im Netzmodell berechnet werden können, sollen untersucht und mit der Batteriespeichervariante verglichen werden. Für beide Technologien – Batteriespeicher und Pumpspeicherkraftwerk – wurden Regelmodelle

sowohl in PowerFactory durch ein Quasi-Dynamisches Simulationsmodell (QDSL) als auch in Python entwickelt, welche auf eine gemessene Wirkleistung an einem Umformerwerk entsprechend mit einer Wirkleistung reagieren (P(P)-Regelung). Das Python-Modell wurde dabei für die Speicherdimensionierung und das Modell in *DlgSILENT PowerFactory* zur quasi-dynamischen Netzsimulation verwendet. Die Modelle in den verschiedenen Entwicklungsumgebungen verhalten sich dabei identisch, jedoch bietet Python Vorteile in der Automatisierung und *DlgSILENT PowerFactory* in der Netzberechnung.

Abbildung 15 zeigt das Simulationsprinzip eines QDSL-Regelmodells in *DlgSILENT PowerFactory*. Hierbei wird das Speichermodell direkt in den Lastfluss integriert und es können ebenfalls Konvergenzbedingungen parametrisiert werden. Erst wenn diese Bedingungen erfüllt sind, können weitere Zustandsvariablen wie z.B. der SOC (State Of Charge) des Speichermodells aktualisiert werden. In diesem Schritt der voranschreitenden Zeit gibt es ebenfalls Kontrollschleifen, welche erfüllt werden müssen. Beispielsweise muss sich der SOC ausschließlich zwischen 0 % und 100 % bewegen, hierfür wird dementsprechend geregelt.

$$t_{k+1} = t_k + \text{Step}$$

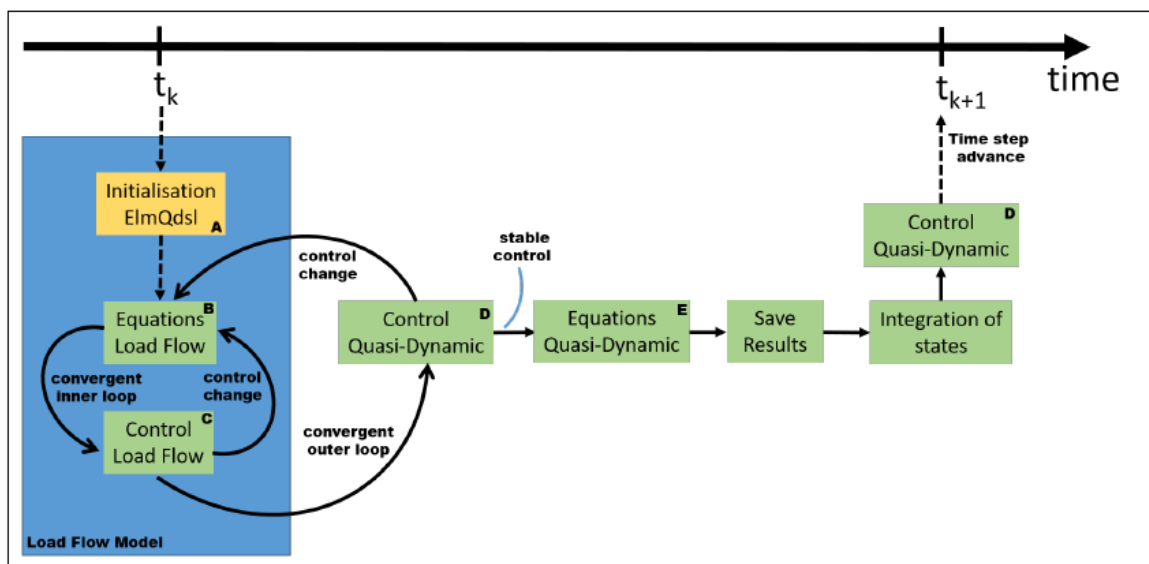


Abbildung 15: QDSL Modell – Simulationsprinzip.

Abbildung 16 zeigt die wichtigsten Komponenten der implementierten Regelung des QDSL Modells. Dieses Reglermodell erhält eine Wirkleistungsmessung (*P_{line}*) von einem bestimmten Netzpunkt als Eingangsdaten. Der Algorithmus zur Spitzenlastreduktion gibt dem Speicher einen Sollwert (*P_{batt}*), um einer Spitzenlastsituation im Netz entgegenzuwirken.

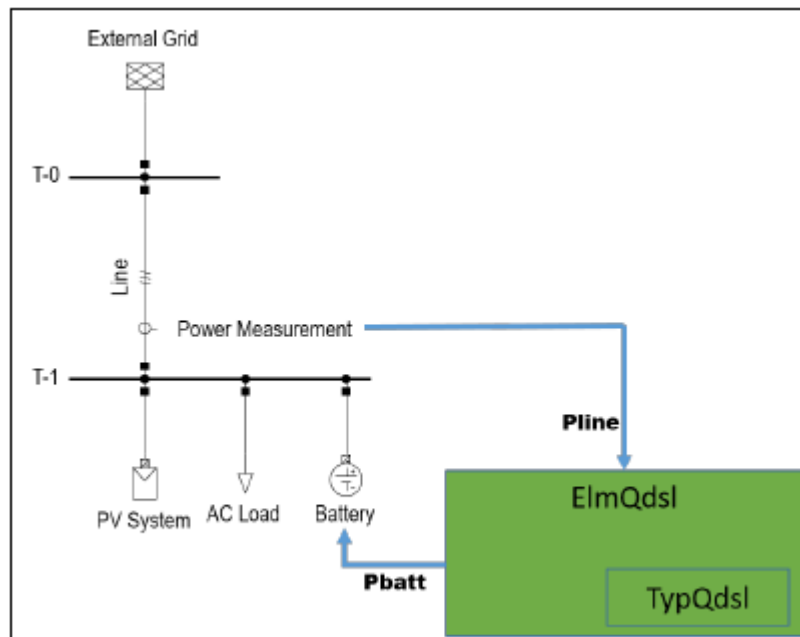


Abbildung 16: Schematisches Beispiel des entwickelten Batteriespeichersmodells zur Spitzenlastreduktion.

Vor der Betrachtung der Szenarien in der Netzsimulationsumgebung erfolgte noch eine detailliertere Betrachtung und Optimierung des Speichersmodells hinsichtlich der benötigten Größe zur Spitzenlastreduktion im Sinne von Speicherleistung (MW) und Kapazität (MWh). Hierfür wurden die Batteriespeicherszenarien für Auhof und Bergern im Detail mit dem Python Modell untersucht. Die Pumpspeicherkraftwerks-Variante spielte lediglich in der Netzsimulationsbetrachtung eine vergleichende Rolle, um die Netzverluste bewerten zu können. Zur detaillierten Betrachtung wurde für die ideale Speicherauslegung eine Parameteranalyse durchgeführt. Veränderte Parameter sind die des definierten Speichersmodells. Darunter fallen Schwellwerte für die Lade- und Entladestrategie, Speicherkapazität und Speicherleistung. Das Ziel der Spitzenlastreduktion wurde dabei fixiert. Anhand der Parameteranalyse wurde eine optimierte ideale Größe der Speicherkapazität ausgegeben, welche im Anschluss im DIGSILENT Power-Factory QDSL Modell übernommen werden konnte. Eine ideale Größe bedeutet die minimal notwendige Dimensionierung einer verlustfreien Flexibilität, um das Spitzenlastreduktionsziel über einen angestrebten Zeitraum dauerhaft erreichen zu können.

6.2.3 Szenarien

Für den Vergleich zwischen dem Einsatz von Batteriespeichersystemen und dem Pumpspeicherkraftwerk wurden folgende Szenarien (Tabelle 2) definiert:

Tabelle 2: Übersicht der durchgeführten und analysierten Szenarien.

Nr.	Name	Beschreibung
1	<i>Baseline</i>	Baseline-Szenario als Referenz-Szenario
2	<i>BESS_B</i>	Batteriespeicher (BESS) mit Standort Bergern Spitzenlastreduktion in Bergern (B) keine Leitung nach Uttendorf
3	<i>BESS_Au</i>	Batteriespeicher (BESS) mit Standort Timelkam Spitzenlastreduktion in Auhof (Au) keine Leitung nach Uttendorf
4	<i>BESS_B&Au</i>	Kombination aus <i>BESS_B</i> und <i>BESS_Au</i>
5	<i>PSP_B</i>	Pumpspeicher (PSP) in Uttendorf Spitzenlastreduktion in Bergern (B) inklusive Leitungen nach Uttendorf
6	<i>PSP_Au</i>	Pumpspeicher (PSP) in Uttendorf Spitzenlastreduktion in Auhof (Au) inklusive Leitungen nach Uttendorf
7	<i>PSP_B&Au</i>	Kombination aus <i>PSP_B</i> und <i>PSP_Au</i>

7 MODELLIERUNG

7.1 Simulationsmodell

Bevor das gesamte betrachtete Netz modelliert wurde, wurde der Referenzlastfluss in DlgSILENT PowerFactory manuell nachgebildet. Die Resultate der Lastflussberechnung in DlgSILENT PowerFactory wurden anschließend mit den Werten aus den Referenzlastflussergebnissen aus der Simulationssoftware μ PAS zum Zwecke der Validierung des Netzmodells verglichen. Nachdem im Umformerwerk Bergern die Maschine 2 als Referenzmaschine selektiert wurde, konnten annähernd identische Lastflussergebnisse erzielt werden. Hierfür wurden die resultierenden Spannungen als Validierungsattribut herangezogen. Bestandteil des Referenzlastflussvergleichs waren das Unterwerk Amstetten, das Unterwerk Bergern und das Umformerwerk Bergern.

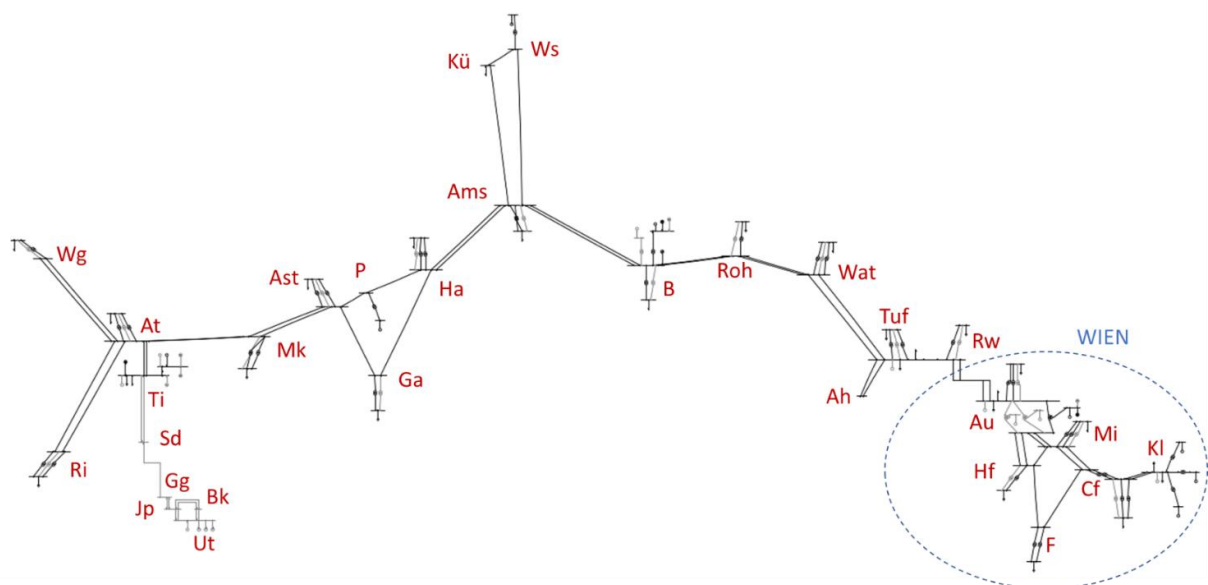


Abbildung 17: Erstelltes Teilnetzmodell in PowerFactory.

Im Anschluss wurden die Netzdaten in einem am AIT Austrian Institute of Technology GmbH entwickelten Netzmodell-Generator in DlgSILENT PowerFactory eingelesen. Dieser erstellt und verknüpft die bereitgestellten Netzelemente in der PowerFactory Datenbank, sodass Netzsimulationen mittels Lastflussberechnungen ausgeführt werden können. Das erstellte Netz enthält das Bahnstromnetz von Österreich, jedoch wurde zusätzlich ein Teilprojekt für das zu betrachtende Netzgebiet erstellt. Das erstellte Netz ist in Abbildung 17 dargestellt, rechts unten in der Grafik sieht man das Wiener Netz, nach links erstreckt sich das Netz bis zum Umrichterwerk Timelkam (Ti).

Die Kraftwerke, Umformerwerke und Umrichterwerke wurden als Synchronmaschinen modelliert. Diese sind in DlgSILENT PowerFactory nach dem Erzeugerpeilsystem modelliert. Dabei wurde eine Spannungsregelung für jedes Werk eingerichtet, bei der die jeweilige Blindleistung so geregelt wird, dass die darüberliegende 110 kV Sammelschiene (bzw. 55 kV in Wien) auf 115 kV (bzw. 57,5 kV in Wien) geregelt wird. Diese Regelung soll vereinfacht der tatsächlichen Spannungsregelung durch Blindleistung im ÖBB-Netz entsprechen. Grenzen für die Blindleistungsbereitstellung wurden pro Maschine ebenfalls festgelegt. Leistungsgrenzen und mögliche Leistungsfaktoren wurden bei den Maschinen hinterlegt (siehe Beispiel in Abbildung 18).

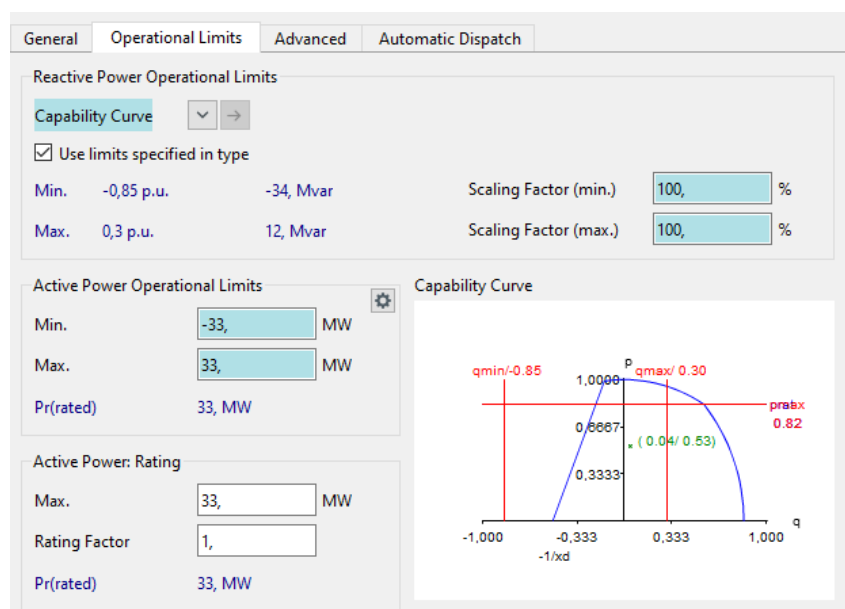


Abbildung 18: Parametereinstellungen für die Maschine 1 im Umformerwerk Bergern.

Zusammengefasst werden folgende Netzelemente mit einer Spannungsregelung auf die genannten Sollwerte gestellt:

- Kraftwerk St. Pantaleon
- Kraftwerk Weyer
- Umformerwerk Auhof
- Umformerwerk Kledering
- Umformerwerk Bergern
- Umrichterwerk Timelkam

Somit ergeben sich für das Ausgangsszenario, wie in Abbildung 19 ersichtlich, realistische Blindleistungsflüsse mit sinnvoll erlaubten Spannungswerten.

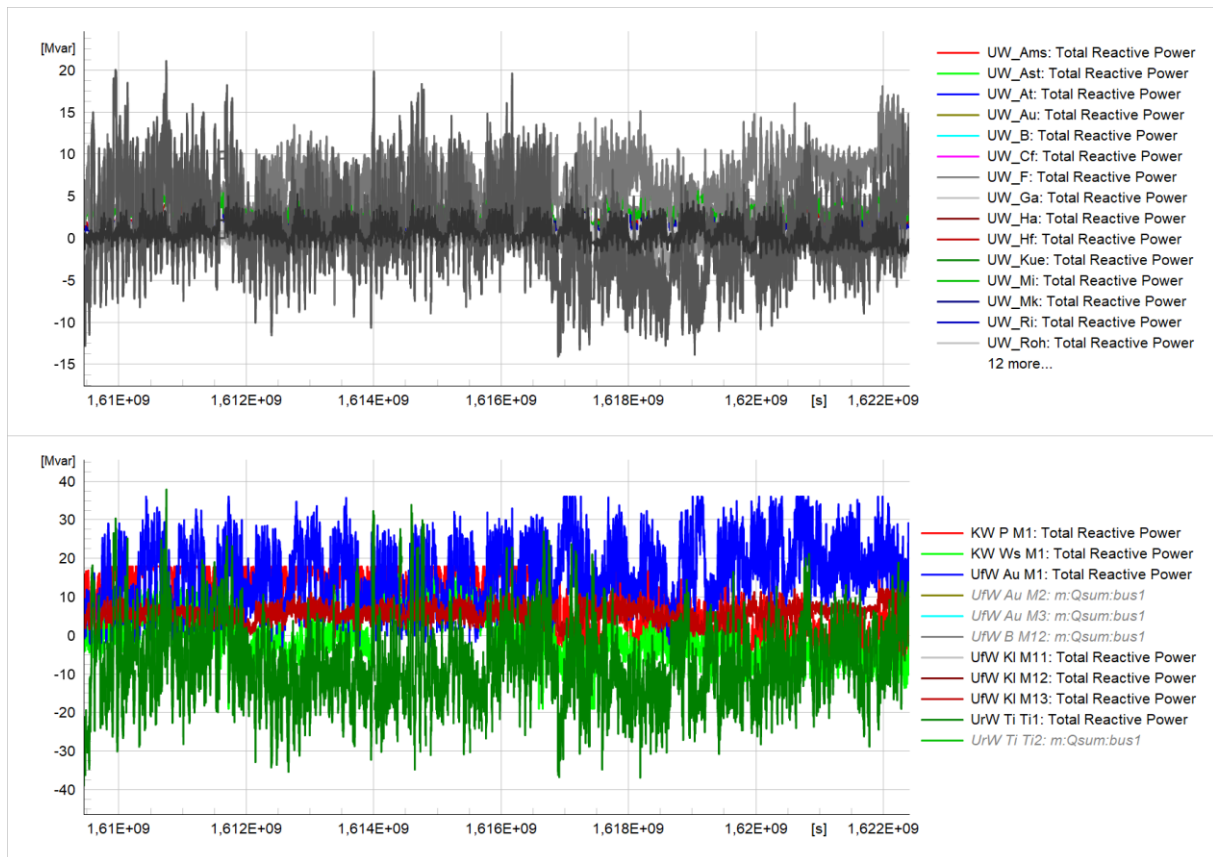


Abbildung 19: Resultierender Blindleistungsverlauf des Baseline-Szenarios für Unterwerke (oben) und Kraft-, Umformer- und Umrichterwerke (unten).

Als Referenzmaschine, welche den Lastfluss durch die vorgegebenen statischen Lastprofile ausgleichen muss, wurde das Kraftwerk Weyer gewählt. In der Lastflussberechnung wurden für die Wirkleistungen an den Simulationsgrenzen, Unter-, Umrichter- und Umformerwerken die zeitlichen Charakteristiken hinterlegt. Für die Blindleistungen wurden die gelieferten Zeitseriendaten nur teilweise bei den Unterwerken verwendet, da andere Werke mit einer spannungsabhängigen Blindleistungsregelung ausgestattet wurden. Die Unterwerke und Leistungsleistungen an den Systembetrachtungsgrenzen wurden als allgemeine Last implementiert, bei der die Wirk- und Blindleistung für jeden Zeitschritt vorgegeben wird. Diese sind in *DigSILENT PowerFactory* nach dem Verbraucherzählpeilsystem modelliert. Bei den Systembetrachtungsgrenzen sind Energieflüsse in beide Richtungen möglich und treten auch unterschiedlich auf. Die modellierten Systemgrenzen sind:

- Verbindung zwischen Umrichterwerk Timelkam und Unterwerk Steindorf
- Verbindung zwischen Unterwerk Tullnerfeld und Absdorf-Hippersdorf
- Verbindung zwischen Umformerwerk Kledering und Unterwerk Götzendorf
- Verbindung zwischen Unterwerk Auhof und Wr. Neustadt

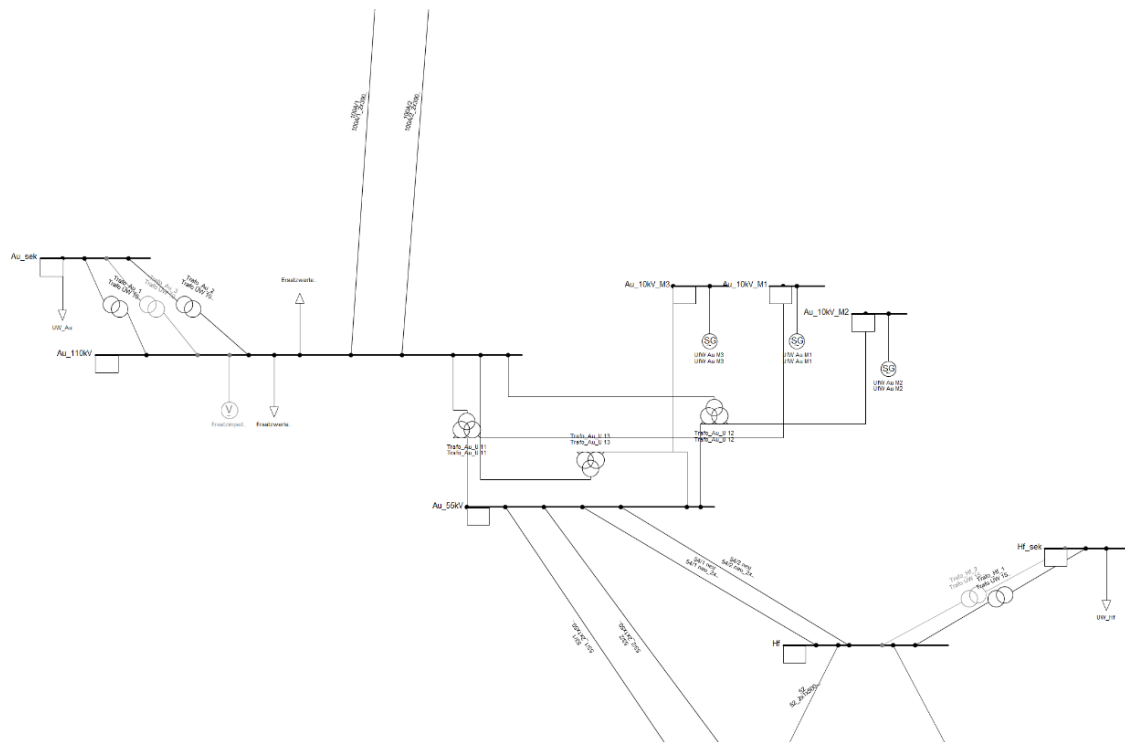


Abbildung 20: Topologie Umformerwerk Auhof.

7.2 Modellierung und Implementierung

7.2.1 Netzmodell

Das bestehende Netzmodell wurde für die Simulation der DSM-Szenarien mit der Leitungstrecke von Timelkam nach Uttendorf inklusive des Pumpspeicherkraftwerks erweitert (siehe Abbildung 21). Zusätzlich sind die unterschiedlichen DSM-Szenarien gekennzeichnet. **Blau** markiert die Pumpspeicherszenarien, wobei das Pumpspeicherkraftwerk Tauernmoos die Spitzen in Bergen und/oder Auhof reduziert. **Rot** markiert die Batteriespeicherszenarien, wobei der Standort der Batteriespeicher zur Spitzenreduktion für Bergen in Bergen und für Auhof in Timelkam angenommen wurde. Letztere wird dadurch begründet, dass in Auhof kein Platz für stationäre Batteriespeicher zur Verfügung steht und deshalb Timelkam für diese Betrachtung herangezogen werden musste.

Bei der Pumpspeichervariante ist das gesamte Netz aktiviert. Bei der Batteriespeichervariante wird der ergänzte Teil von Timelkam nach Uttendorf (blaue Eingrenzung) deaktiviert, damit in diesem Fall die Leitungsverluste nicht berücksichtigt werden. Somit können die Mehr-Verluste des Pumpspeicherszenarien durch längere Leitungstrecken mit dem Vergleichsszenario der lokalen Batteriespeicher errechnet und verglichen werden.

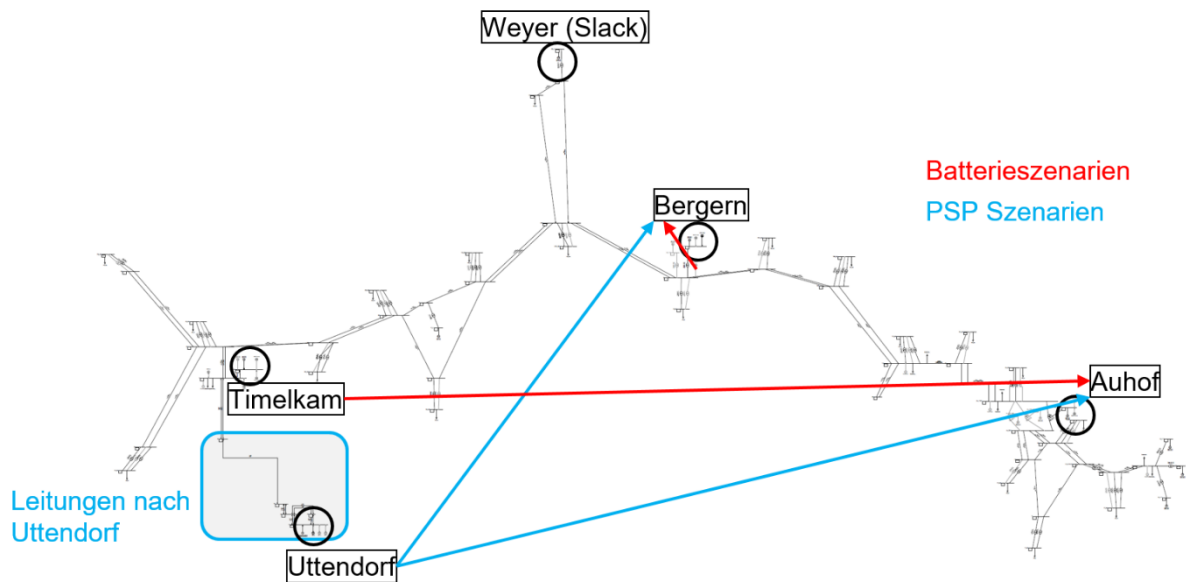


Abbildung 21: Netztopologie inklusive DSM-Szenarien.

7.2.2 Modellierung des Batteriespeichers

Um das Verhalten der Batteriespeicher in der Netzsimulation zu modellieren, wurde ein quasidynamisches Simulationsmodell (QDSL-Modell) in *DigSILENT PowerFactory* entwickelt. Das Modell besteht aus einer simulierten Batterie und einem Droop-Algorithmus, der das Lade- und Entladeverhalten der Batterie basierend auf Leistungs-Messwerten bestimmter Netzelemente steuert. Werden die Parameter und Schwellwerte dieser Steuerung optimal eingestellt, so können gezielt bestimmte Lastspitzen an den Übergabestellen zum öffentlichen Netz der APG durch die Batterie reduziert werden. Dabei muss stets darauf geachtet werden, dass in Schwachlastzeiten ausreichend Energie vom Netz in die Batterie nachgeladen wird. Eine technisch und wirtschaftlich sehr relevante Begrenzung ist dabei die angenommene Batteriekapazität (Parameter E_{ini}) und -nennleistung (Parameter P_{store} bzw. P_{feed}). Die Parameter P_{store} , $P_{StartStore}$ und $P_{FullStore}$ definieren die Ladestrategie. Es ergibt sich mit diesen Parametern eine leistungsabhängige Laderampe. Diese Rampe wird verwendet, um sprunghafte Lade- und Entladevorgänge zwischen 0 MW und P_{store} bzw. P_{feed} zu vermeiden und nur die benötigte Leistung bezogen auf das Ziel zu verwenden. Die Parameter P_{feed} , $P_{StartFeed}$ und $P_{FullFeed}$ definieren die Entladestrategie. Es ergibt sich mit diesen Parametern eine leistungsabhängige Entladerampe. Tabelle 3 enthält eine Übersicht über die verwendeten Parameter, deren Einheit und eine Kurzbeschreibung.

Tabelle 3: Beschreibung der Parameter.

Typ	Abkürzung	Einheit	Beschreibung
Zustandsvariable	SOC	%	Ladezustand
Parameter	<i>Eini</i>	MWh	Speicherkapazität
Parameter	<i>SOCini</i>	%	Initialer SOC zu Simulationsbeginn
Parameter	<i>SOCmin</i>	%	Minimal erlaubter SOC
Parameter	<i>SOCmax</i>	%	Maximal erlaubter SOC
Parameter	<i>Pstore</i>	MW	Ladenennleistung
Parameter	<i>PFullStore</i>	MW	Schwellwert für finale Ladung
Parameter	<i>PStartStore</i>	MW	Startschwellwert für Ladung
Parameter	<i>Pfeed</i>	MW	Entladenennleistung
Parameter	<i>PStartFeed</i>	MW	Startschwellwert für Entladung
Parameter	<i>PFullFeed</i>	MW	Schwellwert für finale Entladung

Das Batteriemodell wird im Verbraucherzählpeilsystem modelliert. Das bedeutet, dass positive Leistungswerte der Batterie eine Ladung und negative Werte eine Entladung der Batterie repräsentieren. Entladung wird folglich zur Spitzenlastreduktion bzw. Unterstützung des Umformerwerkes und Ladung zur Auffüllung des Ladezustandes beim Schwachlastzeiten genutzt. Minimaler und Maximaler SOC wurden für die initialen Untersuchungen eines idealen Speichers auf 0 % bzw. 100 % gestellt.

7.2.3 Beispiel einer Lade-/Entladestrategie basierend auf einer Wirkleistungsmessung (P(P) Regelung)

Das hier angenommene Modell operiert verlustfrei und stellt somit eine ideale Flexibilität dar. Aufbauend auf diesem idealen Modell kann nach erstmaliger Auslegung der Realitätsbezug Schritt für Schritt hergestellt werden. Dieser Bezug wird mit nachträglicher Lebenszyklusanalyse hergestellt. Eine ideal ausgelegte Kapazität einer Batterie fällt nach dieser Analyse am Ende als reales Abbild größer aus.

Als Eingangsparameter für den Ladealgorithmus wird die gemessene Leistung am jeweiligen Netzübergabepunkt zum öffentlichen Stromnetz der APG gewählt, anhand der üblicherweise die Energie- und Leistungskosten für die ÖBB berechnet werden. Hier gibt es ein gewisses Totband, in dem die Batterie weder geladen noch entladen wird und die Batterieleistung somit 0 MW ist. Außerhalb dieses Bandes wird abhängig von der Messleistung mit linear steigender Leistung geladen bzw. entladen, bis der Schwellwert für die Nennleistung erreicht wird. Abbildung 22 zeigt ein Beispiel einer solchen Schwellwertbezogenen P(P) Regelcharakteristik.

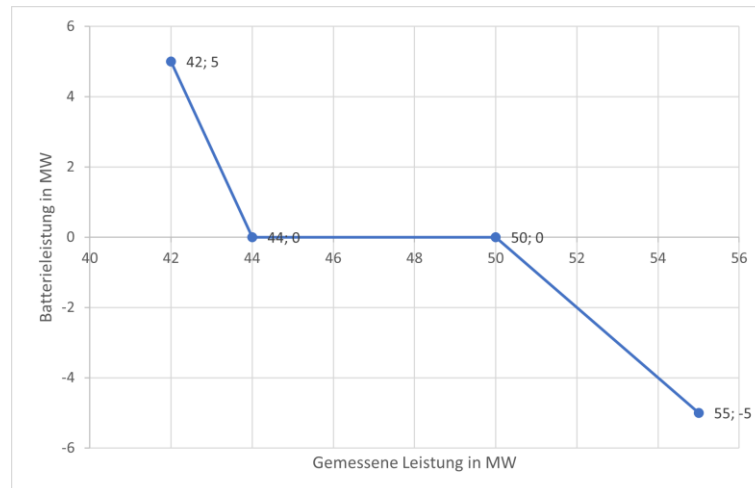


Abbildung 22: Beispiel einer Schwellwert-P(P) Regelungscharakteristik.

Abbildung 23 zeigt einen beispielhaften zeitlichen Verlauf, wie sich eine Batterie mit dieser Regelung basierend auf einer gemessenen Leistung Verhalten würde. Der Betrieb im Totband ist mit „OFF“ gekennzeichnet. P_{line} (rot) entspricht der gemessenen Leistung, welche als Eingangssignal für die Regelung dient. P_{batt} ist das Ausgangssignal der Regelung, also die resultierende Leistung der Batterie basierend auf dem Eingangssignal P_{line} .

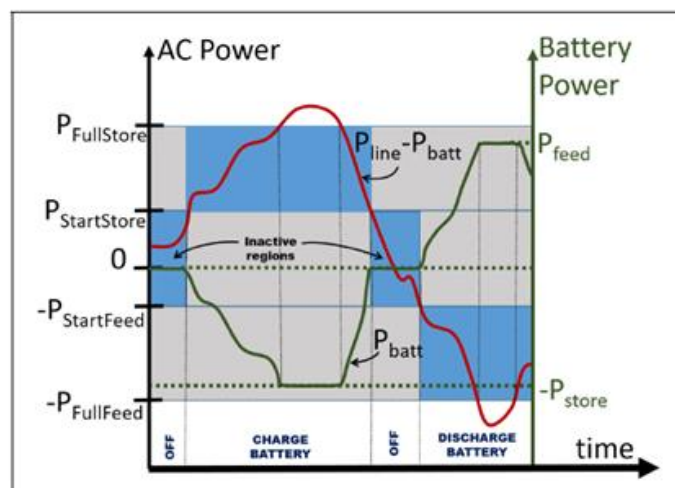


Abbildung 23: Beispiel des zeitlichen Verhaltens einer Batterie mit einer Schwellwert-P(P) Regelungscharakteristik

Die Entscheidung, welche Batterietechnologie für die Modellierung herangezogen und für eine zukünftige Anschaffung empfohlen wird, fällt eindeutig auf Lithium-Eisenphosphat (LFP) Li-Ionen Akkus. Diese am Markt weit verbreiteten Akkutypen weisen im Vergleich zu NMC und NCA Li-Ionen Akkus eine weitaus höhere Lebensdauer auf [9] und werden häufig in stationären Anwendungen (z.B. als Heimspeicher) genutzt.

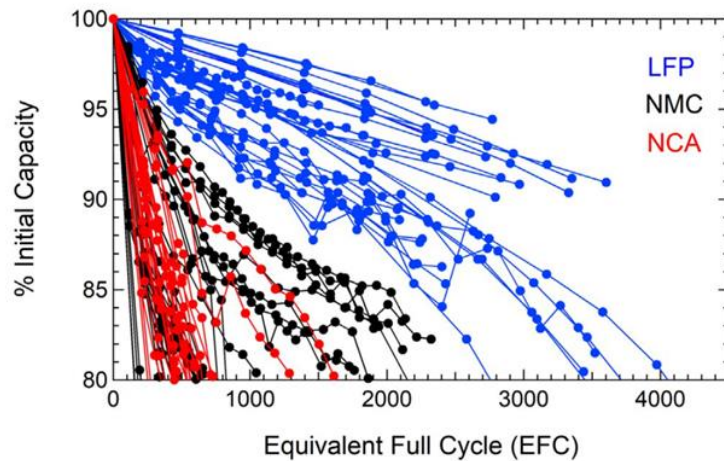


Abbildung 24: Lebensdauer-Vergleich verschiedener Li-Ionen Akkutypen [9]

Abbildung 24 beschreibt die zyklische Alterung einer Auswahl an LFP, NMC und NCA Akkus bei verschiedenen Lade- und Entladestrategien. Es ist klar ersichtlich, dass die getesteten LFP Akkus eine weitaus höhere Zyklenfestigkeit als die NMC und NCA Akkus aufweisen. Der Nachteil der niedrigeren volumetrischen und gravimetrischen Energiedichte von LFP Akkus ist in stationären Anwendungen meist kein einschränkender Faktor. Folglich wurde auch im ÖBB-DSM Projekt mit dieser Zellchemie modelliert.

7.2.4 Modellierung des Pumpspeicherkraftwerks

Das Pumpspeicherkraftwerksmodell ist ident dem Batteriespeichermodell, jedoch wird eine unbegrenzte Kapazität angenommen. Ladeschwellwerte werden dementsprechend so eingestellt, dass eine Ladung nie stattfindet, um die Ergebnisse besser interpretieren zu können. Für den Ergebnisvergleich heranziehbar sind somit die benötigte entladene Energie aus dem Pumpspeicherkraftwerk sowie die berechneten Netzverluste.

7.2.5 AIT TESCA Simulation Framework

Die detaillierte Simulation der Batteriesysteme wurde mithilfe des *AIT TESCA¹ Simulation Frameworks* durchgeführt, welches den Betrieb der Batterie abbildet. Auf Basis von Lastprofilen, festen Parametern und Effizienzkurven für Speicher und Wechselrichter, wird der Betrieb der Batterie auf Basis einer Steuerungslogik simuliert und ermöglicht die Berechnung der nutzbaren Kapazität, der Lade- und Entladezyklen, sowie der kalendarischen und zyklischen Degradierung des Systems.

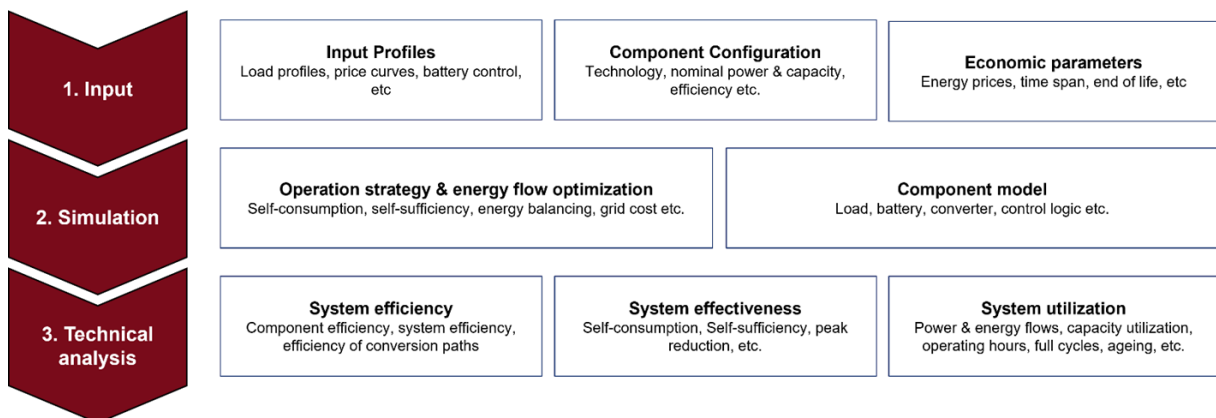


Abbildung 25: Übersicht des AIT TESCA Simulation Frameworks.

Abbildung 25 zeigt einen Überblick der Kernkomponenten des Frameworks:

Input: In diesem Modul können Lasten, Generatoren, Preise und Steuerungsvorgaben definiert werden. Die notwendigen Daten werden visualisiert, auf Fehlstellen untersucht und die Zeitreihen miteinander synchronisiert. Weiters ist es möglich, Effizienzkurven für Komponenten und technische Parameter für das Batteriesystem zu definieren.

Simulation: Das Verhalten der Batterie kann auf Basis einer Steuerungslogik oder eines vorgefertigten Lade- und Entladeplans simuliert werden. Leistungs- und Kapazitätsgrenzen werden automatisch eingehalten, und etwaige technische Rahmenbedingungen berücksichtigt.

Technical analysis: Hier werden Kernparameter errechnet und in Kennzahlen und KPIs übersetzt. Der Simulationsoutput kann sodann für zahlreiche Berechnungen verwendet werden.

¹ Techno-Economic Energy System & Component Analysis

Das Framework ermöglicht dadurch eine realitätsnahe Analyse des Verhaltens einer Lithium-Eisenphosphat Batterie unter gegebenen Anfangsbedingungen, Lastverläufen und Nutzerverhalten. Nichtlineare Effizienzverläufe in Abhängigkeit von der Lade- und Entladeleistung bilden den Kern der Simulation, und sind hauptverantwortlich für den Unterschied zwischen einer realen und idealen Simulation eines Speichers. Zur Veranschaulichung zeigt Abbildung 26 eine Wechselrichter-Effizienzkurve in Abhängigkeit von der gefahrenen Leistung.

Dabei zeigt sich eine starke Verminderung der Konverter-Effizienz bei Niedrig- und Teillastbetrieb. Die Auslegung des Konverters sollte daher möglichst nahe an der Betriebslast liegen. Da sich Tiefentladungen negativ auf die Lebensdauer der Batterie auswirken können, wird in der TESCA-Simulation 20 % der verfügbaren Kapazität zur Kapazitätsvorhaltung verwendet.

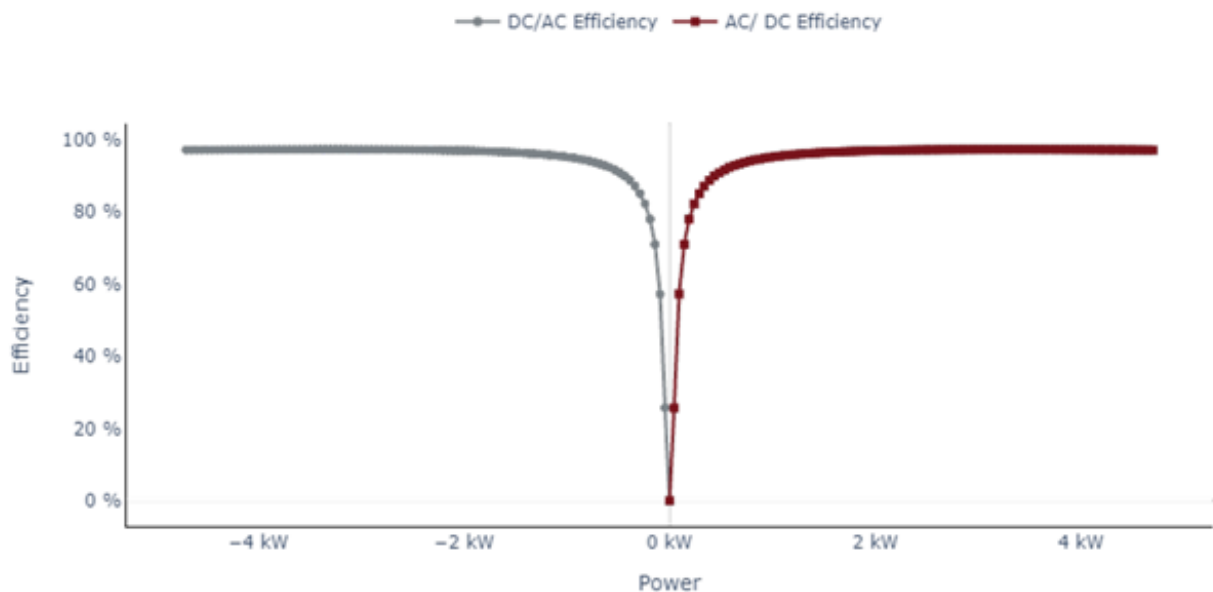


Abbildung 26: Wechselrichter-Effizienzkurve in Abhängigkeit von der gefahrenen Leistung.

7.2.6 Umsetzung des Baseline-Szenarios

Für die Implementierung der bereits beschriebenen Leistungs-Zeitreihen in der Netzsimulation wurden Python-Scripts entwickelt, in denen die *DigSILENT PowerFactory* Python API (Application Programming Interface) genutzt wird, um die entsprechenden Netzelemente mit Leistungs-Daten zu befüllen. Dabei wurden mehrere *DigSILENT PowerFactory* Projekte erstellt, jeweils mit den Zeitreihen des entsprechenden Szenarios. Letztendlich stellte sich das Szenario 2021 (mit einem Zeitraum von 01.01.2021 bis 31.05.2021) mit einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten als Baseline-Szenario heraus, da hier Daten von allen wichtigen Komponenten

wie Unterwerken, Umformerwerken, Umrichterwerken, Kraftwerken und Leitungen zu den Außengrenzen zur Verfügung stehen und dadurch realistische Lastflüsse nachgebildet werden konnten. Bei den Daten aus 2019 mit einer Auflösung von 15 Minuten konnten keine Daten für die Leitungen zu den Außengrenzen geliefert werden, wodurch unrealistische Lastflüsse berechnet wurden bzw. teilweise nicht mehr konvergiert sind.

Weiters wurden die notwendigen Verrechnungsinformationen bezüglich der Netzkosten zur Verfügung gestellt. Diese fließen in die wirtschaftliche Bewertung des Baseline-Szenarios ein und bildeten die Grundlage für die wirtschaftliche Bewertung der DSM-Szenarien.

7.2.7 Umsetzung der DSM-Szenarien

Neben dem Baseline-Szenario wurden sechs weitere Szenarien (siehe Kapitel 6.2) definiert. Diese unterscheiden sich in den folgenden Punkten:

- Wird ein Batteriespeicher oder das Pumpspeicherkraftwerk verwendet?
- Wird in Auhof und/oder Bergern die Lastspitze reduziert?
- Wird eine Schnelladestrategie oder gemäßigte Ladestrategie der Batterie eingesetzt?
- Wo befindet sich der Standort des Batteriespeichers?
- Um wieviel soll die Spitze reduziert werden?

In Summe wurden somit vier Instanzen der entwickelten Regelungsmodelle in *DigSILENT PowerFactory* verwendet. Diese Anzahl ergibt sich aus dem gewählten Modellierungsansatz – zwei Batteriespeichermodule und zwei Pumpspeichermodule für Auhof und Bergern.

Für die Feststellung einer geeigneten Speichergröße, die die Spitzen für den Simulationszeitraum reduzieren kann, wurde eine Parametervariation des Speichermodells in Python durchgeführt. Dabei wurden die folgenden Parameter variiert:

- Kapazität
- Lade-/Entladeleistung
- Schwellwerte für Start der Ladung und Entladung
- Schwellwerte für volle Ladung und Entladung

Die Parametervariation wurde anhand folgender Logik durchgeführt:

1. **Start Entladung:** Ziel der Spitzenlastreduktion = 50 MW. Dieses Ziel stammt aus einer Datenanalyse der Umformermessungen und in Abstimmung mit dem Auftraggeber ÖBB.
2. **Leistung des Batteriespeichers:** Benötigte Leistung nach Datenanalyse = 5 MW. Dieser Wert wird benötigt, um das Spitzenreduktionsziel für den halbjährigen Simulationszeitraum durchgehend einzuhalten.
3. **Finale Entladung:** Start Entladung plus Leistung des Batteriespeichers = 55 MW. Somit wird ein linearer Verlauf von gemessener Leistung zu entladener Leistung gewährt. Das heißt, dass bei beispielsweise 53 MW gemessener Leistung entsprechend 3 MW entladen werden, um das Ziel von 50 MW zu erreichen.
4. **Start der Ladung:** Hier wurde ein Mindesttotband von 1 MW gewählt, um einen schnellen Wechsel zwischen Lade- und Entladezustand zu vermeiden. In diesem Beispiel kann bei einer schnellen Ladestrategie z.B. höchstens 49 MW gewählt werden. Je früher (schneller) die Ladung einsetzt, desto eher wird in stärkeren Lastzeiten geladen.
5. **Finale Ladung:** Je nachdem, wie schnell die Batterie für einen weiteren Einsatz wieder voll beladen werden soll, kann ein entsprechender Wert für eine steilere Laderampe gesetzt werden. Je geringer der Abstand zum Start der Ladung, desto aggressiver ist die Ladestrategie. Hier muss darauf geachtet werden, dass der Abstand nicht zu gering ist, da es sonst zu einer ungewünschten Lasterhebung kommen kann.
Beispiel: Bei 48 MW finaler Entladung würde mit einer Batterieleistung von 5 MW das gemessene Profil auf 53 MW angehoben werden, um den Ladezustand wieder aufzufüllen. Das würde dem Zielwert des Spitzenreduktion von 50 MW widersprechen. Ein Wert von höchstens 44 MW wäre hier angebracht.

8 SIMULATION

8.1 Simulation des Baseline-Szenarios

Das Baseline-Szenario umfasst die Bahnstrecke zwischen Wien und Timelkam. Auf Basis der zur Verfügung gestellten Zeitreihendaten von 01.01.2021 bis 31.05.2021 wurden in einer Quasi-dynamischen Simulation Lastflussberechnungen in einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten durchgeführt. Die Wirkleistungen wurden durch die Zeitreihendaten bei allen Last- und Erzeugungskomponenten vorgegeben: Unterwerke, Umformerwerke, Umrichterwerke, Kraftwerke und Leitungen zu den Außengrenzen. Im Falle der Blindleistung wurden die Werte nur bei Unterwerken und Leitungen zu den Außengrenzen vorgegeben. Die restlichen Werke wurden in der Simulation mit einer Blindleistungsregelung zur Spannungshaltung ausgestattet. Als Spannungssollwert wurden 115 kV gesetzt. Die Transformatoren besitzen generell keine automatischen Stufensteller. Die tatsächlich reale Spannungsregelung im ÖBB Betrieb wurde nicht identisch nachgebildet. Stattdessen wurde die in *DigSILENT PowerFactory* existierende Spannungsregelung eingesetzt. Dadurch gibt es bei den Blindleistungsflüssen in der Simulationsergebnissen Abweichungen zu den realen Blindleistungsflüssen.

Basierend auf der beschriebenen Modellierung wird in einer Quasi-Dynamischen-Simulation ein Lastfluss für jeden 15 Minuten Zeitschritt berechnet. Diese Simulation wird in 2 Varianten durchgeführt:

1. **PQ Vorgabe:** Es werden direkt die Blindleistungsmesswerte für alle Komponenten verwendet, um zu ermitteln, welche Spannungen und Auslastungen sich im Netzmodell ergeben und ob diese realistisch sind. Hier werden die Wirk- und Blindleistungsgrenzen deaktiviert, da es ansonsten zu häufig zu Konvergenzproblemen kommt.
2. **PU Vorgabe:** Die Blindleistung ergibt sich aus der Spannungssollwertvorgabe. Hier werden alle Wirk- und Blindleistungsgrenzen berücksichtigt.

Abbildung 27 zeigt zu jedem 15 Minuten Wert die maximal resultierenden Auslastungswerte über alle Elemente sowie die maximale und minimale Knotenspannung im gesamten Netz mit direkter Blindleistungsvorgabe. Die Auslastung liegt hauptsächlich zwischen 30 % und 100 %, nur in wenigen Fällen treten Auslastungen über 100 % auf. Zusätzlich bewegen sich die Spannungswerte ebenfalls in einem realistischen Band, wodurch das Netzmodell mit den Messdaten validiert werden konnte.

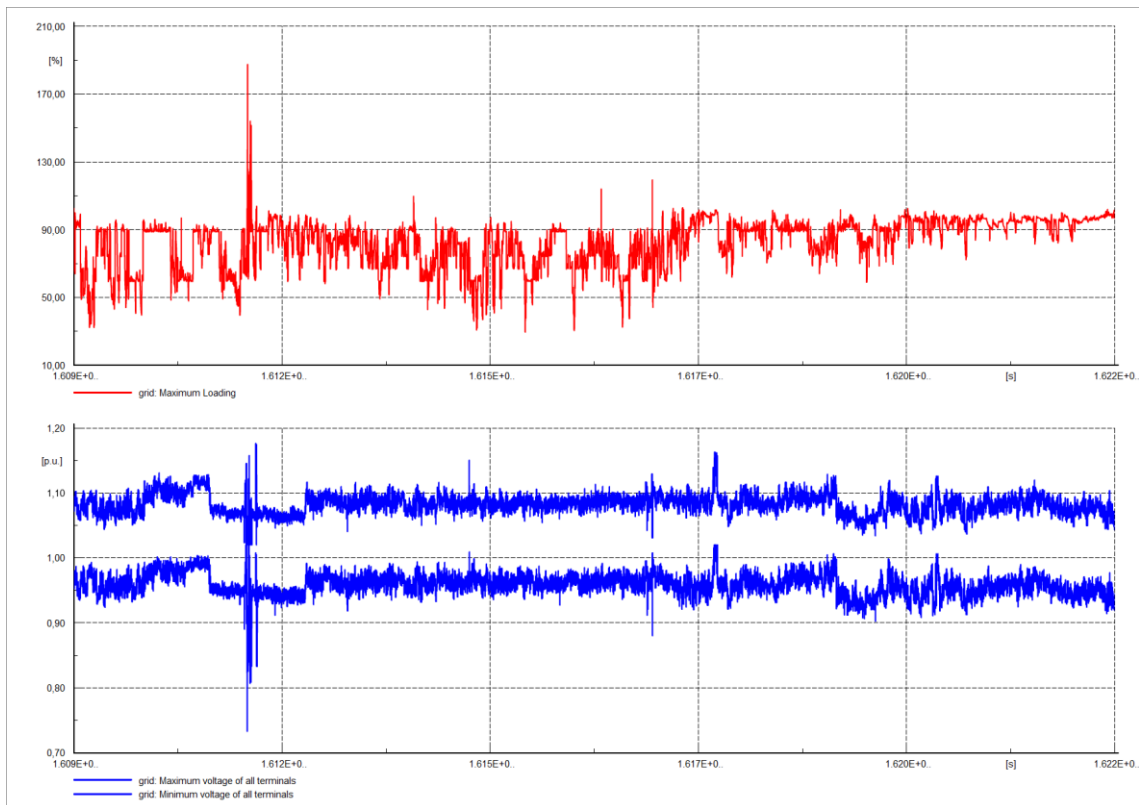


Abbildung 27: Maximal resultierende Auslastungswerte und maximale/minimale Knotenspannung im gesamten Netz mit direkter Blindleistungsvorgabe.

Abbildung 28 zeigt dieselben Ergebnisse für den Fall der Spannungswollwertvorgabe. Hierbei können deutlich genauere Spannungsgrenzen eingehalten werden. Die Auslastungsspitzen werden ebenfalls reduziert, können jedoch auch nicht vollständig eingehalten werden.

Abbildung 29 stellt die Wirkleistungsverluste und den Blindleistungsbedarf für das gesamte Netz mit Blindleistungsvorgabe dar.

Abbildung 30 repräsentiert dieselben Ergebnisse für die Spannungswollwertvorgabe. Es können ähnliche Verläufe festgestellt werden, wodurch die Spannungsregelung als realistisch angenommen werden kann.

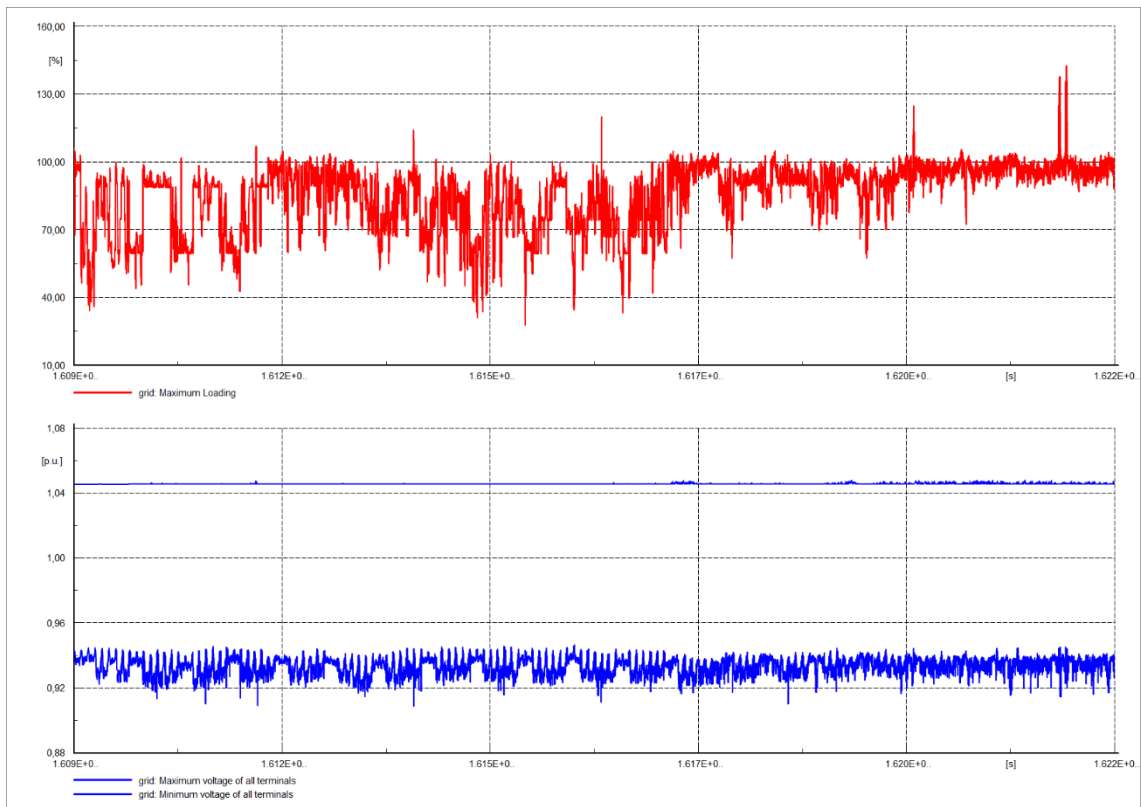


Abbildung 28: Maximal resultierende Auslastungswerte und maximale/minimale Knotenspannung im gesamten Netz mit direkter Spannungssollwertvorgabe.

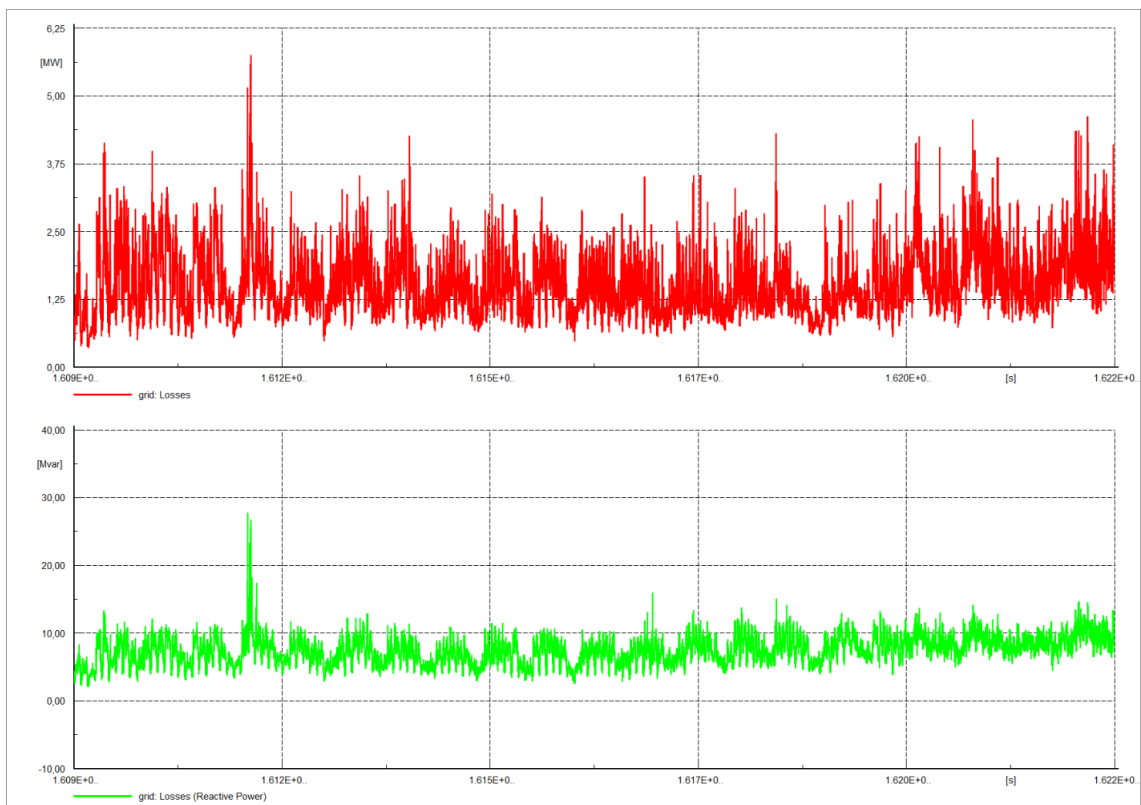


Abbildung 29: Wirkleistungsverluste und Blindleistungsbedarf mit Blindleistungsvorgabe.

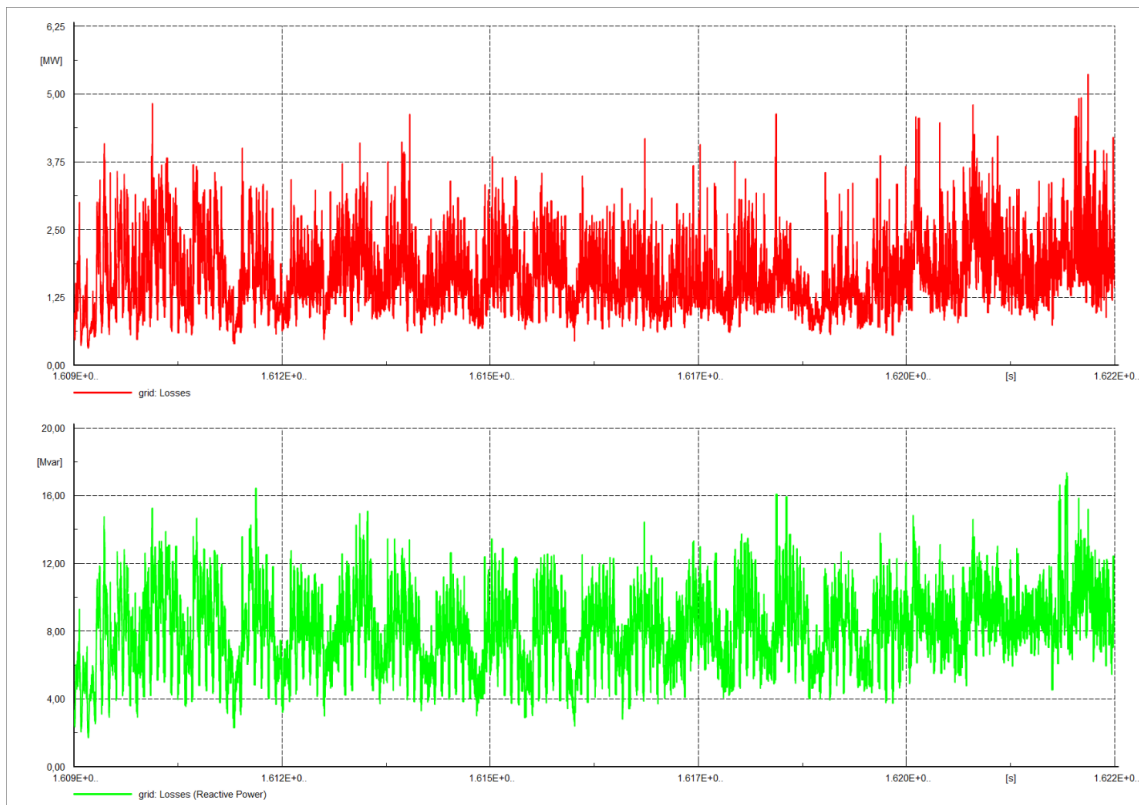


Abbildung 30: Wirkleistungsverluste und Blindleistungsbedarf mit Spannungssollwertvorgabe.

Das Kraftwerk Weyer wurde als Referenzmaschine (Slack) ausgewählt. Dieses gleicht somit benötigte Wirkleistungsflüsse bei gleichbleibender Frequenz im gesamten Netzmodell aus. In der Realität würde nicht die gesamte Energie, welche für die Ladung der Batterie benötigt wird, von diesem Kraftwerk bereitgestellt werden, sondern aus dem restlichen ÖBB Bahnstromnetz. Der resultierende Verlauf für das Baseline Szenarios der Referenzmaschine ist in Abbildung 31 ersichtlich.

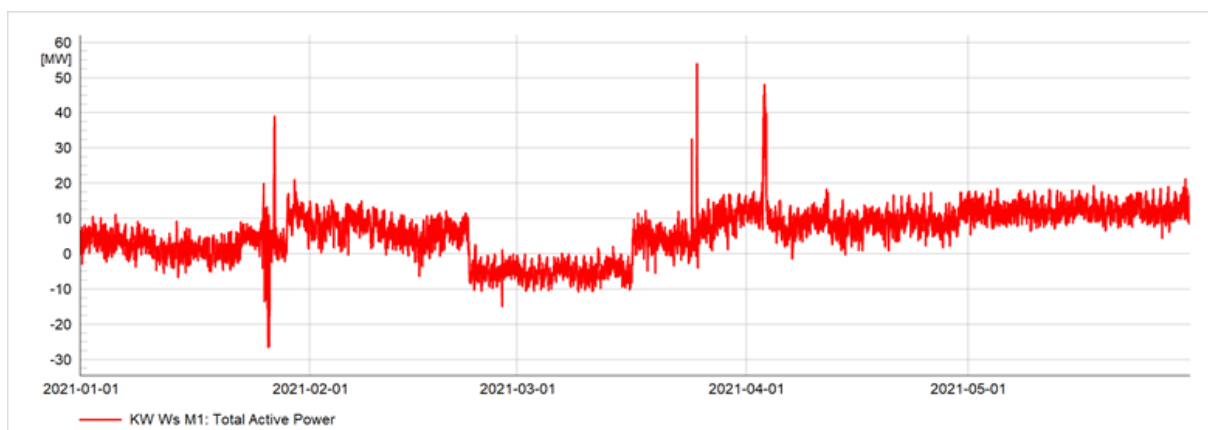


Abbildung 31: Resultierendes Profil der Referenzmaschine KW Weyer für das Baseline Szenario.

Abbildung 32 zeigt den erweiterten Simulationsdurchlauf des Baseline Szenarios über den genannten Zeitraum. Das Slack-Profil von KW Weyer des Baseline Szenarios wird im weiteren Verlauf mit den DSM-Szenarien gegenübergestellt.

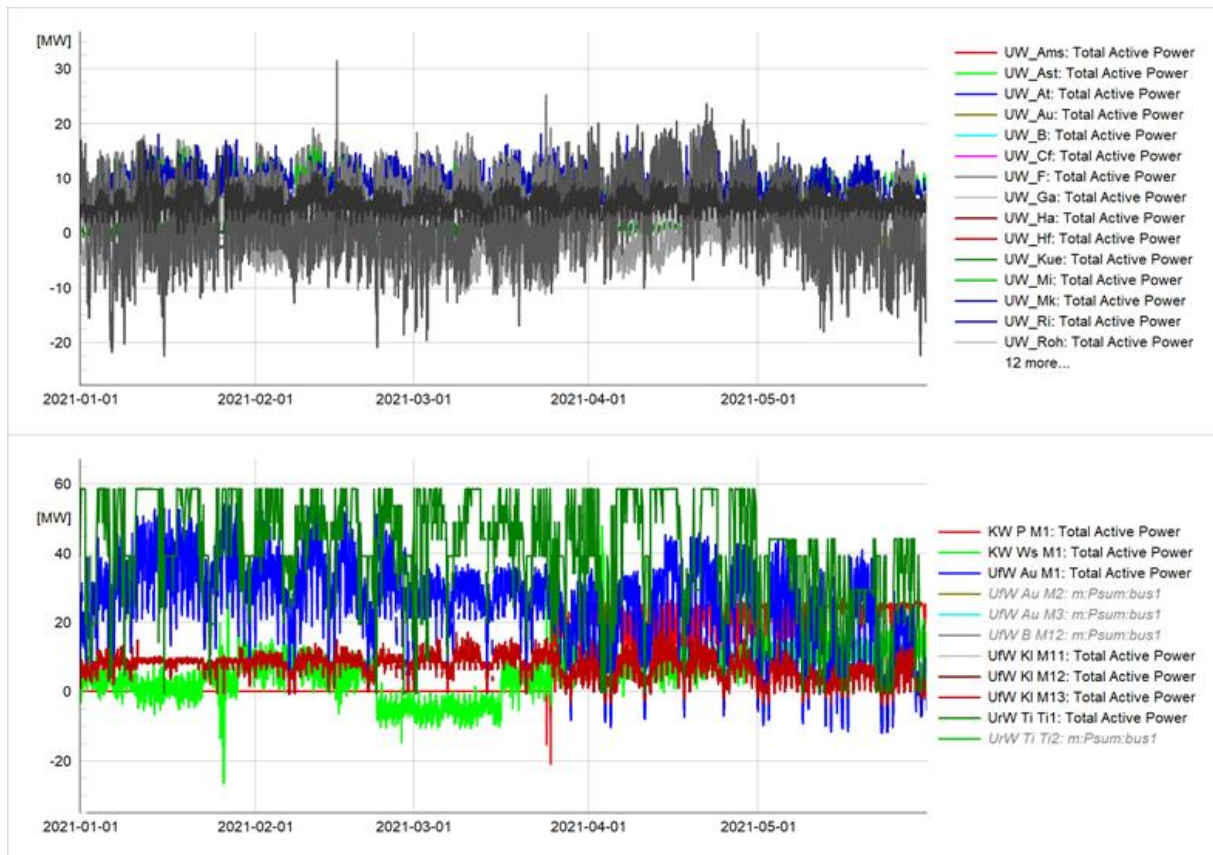


Abbildung 32: Eingespielte Lastprofile für Unterwerke, Kraftwerke und Umformerwerke.

In Abbildung 33 sind die Wirkleistungsverluste für das Baseline-Szenario dargestellt. Diese dienen als Vergleichsbasis für die Verluste in den DSM-Szenarien.

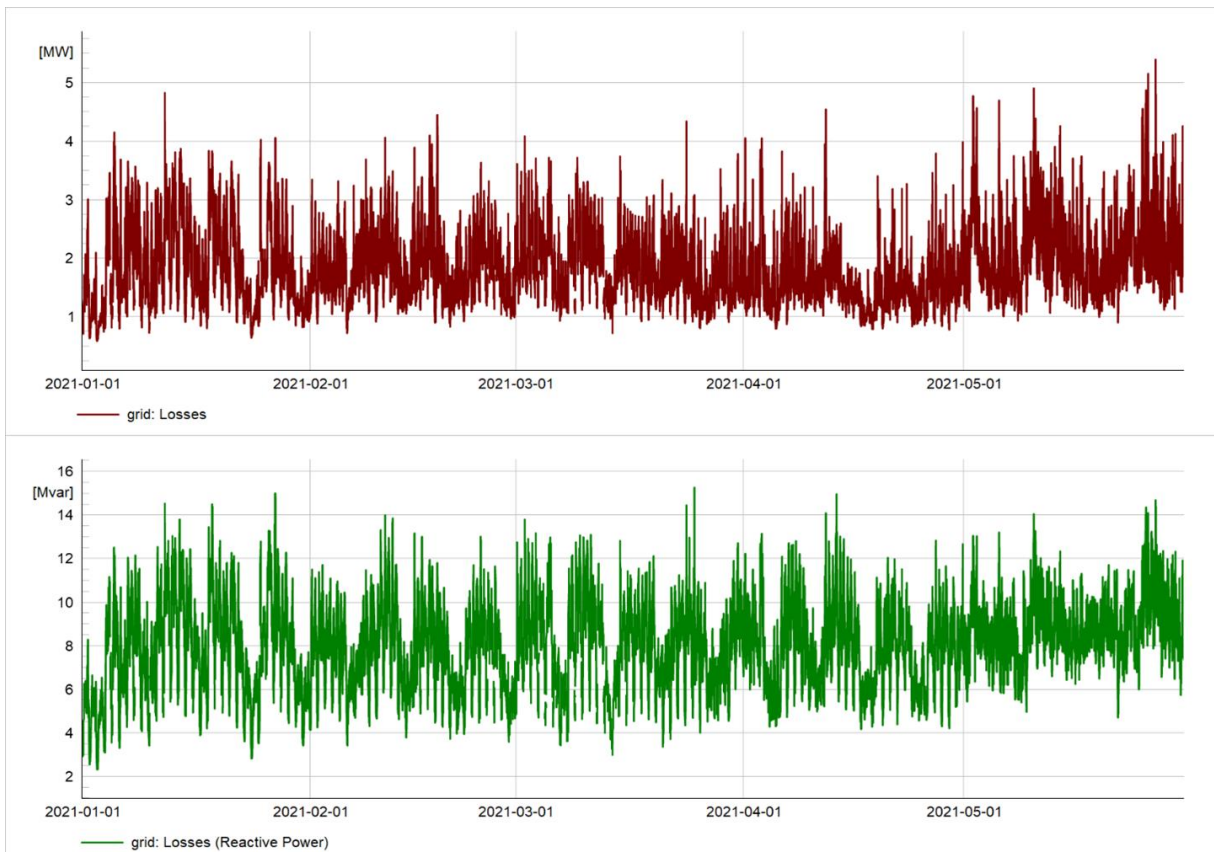


Abbildung 33: Resultierende aggregierte Netzverluste und Blindleistungsbedarf für das Baseline Szenario über das gesamte betrachtete ÖBB Stromnetz.

8.2 Speicherdimensionierung mit Parametervariation

Der Zweck der Netzsimulation ist die Bestimmung der Auswirkungen von den Batteriespeichersystemen bzw. Pumpspeicherkraftwerk auf den Lastfluss. Hierfür wurde im ersten Schritt eine Speicherdimensionierung mit Hilfe einer Parametervariation und anschließender -analyse, basierend auf den Parametern des entwickelten Speichermodells, durchgeführt.

Die Parametervariation wird auf Basis mehrerer Durchläufe des Speichermodells durchgeführt. Als Input dient hierfür die Wirkleistungsmessung der Umformerwerke Auhof und Bergern. Daraus resultiert das spitzenreduzierte Profil am Umformer und die dazugehörige Speicheraktivität sowie der zugehörige Ladezustand.

Abbildung 34 zeigt einen beispielhaften Simulationsdurchlauf des Speichermodells für Jänner für den Fall Bergern:

- Blau: Originales Residualprofil an der Übergabestelle zum öffentlichen Stromnetz der APG. Positive Werte bedeuten Bezug vom öffentlichen Netz aus Sicht des ÖBB Netzes. Negative Werte bedeuten Einspeisung in das öffentliche Netz durch Überschuss im ÖBB Netz.
- Orange: Verändertes (gekapptes) Residualprofil nach der Spitzenlastdeckung
- Grün: Lade- und Entladeaktivität des Speichers. Positive Werte bedeuten Laden der Batterie. Negative Werte bedeuten Entladen der Batterie im Falle einer Spitzenlastreduktion.
- Rot: Resultierender State of Charge (SOC) des Speichers

In diesem Fall treten Spitzen auf, welche durch den Speicher ausgeglet werden. Während dieser Zeit wird der Speicher entladen und der SOC nimmt ab. Dieser wird nach den Spitzenreduktionsevents bei schwächeren Lastzeiten wieder aufgefüllt.

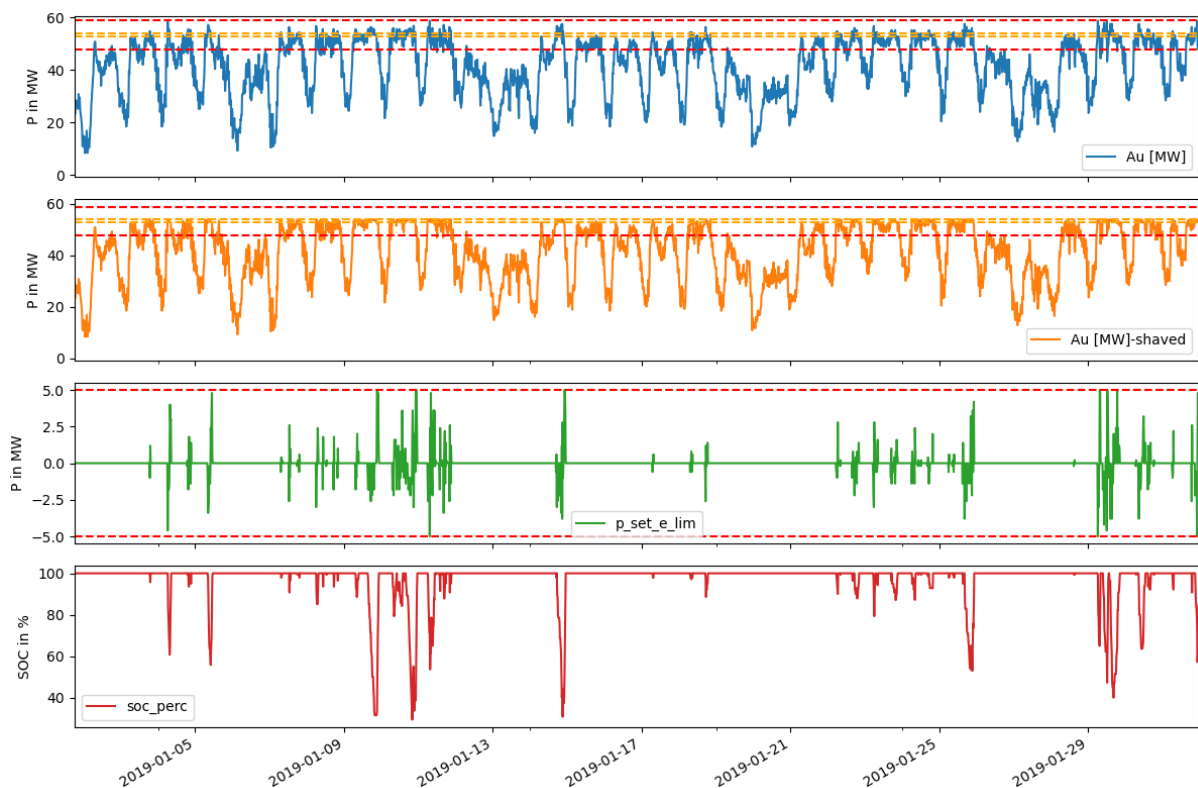


Abbildung 34: Simulierter Monat Jänner eines Durchlaufs des Speichermodells in Python für die Parametervariation.

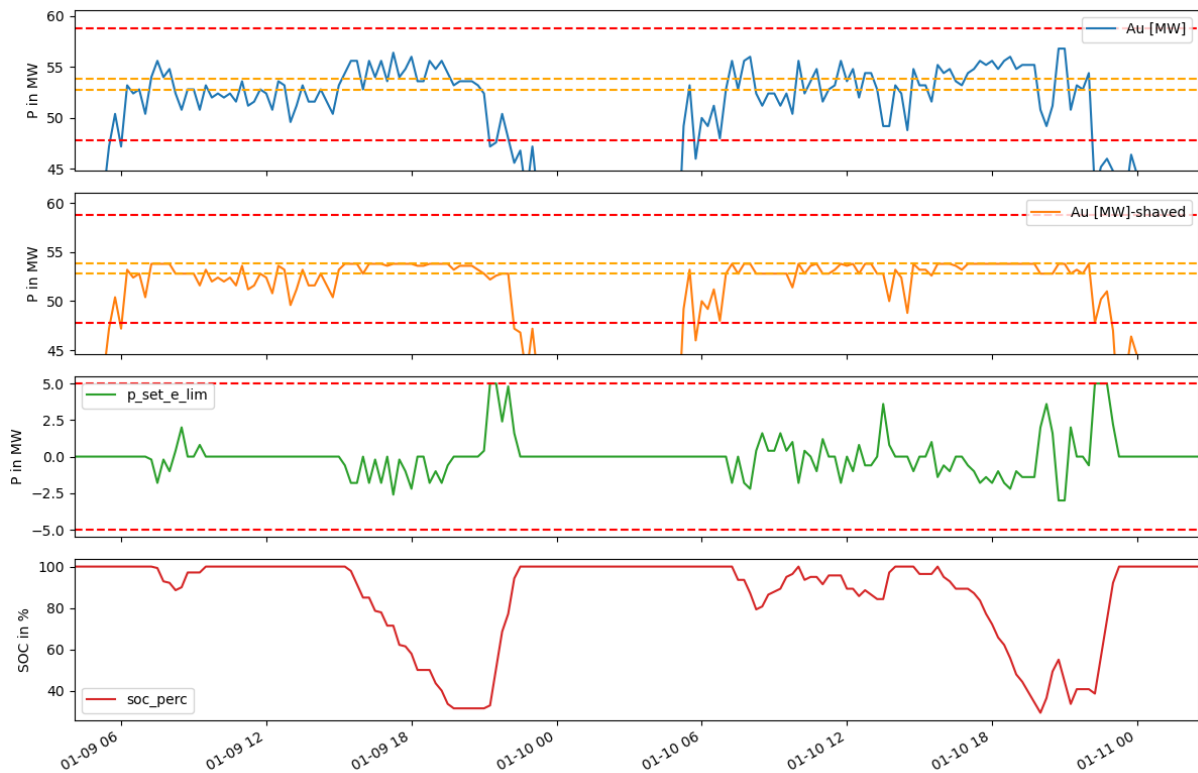


Abbildung 35: Leistungsschwellwertbeschreibung anhand des Beispiels Bergern.

Der Ausschnitt für 2 Tage in Abbildung 35 verdeutlicht, wann welche Schwellwerte für Ladung und Entladung getriggert werden. Diese Schwellwerte (im 1. und 2. Diagramm von oben) werden in der Parametervariation variiert:

- Rote strichlierte Linie (oben): Schwellwert, ab wann mit voller Entladeleistung entladen werden soll.
- Orange strichlierte Linie (oben): Schwellwert, ab wann die Entladung gestartet werden soll.
- Orange strichlierte Linie (unten): Schwellwert, ab wann die Ladung gestartet werden soll.
- Rote strichlierte Linie (unten): Schwellwert, ab wann mit voller Ladenennleistung geladen werden soll.

Die rot strichlierten Linien im 3. Diagramm kennzeichnen die maximale und minimale Ladelleistung des Speichermodells.

ID	Parameter									Ergebnisse										
	uid	Station	p_nom_charge	p_final_charge	p_start_charge	p_nom_discharge	p_start_discharge	p_final_discharge	e_capacity	soc_ini	Succeeded PS times	Limited PS times	Limited PS times at not empty SOC	Succeeded charge times	Limited charge times	Limited charge times at not full SOC	Active PS times	PS profile above hard limit	Discharged energy	Charged energy
1241	Auhof	5	25	28	-5	50	55	1	100	33	80	10	11	7795	20	113	0	-14.19	14.19	54.23
4144	Auhof	5	25	28	-5	50	55	2	100	54	59	8	22	7784	20	113	0	-23.33	23.33	54.23
7047	Auhof	5	25	28	-5	50	55	3	100	68	45	5	28	7778	20	113	0	-29.82	29.82	54.23
9950	Auhof	5	25	28	-5	50	55	4	100	76	37	3	31	7775	20	113	0	-34.11	34.11	54.23
12853	Auhof	5	25	28	-5	50	55	5	100	85	28	3	36	7770	18	113	0	-37.04	37.04	54.23
15756	Auhof	5	25	28	-5	50	55	6	100	89	24	3	37	7769	19	113	0	-39.04	39.04	54.23
18659	Auhof	5	25	28	-5	50	55	7	100	94	19	3	39	7767	19	113	0	-41.04	41.04	52.93
21562	Auhof	5	25	28	-5	50	55	8	100	100	13	3	40	7766	19	113	0	-43.04	43.04	52.81
24465	Auhof	5	25	28	-5	50	55	9	100	105	8	2	43	7763	19	113	0	-44.99	44.99	52.81
27368	Auhof	5	25	28	-5	50	55	10	100	107	6	1	44	7762	18	113	0	-45.99	45.99	52.81
30271	Auhof	5	25	28	-5	50	55	11	100	109	4	1	44	7762	19	113	0	-46.99	46.99	52.74
33174	Auhof	5	25	28	-5	50	55	12	100	111	2	1	45	7761	19	113	0	-47.99	47.99	51.08
36077	Auhof	5	25	28	-5	50	55	13	100	113	0	0	45	7761	19	113	0	-48.49	48.49	50.00
38980	Auhof	5	25	28	-5	50	55	14	100	113	0	0	45	7761	19	113	0	-48.49	48.49	50.00
41883	Auhof	5	25	28	-5	50	55	15	100	113	0	0	45	7761	19	113	0	-48.49	48.49	50.00
44786	Auhof	5	25	28	-5	50	55	16	100	113	0	0	45	7761	19	113	0	-48.49	48.49	50.00
47689	Auhof	5	25	28	-5	50	55	17	100	113	0	0	45	7761	19	113	0	-48.49	48.49	50.00
50592	Auhof	5	25	28	-5	50	55	18	100	113	0	0	45	7761	19	113	0	-48.49	48.49	50.00
53495	Auhof	5	25	28	-5	50	55	19	100	113	0	0	45	7761	19	113	0	-48.49	48.49	50.00
56398	Auhof	5	25	28	-5	50	55	20	100	113	0	0	45	7761	19	113	0	-48.49	48.49	50.00

Abbildung 36: Beispiel der Parameteranalyse zur Speicherdimensionierung.

Abbildung 36 liefert einen Auszug der Parametervariation anhand des Beispiels Auhof. Die gezeigte tabellarische Form enthält aus Übersichtsgründen nur eine Variation über die Speicherkapazität, um ein besseres Verständnis zu vermitteln. Die grünen Spalten repräsentieren die Eingangsparameter für die Parametervariation des Speichermodells (siehe Kapitel 7.2.2). Die orangenen Spalten repräsentieren die Ergebnisse, dargestellt in unterschiedlichen Kennzahlen, welche zusammengefasst ausdrücken, wie oft ein Lade- bzw. Entladeprozess erfolgreich oder limitiert durchgeführt werden konnte und wie oft Spitzenreduktionsfälle im betrachteten Zeitraum aufgetreten sind.

- Succeeded PS times: Zeitintervalle mit erfolgreicher Spitzenlastreduktion.
- Limited PS times: Zeitintervalle mit limitierter Spitzenlastreduktion.
- Limited PS times at not empty SOC: Zeitintervalle mit limitierter Spitzenlastreduktion bei nicht komplett entladem SOC.
- Succeeded charge times: Zeitintervalle mit erfolgreicher Ladung.
- Limited charge times: Zeitintervalle mit limitierter Ladung.

- Limited charge times at not full SOC: Zeitintervalle mit limitierter Ladung bei nicht komplett geladenem SOC.
- Active PS times: Zeitintervalle mit aktiver Spitzenlastreduktion.
- PS profile above hard limit: Zeitintervalle mit Überschreitung der Spitzenlast über den Schwellwert der vollen Entladeleistung.
- Discharged energy: Entladene Energie in MWh.
- Charged energy: Geladene Energy in MWh.

Die letzte Spalte („Remaining max peak“) gibt Auskunft, wie hoch die maximale Spitze nach Simulation der Spitzenlastreduktion über den gesamten Zeitraum ist. In diesem Fall ist zu erkennen, dass eine Erhöhung der Speicherkapazität („e_capacity“) zu einer besseren Reduktion der Lastspitzen führt, da ein größerer Speicher längere Spitzenzeiten überbrücken kann. Ab einer Speicherkapazität von 13 MWh wird das Ziel von 50 MW erreicht und ein größerer Speicher wäre für das gewünschte Ziel überdimensioniert.

Das Verhältnis zwischen Speichergröße und gekappter Leistungsspitze floss in die wirtschaftliche Betrachtung ein. Hierfür wurde das resultierende Profil der Speicheraktivität (SOC und Leistung) und gewählter Speichergröße an den Auftraggeber ÖBB übermittelt, welche intern weiters eine wirtschaftliche Optimierung basierend auf dem Energiemarkt durchführten. Die Ergebnisse der wirtschaftlich optimierten Speichernutzung wurden am Ende mit der hier rein technisch getriebenen Speichernutzung verglichen. In einer letzten Iteration wurde mit Hilfe einer Lebenszyklusanalyse mit der vorherrschenden Speichernutzung untersucht, wie groß ein realer Speicher dimensioniert werden müsste, um die Ziele ebenfalls einhalten zu können.

ID	Station	Parameter								Ergebnisse										
		p_nom_charge	p_final_charge	p_start_charge	p_nom_discharge	p_start_discharge	p_final_discharge	e_capacity	soc_ini	Succeeded PS times	Limited PS times	Limited PS times at not empty SOC	Succeeded charge times	Limited charge times	Limited charge times at not full SOC	Active PS times	PS profile above hard limit	Discharged energy	Charged energy	Remaining max peak
1527	Bergern	3	10	20	-3	25	28	3	100	12	0	0	11	14144	2	12	0	-4.23	4.23	25
18854	Auhof	5	36	47	-5	50	55	7	100	113	0	0	99	14119	38	113	0	-48.49	48.49	50

Abbildung 37: Resultierende Speichergrößen und Parameter durch die Parameteranalyse

Nach dem Durchlauf eines größeren Parameterbereichs wurden für Auhof und Bergern finale Parameter für die Netzsimulation und weitere Detailbetrachtung ausgewählt. Die Auslegung der finalen Parameter basieren auf dem halben Jahr von 2021 und sind in Abbildung 37 dargestellt. Der abgedeckte Parameterbereich für die finale Speicherdimensionierung ist in Tabelle 4 dargestellt.

Tabelle 4: Abgedeckter Parameterbereich der Speicherdimensionierung

Parameter	Bergern	Auhof
<i>p_nom_charge</i>	3 – 10 MW	1 – 10 MW
<i>p_final_charge</i>	10 – 20 MW	23 – 27 MW
<i>p_start_charge</i>	15 – 22 MW	26 – 47 MW
<i>p_nom_discharge</i>	3 MW	5 MW
<i>p_start_discharge</i>	25 MW	50 MW
<i>p_final_discharge</i>	28 MW	55 MW
<i>e_capacity</i>	3 – 20 MWh	1 – 20 MWh

8.3 Netzsimulation und Ergebnisse der DSM-Szenarien

Tabelle 5 zeigt die verwendete Parameterkonfiguration für die vier instanziierten Regler. Diese Einstellungen wurden in der Simulation des Baseline-Szenarios und der DSM-Szenarien verwendet.

Tabelle 5: Parameterkonfiguration in PowerFactory

Parameter	BESS in Timelkam für Auhof	BESS in Bergern für Bergern	PSP in Uttendorf für Auhof	PSP in Uttendorf für Bergern
Lade-/Entladeleistung	5 MW	3 MW	5 MW	3 MW
Kapazität	7 MWh	3 MWh	∞	∞
Start der Entladung	50 MW	25 MW	50 MW	25 MW
Volle Entladung bei	55 MW	28 MW	55 MW	25 MW
Ladestrategie	Laderampe 36 – 47 MW	Laderampe 10 – 20 MW	-	-

8.3.1 Simulationsergebnisse des gesamten Betrachtungszeitraums

Abbildung 38 zeigt anhand des Szenarios *BSSE_B&Au* das unveränderte Residualprofil des Umformerwerks Bergern in Blau, die spitzenreduzierte Version in Orange, die Speicheraktivität in Grün und den resultierenden SOC in Rot. Innerhalb dieses Zeitraums wird der Speicher lediglich für die einmalig auftretende Spitzenreduktion im April benötigt.

In Auhof ist eine höhere Speicheraktivität innerhalb des Zeitraums von 01.01.2021 bis 31.05.2021 erforderlich, um die gewünschte Spitzenreduktion einzuhalten (siehe Abbildung 39). Das unveränderte Residualprofil des Umformerwerks Auhof ist in Blau dargestellt, die spitzenreduzierte Version in Orange, die Speicheraktivität in Grün und der resultierende SOC in Rot. Die benötigte Speicherbeladung (transparent rot markierter Bereich) fließt in eine spätere wirtschaftliche Betrachtung ein, in welcher festgestellt wird, welche Kosten die zugekaufte Energie mit zeitlich variablem Tarif verursacht.



Abbildung 38: Speicheraktivität in Bergern über fünf simulierte Monate

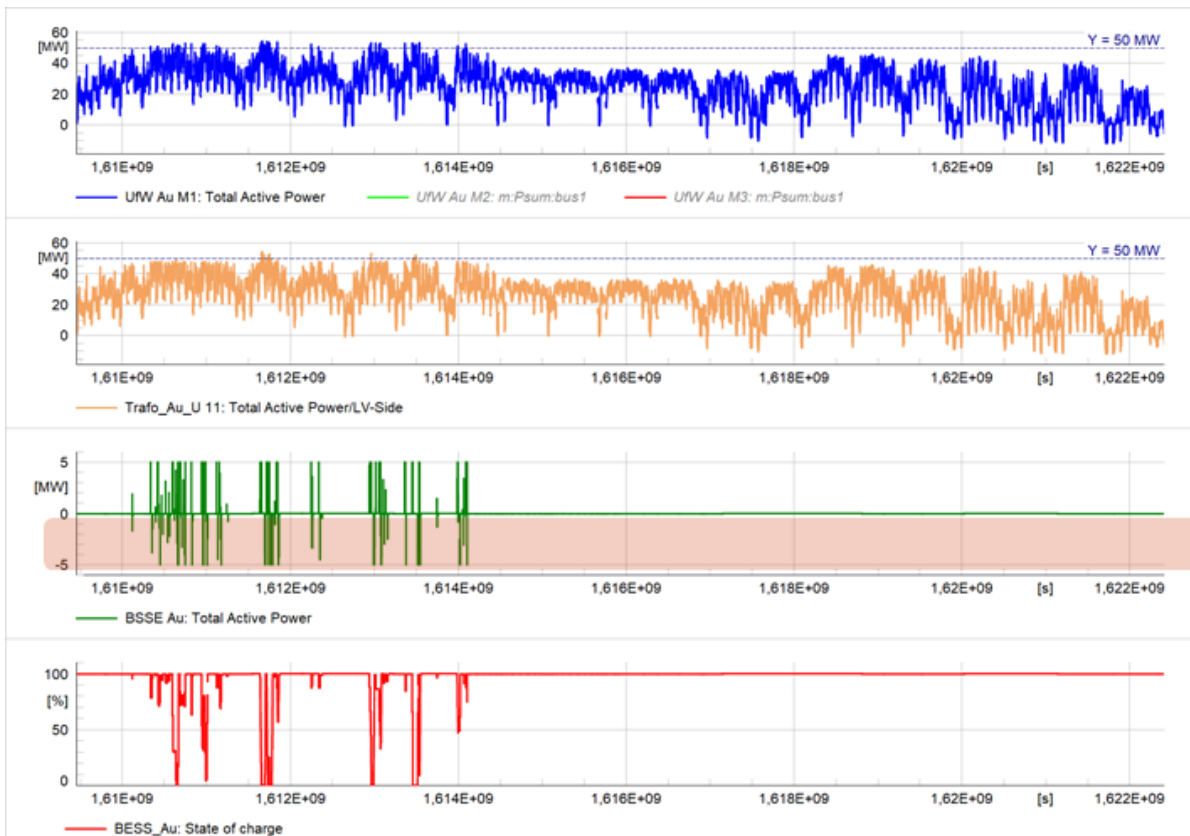


Abbildung 39: Speicheraktivität in Auhof über fünf simulierte Monate

In beiden Fällen von Bergern und Auhof ist der SOC in den Spitzenzeiten nahezu Null, wobei die ideal dimensionierten Speicherkapazitäten für den betrachteten Zeitraum ausreichen. In Bergern tritt der Extremfall im April und in Auhof im Jänner ein.

Abbildung 40 illustriert einen Vergleich zwischen der Baseline und dem DSM Szenario *BSSE_B&Au*. Die Differenz von beiden Ergebnissen des Umformerwerkprofils (unterstes Diagramm) liefert die Energiemenge, welche im DSM-Szenario durch die Spitzenlastreduktion nicht mehr von der Übergabestelle, dafür vom ÖBB-internen Stromnetz geliefert werden muss. Diese verminderte Energiemenge fließt in eine spätere wirtschaftliche Betrachtung mit ein. Im Simulationsmodell wurde festgelegt, dass die benötigte Energie zur Ladung vom Kraftwerk Weyer bereitgestellt wird. Daher gibt es in dieser Darstellung der Übergabestelle nur eine Änderung bei Spitzenlastdeckung, jedoch nicht bei der Ladung, welche ebenfalls vom öffentlichen Netz der APG bei Schwachlastzeiten bereitgestellt werden könnte, in der Simulation jedoch vom ÖBB Netz intern gedeckt wird.

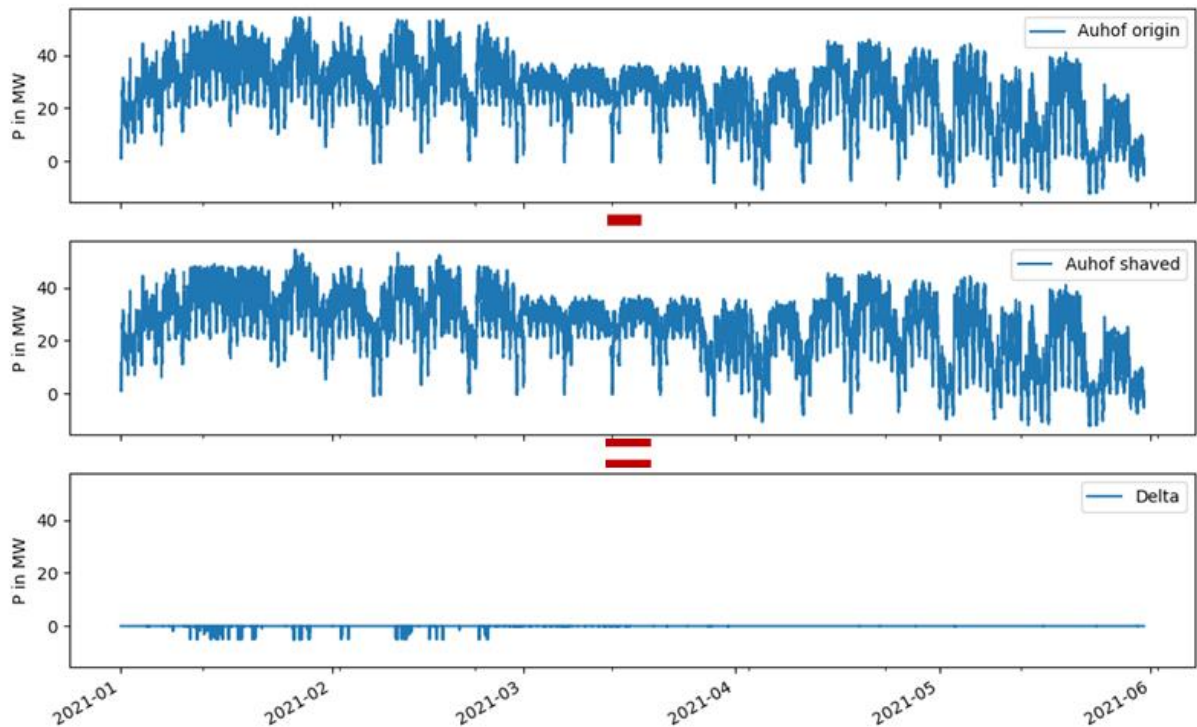


Abbildung 40: Vergleich des Umformerwerkprofils zwischen der Baseline und dem *BSSE_B&Au* Szenario.

Das veränderte Profil der Referenzmaschine Weyer und die Unterschiede in den Netzverlusten durch die DSM Szenarien werden anhand des Vergleichs zwischen Baseline und *BSSE_B&Au* in Abbildung 41 dargestellt. Man kann erkennen, dass die Netzverluste zu unterschiedlichen Zeitpunkten nicht nur mehr, sondern auch weniger werden können. Es bleibt festzuhalten, dass eine erhöhte Speicheraktivität zu einer erhöhten Veränderung dieser zeitlichen Verläufe führt. Da in Bergern eine geringe Speicheraktivität stattfindet, fällt hier ebenfalls die Veränderung gering aus. Der veränderte Verlauf der Netzverluste im Vergleich zum Baseline Szenario fließt in eine spätere wirtschaftliche Betrachtung ein.

Abbildung 42 liefert eine Übersicht über alle halbjährigen Simulationsdurchläufe und deren resultierenden Energieflüsse, SOC's und verbleibenden Leistungsspitzen aller Szenarien (Spalten gekennzeichnet durch „absolute“) als auch verglichen mit der Baseline (Spalten gekennzeichnet durch „delta“).

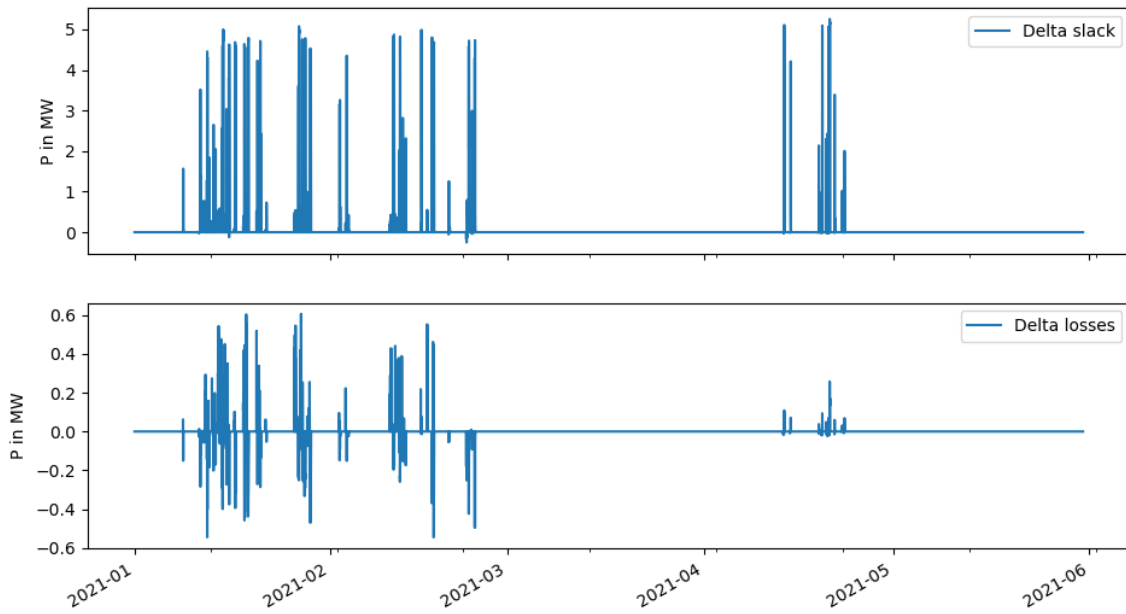


Abbildung 41: Verändertes Umformerwerkprofil und Netzverluste zwischen der Baseline und dem *BSSE_B&Au* Szenario.

		absolute	absolute	absolute	absolute	absolute	absolute	absolute	delta	delta	delta	delta	delta	delta
		Baseline	BESS_Au	BESS_B&Au	BESS_B	PSP_Au	PSP_B&Au	PSP_B	BESS_Au	BESS_B&Au	BESS_B	PSP_Au	PSP_B&Au	PSP_B
p_loads_cons	sum	1507702	1507702	1507702	1507702	1507702	1507702	1507702	0	0	0	0	0	0
p_loads_gen	sum	-435	-435	-435	-435	-435	-435	-435	0	0	0	0	0	0
p_gens_gen	sum	1507695	1507695	1507695	1507695	1507695	1507695	1507695	0	0	0	0	0	0
p_gens_cons	sum	-429	-429	-429	-429	-429	-429	-429	0	0	0	0	0	0
p_bess_B_charge	sum	0	0	-17	-17	0	0	0	0	-17	-17	0	0	0
p_bess_B_discharge	sum	0	0	17	17	0	0	0	0	17	17	0	0	0
p_bess_Au_charge	sum	0	-193	-193	0	0	0	0	-193	-193	0	0	0	0
p_bess_Au_discharge	sum	0	194	194	0	0	0	0	194	194	0	0	0	0
p_losses	sum	25852	25852	25852	25853	25866	25865	25852	-0.9	-0.8	0.1	13.2	12.9	-0.4
p_psp_qdsl_B	sum	0	0	0	0	0	17	17	0	0	0	0	17	17
p_psp_qdsl_Au	sum	0	0	0	0	194	194	0	0	0	0	194	194	0
p_slack_total	sum	85299	85492	85509	85316	85312	85312	85299	193	210	17	13	13	0
B_shaved	sum	91203	91203	91186	91186	91203	91186	91186	0	-17	-17	0	-17	-17
Au_shaved	sum	352958	352765	352765	352958	352764	352764	352958	-194	-194	0	-194	-194	0
soc_bess_qdsl_B	mean	0.00	0.00	99.87	99.87	0.00	0.00	0.00	0.00	99.87	99.87	0.00	0.00	0.00
soc_bess_qdsl_Au	mean	0.00	99.57	99.57	0.00	0.00	0.00	0.00	99.57	99.57	0.00	0.00	0.00	0.00
B_origin	max	27.36	27.36	27.36	27.36	27.36	27.36	27.36	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
B_shaved	max	27.36	27.36	25.00	25.00	27.36	25.00	25.00	0.00	-2.36	-2.36	0.00	-2.36	-2.36
Au_origin	max	54.23	54.23	54.23	54.23	54.23	54.23	54.23	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Au_shaved	max	54.23	50.33	50.33	54.23	50.00	50.00	54.23	-4.23	-4.23	0.00	-4.23	-4.23	0.00

Abbildung 42: Resultierende Energiemengen und Spitzenleistungswerte aus den Netzberechnungen für alle Szenarien verglichen mit dem Baseline Szenario

Zusammenfassung der Lastflussergebnisse:

Bergern:

- Die Lastspitze kann um 2,36 MW reduziert werden.
- Es werden 17 MWh weniger vom APG-Netz importiert.
- Diese 17 MWh müssen (derzeit) von ÖBB-internen Kraftwerken (Weyer in diesem Fall) bereitgestellt werden.
- Die Verluste bleiben beinahe gleich.

Auhof:

- Die Lastspitze kann um 4,23 MW reduziert werden.
- Es werden 194 MWh weniger vom APG-Netz importiert.
- Diese 194 MWh müssen (derzeit) von ÖBB-internen Kraftwerken (Weyer in diesem Fall) bereitgestellt werden.
- Die Verluste beim Pumpspeicher-Szenario erhöhen sich um 13 MWh, beim BESS bleiben die Verluste beinahe gleich (geringe Reduktion).

Gesamtbetrachtung:

- In Auhof ist eine größere Reduktion der Spitzenlast möglich.
- Die Netzverluste erhöhen sich (unerheblich) in den Pumpspeicher-Szenarien, was auf die geringe Speicheraktivität zurückzuführen ist. In den BSSE Szenarien reduzieren sich die Netzverluste teilweise
- Es müssen zusätzliche Energiemengen von den ÖBB-internen Kraftwerken bereitgestellt werden.

Fazit zum Vergleich zwischen Pump- und Batteriespeicher-Szenarien:

In beiden Fällen, also sowohl im Pumpspeicher- als auch im Batteriespeicher-Szenario, können die Lastspitzen um den gleichen Betrag reduziert werden. Die Ergebnisse verdeutlichen, dass die Spitzenlastdeckung mithilfe des Pumpspeicherkraftwerks in Uttendorf durch die lange Leitungsstrecke bis Auhof bzw. Bergern zu erhöhten Verlusten führen. Die Verluste im Falle von Bergern sind gering, da eine Spitzenlastreduktion im Betrachtungszeitraum nur einmal notwendig ist (siehe Abbildung 38). Im Vergleich dazu, wird in Auhof die Spitzenlastreduktion

häufiger benötigt (siehe Abbildung 39), wodurch mehr Energie zu den Unterwerken transportiert werden muss und wodurch wiederum ein höherer Stromfluss mit erhöhten Leistungsverlusten einhergeht.

Eine geringe Benutzung der Speicherflexibilität für den Anwendungsfall der Spitzenreduktion (wie im simulierten Fall Bergern) deutet darauf hin, dass es weitere Anwendungsfälle im Parallelbetrieb bedarf, um den Speicher intensiver nutzen und die Sinnhaftigkeit und Rentabilität einer solchen Investition steigern zu können. Beispiele hierfür sind:

- Netzdienstleistungen (z.B. Spannungsregelung)
- Teilnahme an unterschiedlichen Energie- bzw. Leistungsmärkten
- Backup-Lösungen
- Integration von Erneuerbaren Erzeugungsanlagen

Ein Parallelbetrieb solcher Anwendungsfälle wurde in diesem Projekt nicht weiter untersucht. Die reservierte Leistung des Pumpspeicherkraftwerks für die Spitzenlastreduktion müsste im weiteren Sinne mit den erzielten Erlösen gegenübergestellt werden, wenn diese Leistung für anderen Anwendungsfälle genutzt werden würde. Die Speicherkapazität des Pumpspeicherkraftwerks wurde im betrachteten Fall als unlimitiert angenommen. Durch die geringe Häufigkeit der Spitzenreduktionsfälle wird diese Annahme als unproblematisch gesehen. Bei einer intensiveren Nutzung mit parallelen Anwendungsfällen müsste der Ladezustand des Pumpspeicherkraftwerks ebenfalls detailliert modelliert werden.

Es bleibt zu erwähnen, dass die erweiterte Betrachtungsgrenze bis Uttendorf nur mit den Leitungsdaten erweitert wurde. Abzweigende Lasten, welche auf die Systemgrenzen treffen, wurden ohne Leistung angenommen. Eine genauere Modellierung des Lastflusses würde ebenfalls eine bessere Auskunft über einen veränderten und realistischeren Lastfluss geben. Durch die Annahme ohne Leistung werden die Leitungen deutlich weniger ausgelastet. Für eine Überlastung der Leitungsstrecke müsste der Lastfluss detaillierter modelliert werden. Für die Betrachtung der Verluste ist die getätigte Annahme jedoch ausreichend.

8.3.2 Monatliche Betrachtung

Da die Spitzenabrechnung der Umformerwerke in Auhof und Bergern auf Monatsbasis anfällt, wird eine erweiterte monatliche Betrachtung durchgeführt. Die Betrachtung erfolgt in Python ohne Berücksichtigung der Netzsimulation, da sich die Netzsimulation und die damit verbundenen Energiemengen durch die veränderten Netzverluste als vernachlässigbar gering herausgestellt hat.

Die Betrachtung erfolgt unter folgenden Annahmen:

- Auslegung/Parameter der BSSE basieren wie in Kapitel 8.3.1 (Bergern: 3 MW / 3 MWh; Auhof: 5 MW / 7 MWh)
- Es wurden 12 Monate aus dem Jahr 2019 simuliert. Jeder Monat wird dementsprechend individuell betrachtet.
- Es wurde wieder das ideale System (keine Verluste etc.) verwendet.
- Die Monatsspitze abzüglich der nominellen Entladeleistung wurde als Ziel ($p_{start_discharge}$) der Spitzenreduktion definiert.
- Ladestrategie: Als Totband zwischen Ladung und Entladung wurde 1 MW gewählt. Die Ladung erfolgt somit zeitnah nach einer Spitze. Es könnte für jeden Monat ein individueller Wert angenommen werden.

Die Parameter der Batteriespeicher Auhof und Bergern wurden für jeden Monat folgendermaßen errechnet:

- p_{nom_charge} = fixiert
- $e_{capacity}$ = fixiert
- $p_{nom_discharge}$ = fixiert
- $p_{min_deadband}$ = 1 MW
- $p_{start_discharge}$ = Monatsmaximum + $p_{nom_discharge}$
- $p_{final_discharge}$ = Monatsmaximum
- p_{start_charge} = $p_{start_discharge} - p_{min_deadband}$
- p_{final_charge} = $p_{start_discharge} - p_{nom_charge} - p_{min_deadband}$

Abbildung 43 und Abbildung 44 zeigen die resultierenden Parameter (blaue Spalten) und Ergebnisse (orange Spalten) für Auhof und Bergern für zwölf Monate (Zeilen). In der letzten Spalte (dunkelorange, „*Difference target vs. result*“) befindet sich das wesentliche Ergebnis:

Dieses zeigt, wie die monatliche Lastspitze reduziert werden konnte (basierend auf der Auslegung vom Halbjahr 2021). „0“ bedeutet, dass die Spitze um die volle nominelle Entladeleistung reduziert werden konnte. Positive Werte bedeuten gegensätzlich ein nicht zur Gänze erfülltes Ergebnis bezüglich des Spitzenreduktionsziels. In Bergern kann für jeden Monat das individuell errechnete Ziel eingehalten werden. In Auhof gibt es zwei Monate (Februar und November), in denen das individuelle Ziel nicht eingehalten werden kann – die Details und Erklärungen zu den Ergebnissen der beiden Monate finden sich nachfolgend.

ID			Parameters								Results											
uid	Station	Month	p_nom_charge	p_final_charge	p_start_charge	p_nom_discharge	p_start_discharge (target)	p_final_discharge (origin max peak)	e_capacity	soc_ini	Succeeded PS times	Limited PS times	Limited PS times at not empty SOC	Succeeded charge times	Limited charge times	Limited charge times at not full SOC	Active PS times	PS profile above hard limit	Discharged energy	Charged energy	Remaining max peak	Difference target vs. result
1	Au [MW]	1	5.00	47.80	52.80	-5.00	53.80	58.80	7.00	100.00	207.00	0.00	0.00	95.00	2483.00	66.00	207.00	0.00	-70.65	70.65	53.80	0.00
2	Au [MW]	2	5.00	52.20	57.20	-5.00	58.20	63.20	7.00	100.00	15.00	6.00	1.00	7.00	2630.00	6.00	21.00	0.00	-8.15	8.15	63.20	5.00
3	Au [MW]	3	5.00	45.40	50.40	-5.00	51.40	56.40	7.00	100.00	57.00	0.00	0.00	31.00	2830.00	26.00	57.00	0.00	-20.85	20.85	51.40	0.00
4	Au [MW]	4	5.00	46.60	51.60	-5.00	52.60	57.60	7.00	100.00	6.00	0.00	0.00	3.00	2865.00	4.00	6.00	0.00	-3.40	3.40	52.60	0.00
5	Au [MW]	5	5.00	44.60	49.60	-5.00	50.60	55.60	7.00	100.00	46.00	0.00	0.00	17.00	2900.00	15.00	46.00	0.00	-18.80	18.80	50.60	0.00
6	Au [MW]	6	5.00	43.80	48.80	-5.00	49.80	54.80	7.00	100.00	22.00	0.00	0.00	9.00	2836.00	5.00	22.00	0.00	-9.30	9.30	49.80	0.00
7	Au [MW]	7	5.00	46.60	51.60	-5.00	52.60	57.60	7.00	100.00	12.00	0.00	0.00	4.00	2949.00	3.00	12.00	0.00	-6.40	6.40	52.60	0.00
8	Au [MW]	8	5.00	43.00	48.00	-5.00	49.00	54.00	7.00	100.00	32.00	0.00	0.00	9.00	2914.00	12.00	32.00	0.00	-12.00	12.00	49.00	0.00
9	Au [MW]	9	5.00	43.80	48.80	-5.00	49.80	54.80	7.00	100.00	79.00	0.00	0.00	27.00	2727.00	27.00	79.00	0.00	-25.25	25.25	49.80	0.00
10	Au [MW]	10	5.00	42.60	47.60	-5.00	48.60	53.60	7.00	100.00	99.00	0.00	0.00	36.00	2758.00	36.00	99.00	0.00	-33.85	33.85	48.60	0.00
11	Au [MW]	11	5.00	44.20	49.20	-5.00	50.20	55.20	7.00	100.00	150.00	2.00	1.00	93.00	2513.00	43.00	152.00	0.00	-50.80	50.80	51.20	1.00
12	Au [MW]	12	5.00	49.80	54.80	-5.00	55.80	60.80	7.00	100.00	3.00	0.00	0.00	1.00	2969.00	1.00	3.00	0.00	-1.65	1.65	55.80	0.00

Abbildung 43: Parameter- und Ergebnistabelle der monatlichen Untersuchung für Auhof.

Analyse – Auhof im Februar

Abbildung 45 (Darstellung des gesamten Monats) und Abbildung 46 (Darstellung eines Ausschnitts innerhalb des Monats) zeigen die nicht eingehaltene Reduktion der Lastspitzen für Auhof im Februar. Die Speicheraktivität ist gering und die einzelne Extremspitze (19.02.2019) zu groß (benötigte Energiemenge für den Ausgleich der Spitze ist größer als die vorhandene Speicherkapazität) für den ausgelegten Batteriespeicher. Die Speicherkapazität müsste in etwa das Doppelte betragen, um diesen Einzelfall für diesen Monat abfangen zu können.

ID			Parameters								Results											
uid	Station	Month	p_nom_charge	p_final_charge	p_start_charge	p_nom_discharge	p_start_discharge (target)	p_final_discharge (origin max peak)	e_capacity	soc_ini	Succeeded PS times	Limited PS times	Limited PS times at not empty SOC	Succeeded charge times	Limited charge times	Limited charge times at not full SOC	Active PS times	PS profile above hard limit	Discharged energy	Charged energy	Remaining max peak	Difference target vs. result
1	B [MW]	1	3.00	51.00	54.00	-3.00	55.00	58.00	3.00	100.00	10.00	0.00	0.00	3.00	2961.00	3.00	10.00	0.00	-4.30	2.75	55.00	0.00
2	B [MW]	2	3.00	55.00	58.00	-3.00	59.00	62.00	3.00	100.00	3.00	0.00	0.00	2.00	2680.00	0.00	3.00	0.00	-1.35	1.35	59.00	0.00
3	B [MW]	3	3.00	27.40	30.40	-3.00	31.40	34.40	3.00	100.00	3.00	0.00	0.00	1.00	2966.00	3.00	3.00	0.00	-0.95	0.95	31.40	0.00
4	B [MW]	4	3.00	35.00	38.00	-3.00	39.00	42.00	3.00	100.00	2.00	0.00	0.00	1.00	2877.00	1.00	2.00	0.00	-0.90	0.90	39.00	0.00
5	B [MW]	5	3.00	33.80	36.80	-3.00	37.80	40.80	3.00	100.00	2.00	0.00	0.00	1.00	2973.00	1.00	2.00	0.00	-0.80	0.80	37.80	0.00
6	B [MW]	6	3.00	23.40	26.40	-3.00	27.40	30.40	3.00	100.00	2.00	0.00	0.00	1.00	2876.00	2.00	2.00	0.00	-0.90	0.90	27.40	0.00
7	B [MW]	7	3.00	37.00	40.00	-3.00	41.00	44.00	3.00	100.00	1.00	0.00	0.00	1.00	2974.00	0.00	1.00	0.00	-0.75	0.75	41.00	0.00
8	B [MW]	8	3.00	48.60	51.60	-3.00	52.60	55.60	3.00	100.00	1.00	0.00	0.00	1.00	2974.00	0.00	1.00	0.00	-0.75	0.75	52.60	0.00
9	B [MW]	9	3.00	47.00	50.00	-3.00	51.00	54.00	3.00	100.00	5.00	0.00	0.00	3.00	2872.00	3.00	5.00	0.00	-2.35	2.35	51.00	0.00
10	B [MW]	10	3.00	40.20	43.20	-3.00	44.20	47.20	3.00	100.00	1.00	0.00	0.00	1.00	2974.00	1.00	1.00	0.00	-0.75	0.75	44.20	0.00
11	B [MW]	11	3.00	31.00	34.00	-3.00	35.00	38.00	3.00	100.00	2.00	0.00	0.00	1.00	2875.00	1.00	2.00	0.00	-0.80	0.80	35.00	0.00
12	B [MW]	12	3.00	34.20	37.20	-3.00	38.20	41.20	3.00	100.00	10.00	0.00	0.00	7.00	2954.00	6.00	10.00	0.00	-4.70	4.70	38.20	0.00

Abbildung 44: Parameter- und Ergebnisstabelle der monatlichen Untersuchung für Bergern.

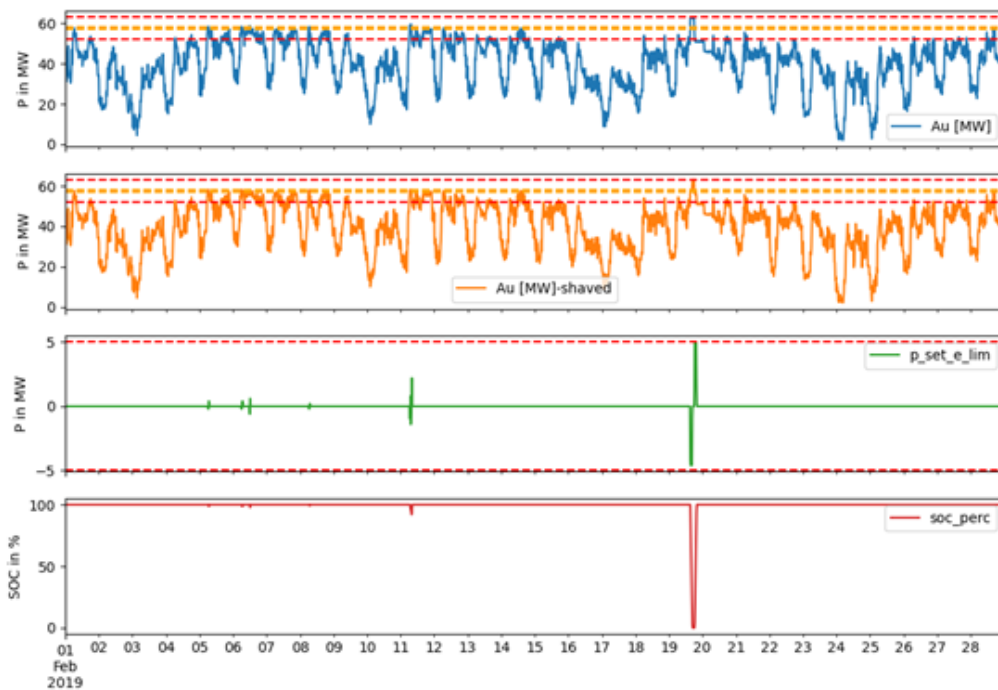


Abbildung 45: Speichersimulation für Auhof im Februar.

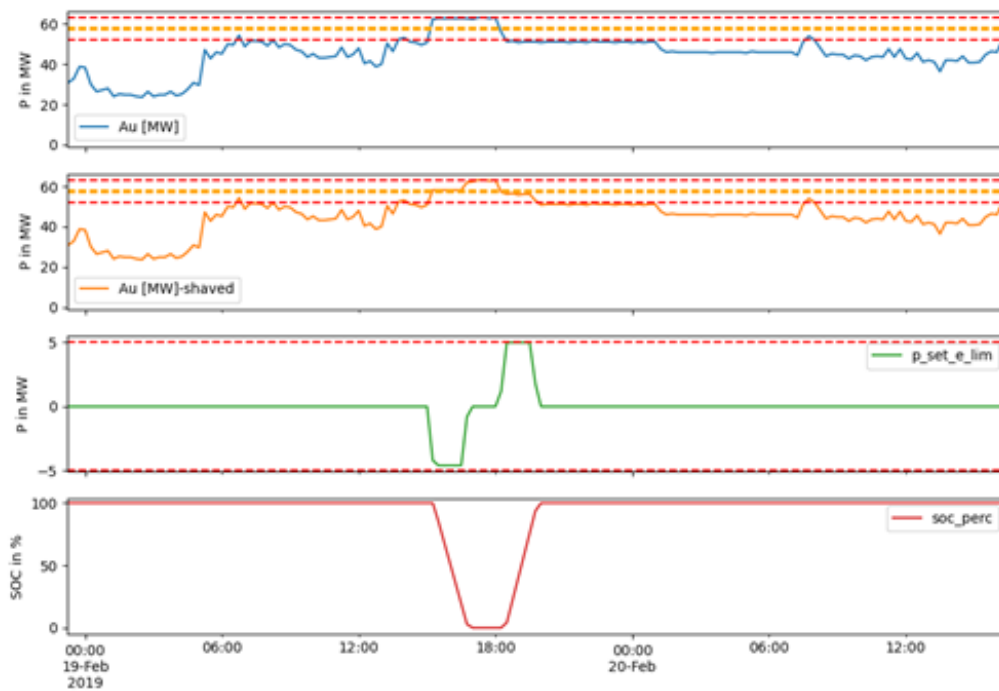


Abbildung 46: Speichersimulation für Auhof im Februar im Detail.

Analyse – Auhof im November

Abbildung 47 (Darstellung des gesamten Monats) und Abbildung 48 (Darstellung eines Ausschnitts innerhalb des Monats) zeigen die nichteingehaltene Reduktion der Lastspitzen für Auhof im November. Verglichen mit Februar ist hier eine weitaus höhere Speicheraktivität ersichtlich. Das monatliche Spitzenreduktionsziel wird nur zum Teil nicht erfüllt.

Die gezeigten Ergebnisse auf Basis der monatlichen Analyse für Bergern und Auhof erörtern, wie wichtig der passende Zeitraum für die Parameterdimensionierung ist. Die gewählten fünf Monate aus dem Jahr 2021 decken nicht die Anforderungen von wenigen Monaten des simulierten Jahres aus 2019. Generell sollten größere Zeiträume über mehrere Jahre berücksichtigt werden, welche im Rahmen des Projekts nicht zur Verfügung standen. Die Ergebnisse der monatlichen Betrachtung und der damit verbundenen Zeitserien wurde an die ÖBB als Basis für eine weitere wirtschaftlich optimierte Betrachtung übermittelt.

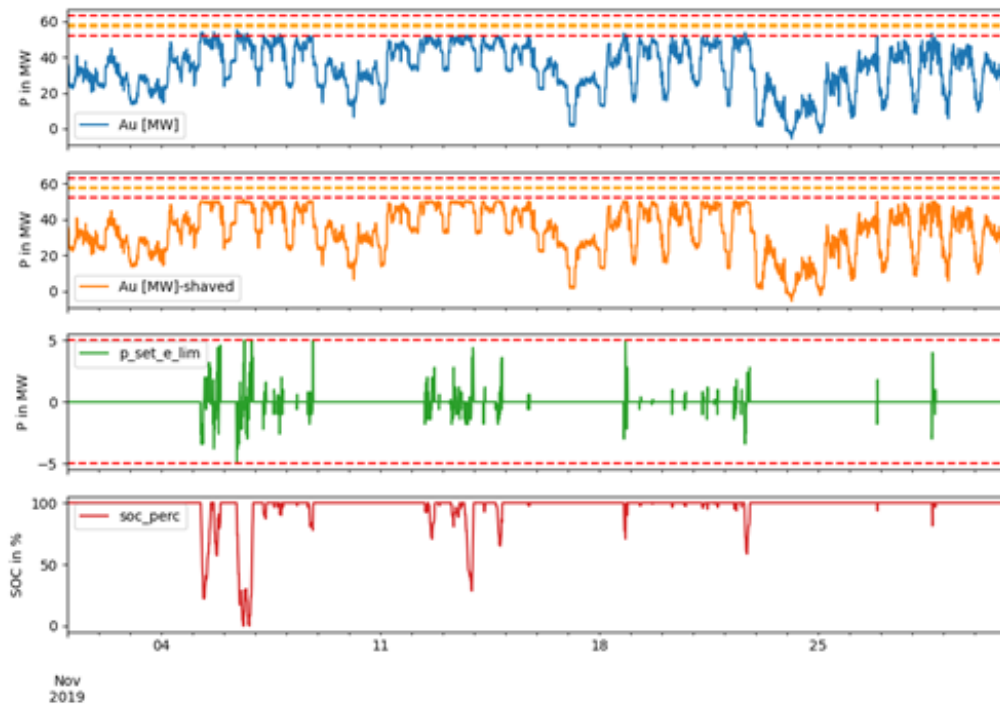


Abbildung 47: Speichersimulation für Auhof im November.

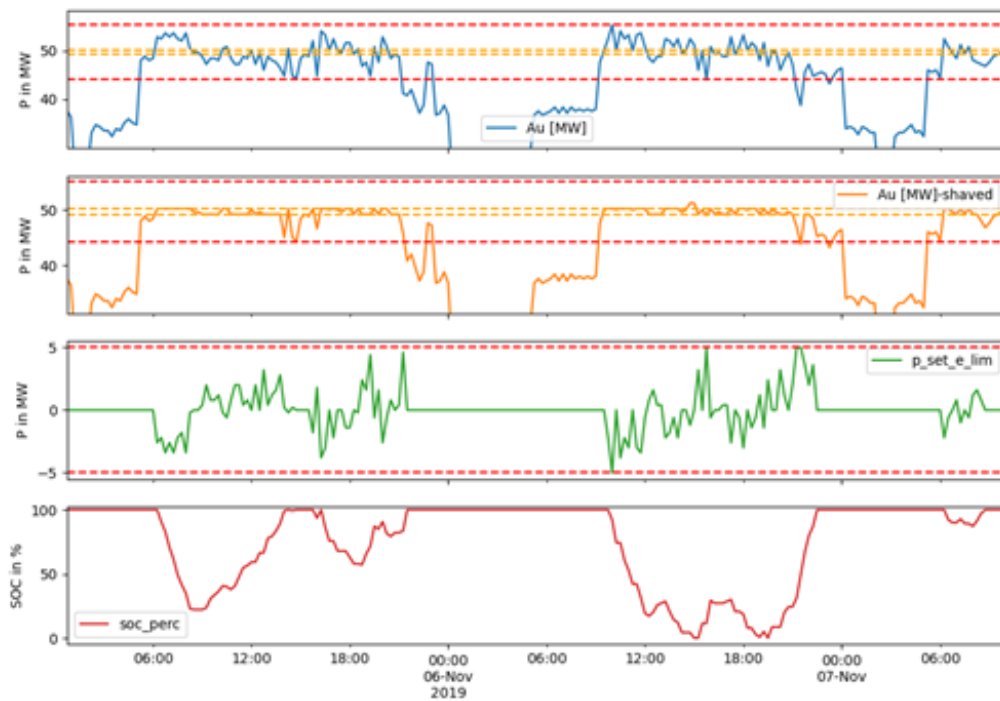


Abbildung 48: Speichersimulation für Auhof im November im Detail.

8.4 Lebenszeitanalyse auf Basis der wirtschaftlichen Optimierung

Auf Basis der Wirtschaftlichkeitsoptimierung vonseiten ÖBB wurden Steuerungspläne für das Batteriesystem errechnet, welche in Form von Zeitreihen zur Verfügung gestellt wurden. Die Steuerungspläne wurden für die Jahre 2019, 2021, 2022 und 2023 erstellt, und berücksichtigen monatliche Leistungspreise, Marktpreise, sowie Lastspitzen. Die Darstellung der Batterie und des Wechselrichters wurde bei dieser wirtschaftlichen Betrachtung idealisiert modelliert.

Um das Verhalten der Batterie mit der gegebenen Dimensionierung technisch genauer zu simulieren, wurde das *AIT TESCA Simulation Framework* zur technischen Simulation von Speichersystemen verwendet. Da das Batteriesystem den zeitlichen Horizont der Steuerungspläne überschreitet, wurden für die Jahre ab 2024 die Pläne des Jahres 2023 verwendet. Das Jahr 2020 wurde mit den Steuerungsplänen des Jahres 2019 berechnet.

Ziel der Analyse war die Berechnung des technischen Verhaltens des Batteriesystems, die Speicherdegradierung und die maximale Lebenszeit des Batteriesystems. Weiters wurde ausgewertet, inwieweit der ideale, von ÖBB ermittelte Fahrplan mit den gegebenen Dimensionierungen eingehalten werden kann.

Bergern

Für den Standort Bergern wurde die Dimensionierung der Batterie mit 3 MW Leistung und 3 MWh Kapazität festgelegt. Beim Betrieb der Batterie mit der von ÖBB ermittelten Steuerung erreicht die Batterie dabei nach fünf Jahren 80 % ihrer nominellen Kapazität und nach 19 Jahren 50 %. In Abbildung 49 ist die Abnahme der nutzbaren Kapazität und der State-of-Health der Batterie für Bergern dargestellt.

Beim Betrieb der Batterie kommt es aufgrund von Verlusten im Wechselrichter und den Batteriezellen unweigerlich zu Leistungsverlusten. Diese Verluste führen dazu, dass der Steuerungsplan nie zu 100 % eingehalten werden kann. In Verbindung mit der zyklischen und kalendarischen Degradierung des Speichers weicht das technische Verhalten des Speichers im Laufe seiner Lebenszeit immer mehr vom vorgegebenen Plan ab.

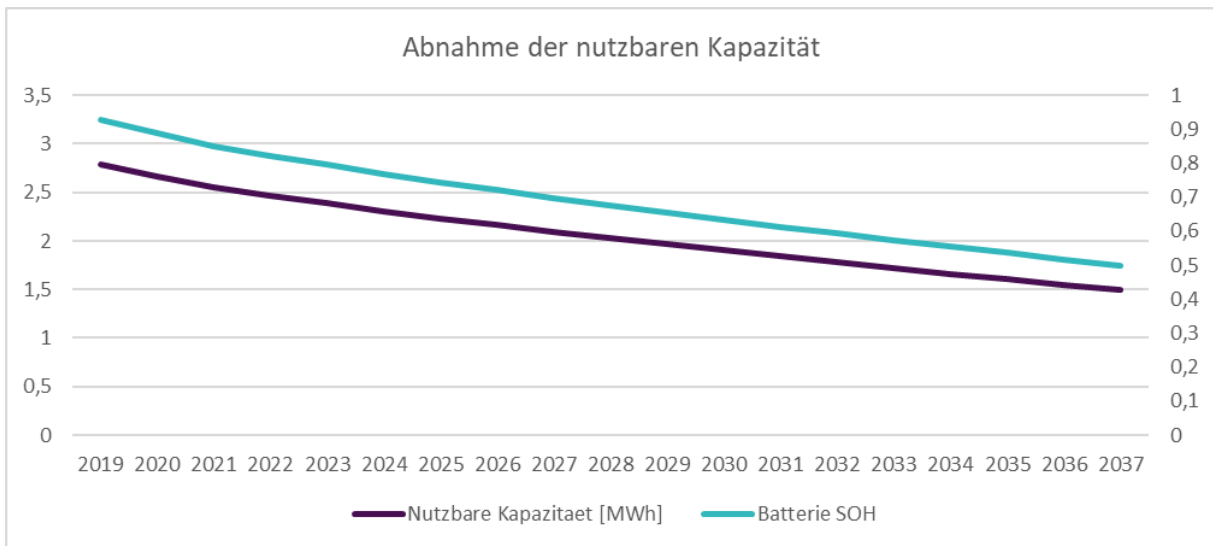


Abbildung 49: Einfluss der Alterung auf die nutzbare Batteriekapazität in Bergern.

Abbildung 50 zeigt, dass im Anschaffungsjahr rund 80 % der vorgegebenen Lade- und 62 % der vorgegebenen Entladeleistungen tatsächlich geladen werden können. Wie beschrieben, liegt der Grund in den internen Effizienzverlusten von Wechselrichter und Batteriezellen, als auch an der Abnehmenden nutzbaren Kapazität der Batterie.

Da die Fähigkeit zur Entladung abhängig vom Ladezustand ist, und dieser wiederum von der nutzbaren Kapazität und der Gesamteffizienz abhängt, ist die Abweichung bei Entladung rund doppelt so hoch wie bei Aufladung.

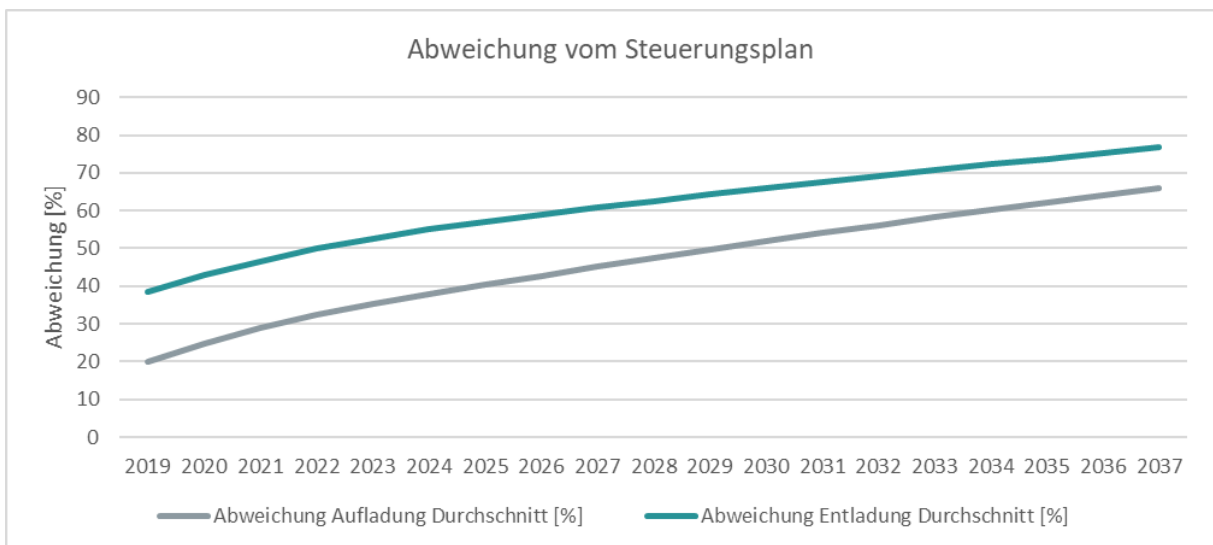


Abbildung 50: Einfluss der Verluste und der Alterung auf die Steuerbefehle in Bergern.

Die durchschnittlichen jährlichen Lade- und Entladeleistungen liegen laut Steuerungsplan bei 2.957 kW und 2.561 kW. Abbildung 51 zeigt die jährlichen durchschnittlichen Abweichungen vom Steuerungsplan in kW.

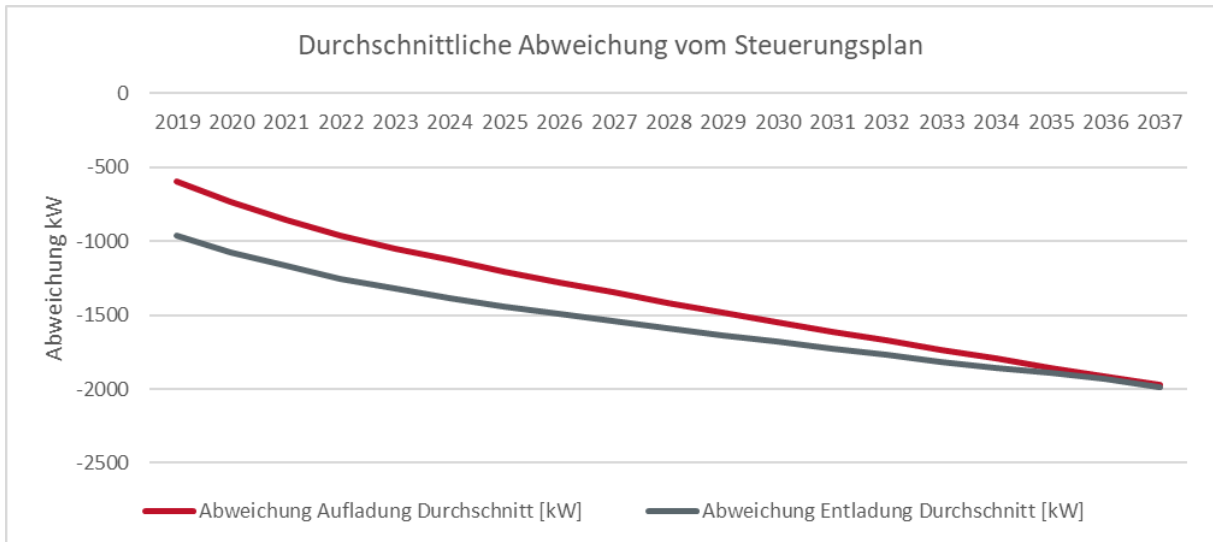


Abbildung 51: Jährliche durchschnittliche Abweichungen in Bergern.

Mit zunehmendem Alter des Systems kann die Aufladung immer weniger durchgeführt werden, da die Kapazität nicht mehr ausreicht. Dadurch nähern sich die Abweichungen von Aufladung und Entladung einander an. Diese Abweichungen führen auch zu einer Differenz in der totalen geladenen und entladenen Energiemenge bei idealer und technischer Betrachtung. Abbildung 52 und Abbildung 53 zeigen diese Differenzen für die Ladung bzw. Entladung in Bergern.

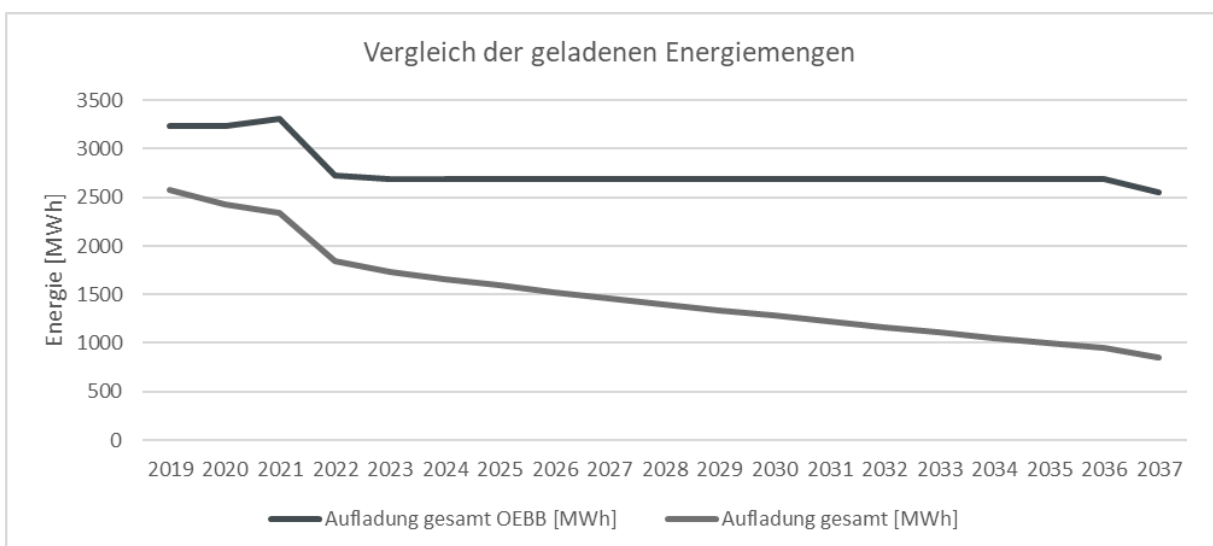


Abbildung 52: Differenz zwischen Ladeplan und tatsächlicher Ladung in Bergern.

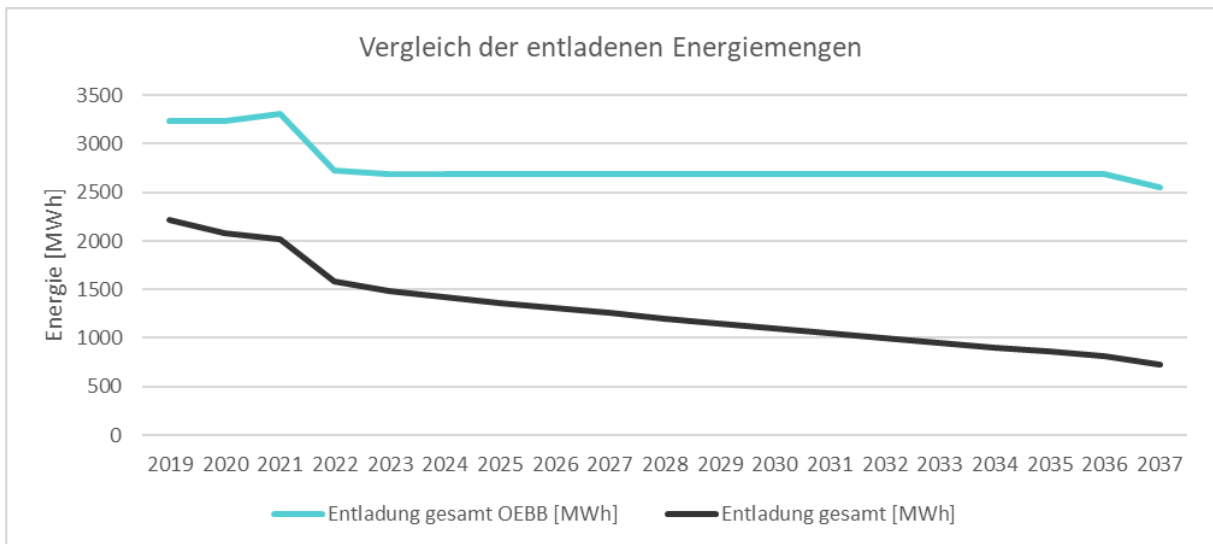


Abbildung 53: Differenz zwischen Entladeplan und tatsächlicher Entladung in Bergern.

Die Auslastung des Batteriespeichers in Stunden pro Jahr ist ebenfalls abhängig von der nutzbaren Kapazität der Batteriezellen. Abbildung 54 zeigt die Reduktion der Auslastung über die Lebensdauer. Die Sprünge in der Auslastungskurve zeigen, dass die Degradierung des Speichers dazu führt, dass in einzelnen Stunden der Ladebefehl nicht mehr ausgeführt werden konnte, da hier der Speicher bereits vollständig gefüllt war. Dasselbe gilt auch für die Entladevorgänge. Der Speicherinhalt reicht mit zunehmender Degradierung nicht mehr aus, um alle Entladebefehle ausführen zu können.

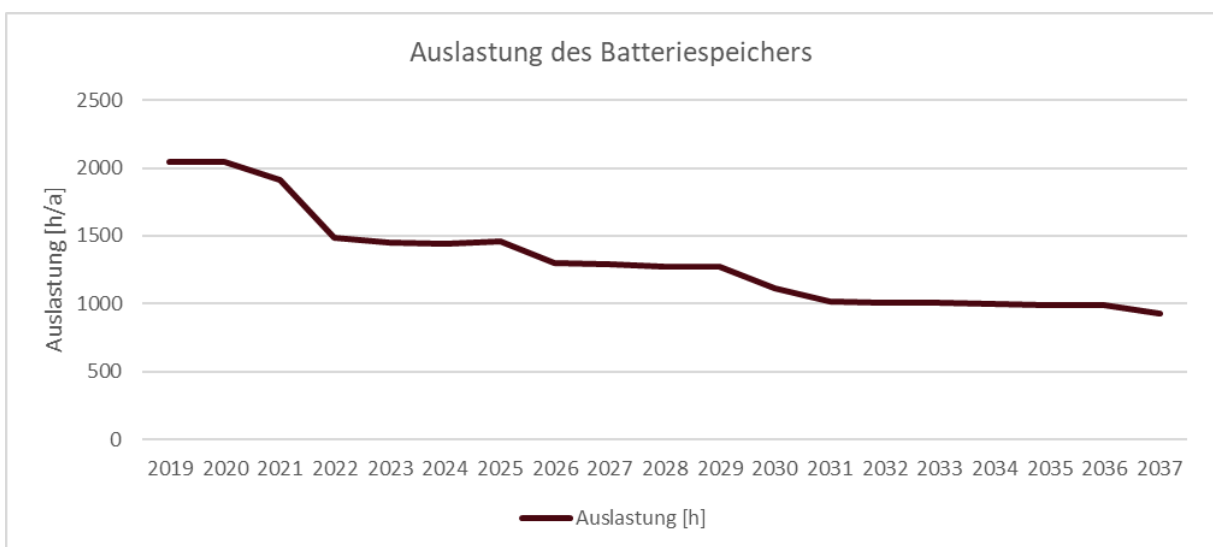


Abbildung 54: Einfluss der Alterung auf die Auslastung in Bergern.

Um die Einhaltung der vorgegebenen Steuerung sicherzustellen, wurde eine Variation der Kapazität des Batteriespeichers durchgeführt. Eine höhere Startkapazität ermöglicht es der Batterie, auch bei zunehmender Degradierung, den auf 3 MW und 3 MWh ausgelegten Steuerungsplan zu folgen. Die Abweichungen vom ÖBB-Steuerungsplan in Abhängigkeit von der Dimensionierung sind in Abbildung 55 dargestellt.

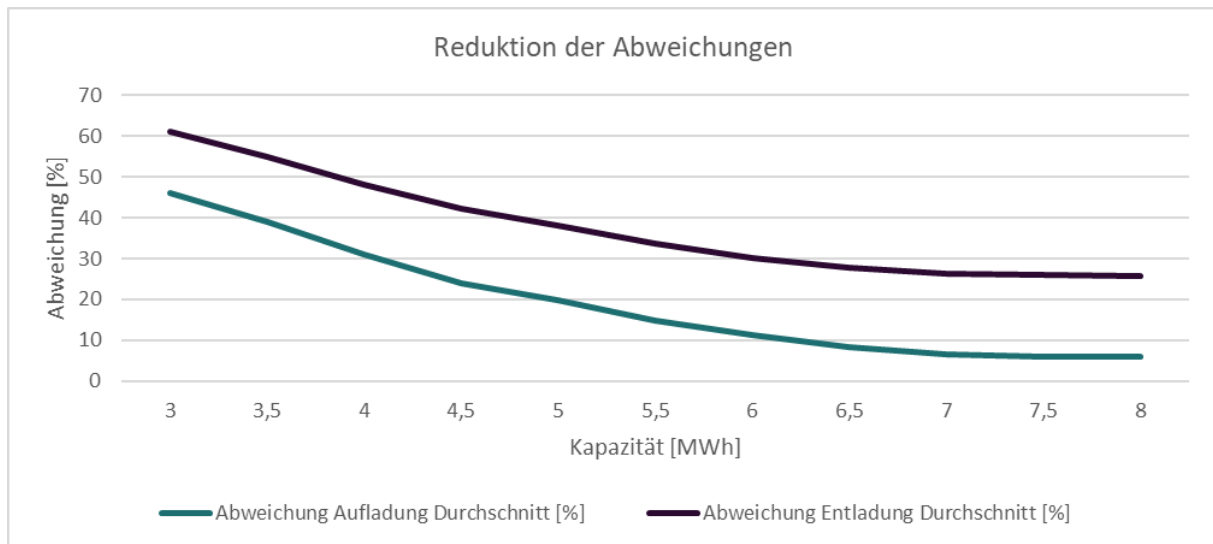


Abbildung 55: Einfluss der Startkapazität auf Abweichungen in Bergern.

Die Analyse ergibt, dass für den Standort Bergern eine Batterie mit einer Kapazität von 6 MWh benötigt wird, wenn nach einer Lebensdauer von 19 Jahren noch 3 MWh an nutzbarer Kapazität bei einem State-of-Health von 0,5 zur Verfügung stehen sollen.

Auhof

Für Auhof wurde die ideale Dimensionierung der Batterie mit 5 MW Leistung und 7 MWh Kapazität festgelegt. Mit der von ÖBB ermittelten Steuerung erreicht die Batterie dabei nach fünf Jahren 80 % und nach 20 Jahren 50 % ihrer nominellen Kapazität.

Analog zur Auswertung für den Standort Bergern ist in Abbildung 56 die Abnahme der nutzbaren Kapazität und der State-of-Health der Batterie dargestellt.

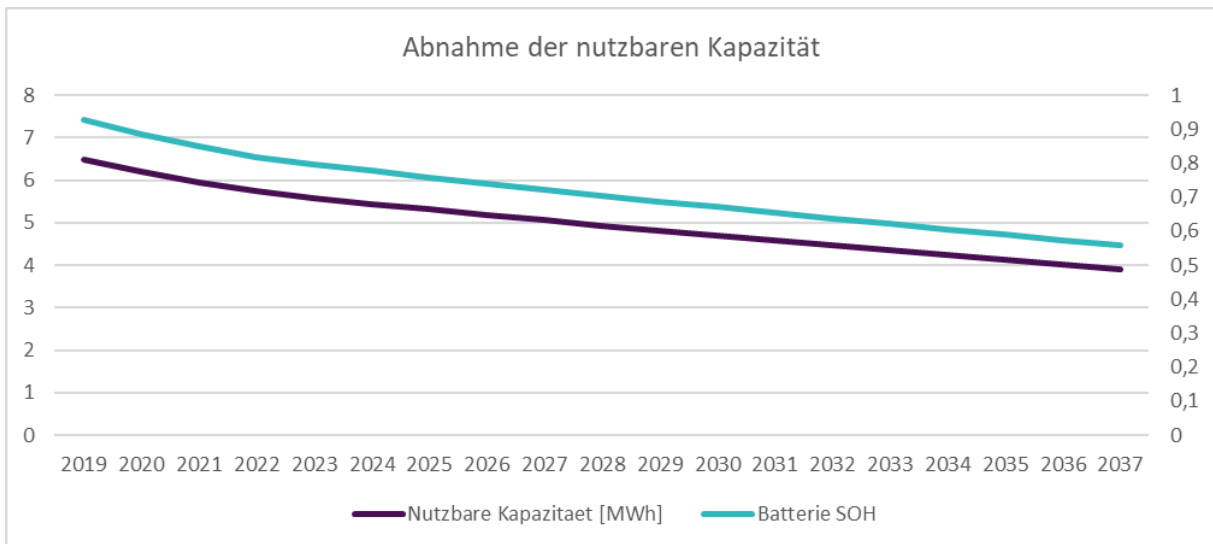


Abbildung 56: Einfluss der Alterung auf nutzbare Kapazität in Auhof.

Auch in Auhof führen Verluste und Degradierung der Batterie zu Lade- und Entladeverlusten. Abbildung 57 zeigt, dass im Anschaffungsjahr rund 72,8 % der vorgegeben Lade- und 66,4 % der vorgegebenen Entladeleistungen tatsächlich geladen werden können. Auch in Auhof zeigt sich grob eine doppelt so hohe Abweichung der Entladeleistung wie der Ladeleistung.

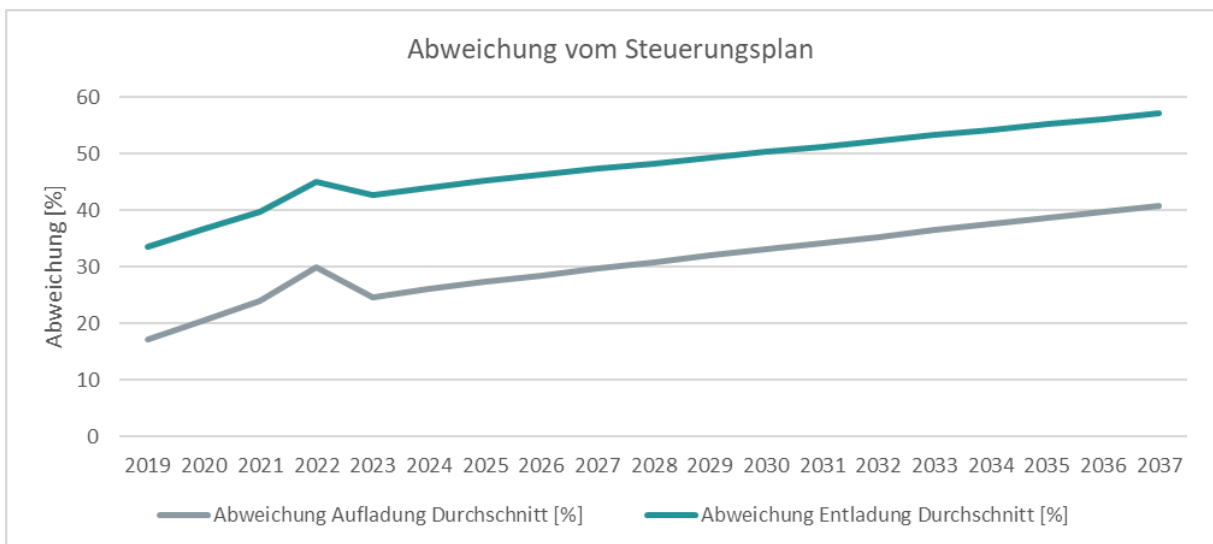


Abbildung 57: Einfluss der Verluste und der Alterung auf die Steuerbefehle in Auhof.

Die durchschnittlichen jährlichen Lade- und Entladeleistungen liegen und in den Jahren 2019 bis 2023 laut Steuerungsplan bei 4.352 kW und 4.324 kW. In den darauffolgenden Jahren liegt die durchschnittlichen Ladeleistung bei 4.538 kW und die Entladeleistung bei 4.065 kW. Abbildung 58 zeigt die jährlichen durchschnittlichen Abweichungen vom Steuerungsplan in kW.

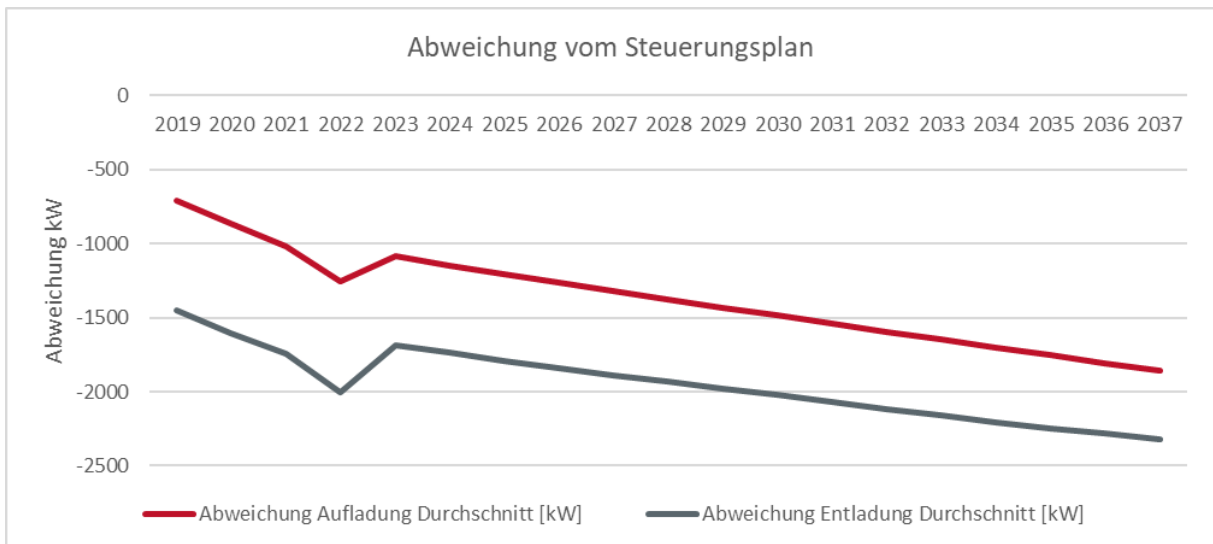


Abbildung 58: Jährliche durchschnittliche Abweichungen in Auhof.

Im Gegensatz zum Standort Bergern, nähern sich die Abweichungskurven der Lade- und Entladevorgänge zwar etwas an, aber weniger stark wie in Bergern. Der Grund liegt in der weit höheren Dimensionierung der Kapazität. Selbst am Ende der Lebensdauer kann die Batterie die meisten Lade- und Entladevorgänge noch einigermaßen verarbeiten.

Die totalen geladenen und entladenen Energiemengen nehmen allerdings auch hier mit zunehmender Degradierung ab (Abbildung 59 und Abbildung 60). Die höhere Auslegung der Kapazität führt auch zu einer beständigeren Auslastung der Batterie (Abbildung 61).

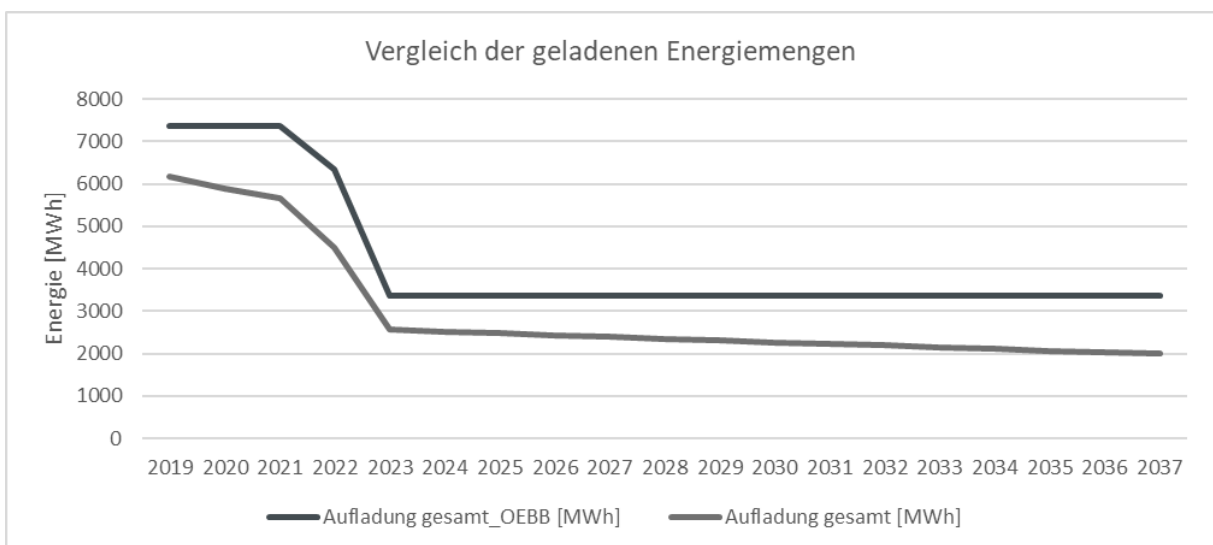


Abbildung 59: Differenz zwischen Ladeplan und tatsächlicher Aufladung in Auhof.

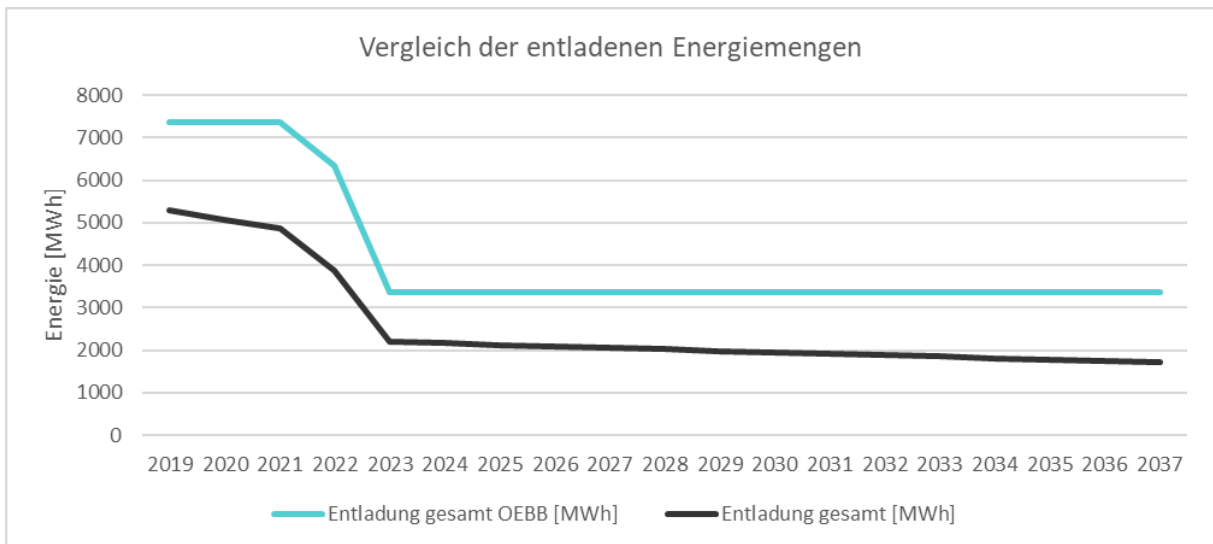


Abbildung 60: Differenz zwischen Entladeplan und tatsächlicher Entladung in Auhof.

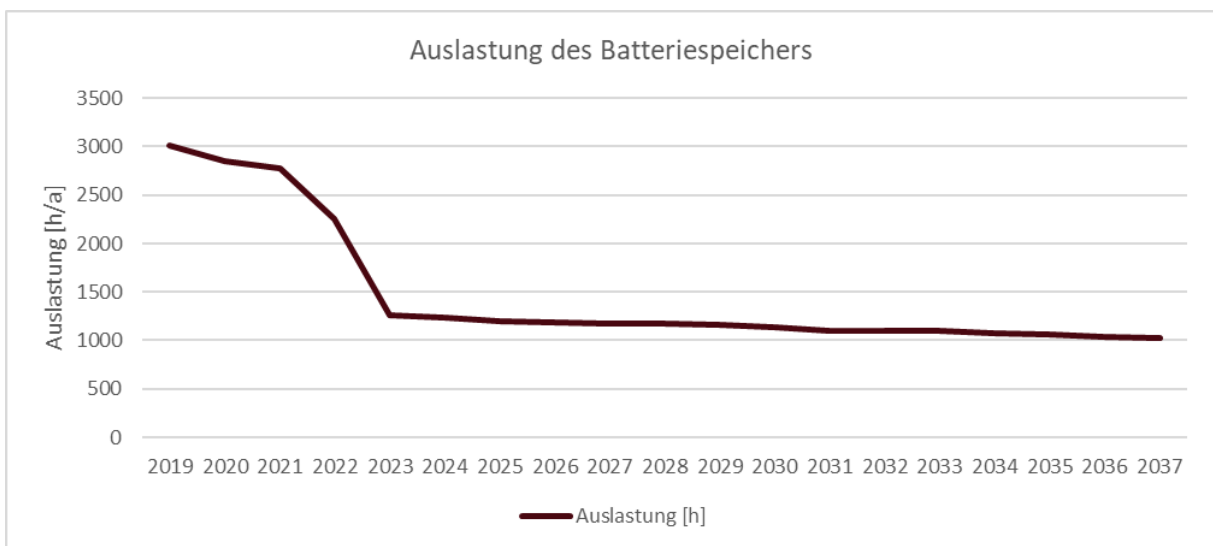


Abbildung 61: Einfluss der Alterung auf die Auslastung in Auhof.

Bei der Analyse von verschiedenen Startkapazitäten, konnte auch in Auhof eine Reduktion der Abweichungen durch eine größere Dimensionierung berechnet werden. Die Reduktion der Abweichung folgt aber keinem exponentiellem, sondern einem linearen Abfall (siehe Abbildung 62). Grund dafür, ist die vergleichsweise hohe Startkapazität im Vergleich mit der Dimensionierung für den Standort Bergern. Es zeigt sich hierbei, dass bei gegebenen Steuerungsplänen eine Erhöhung der Dimensionierung die Abweichungen deutlich reduzieren kann. Diese Reduktion fällt am Beispiel Auhof weniger steil aus. Soll die nutzbare Kapazität am Ende eines Lebenszeitraums von 20 Jahren noch 7 MWh betragen, muss für Auhof die Batterie mit einer Kapazität von 12 MWh gewählt werden.

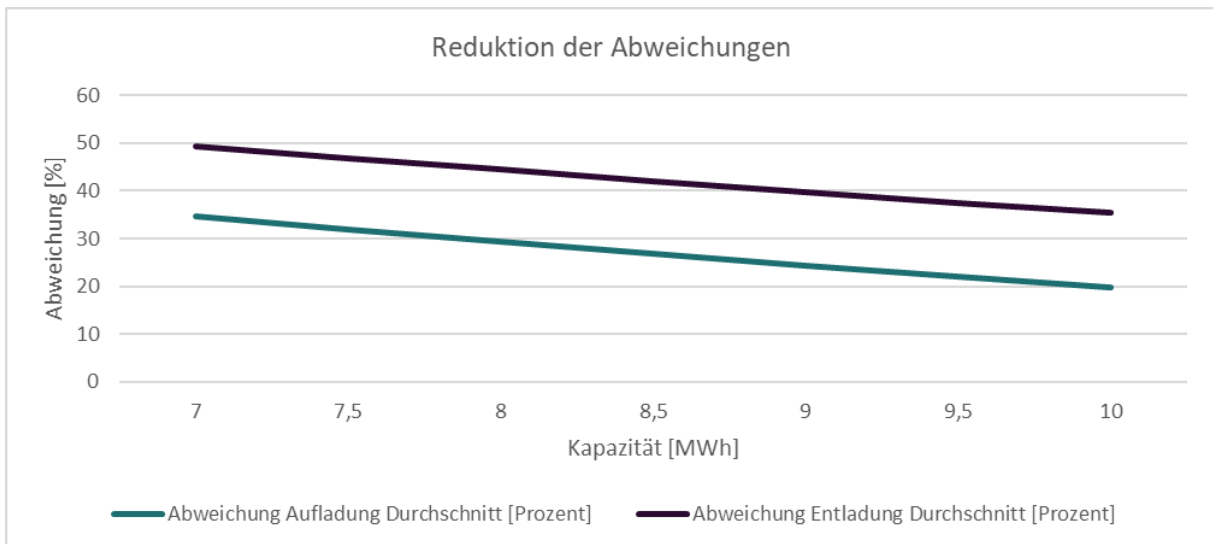


Abbildung 62: Einfluss der Startkapazität auf Abweichungen in Auhof.

Zusammenfassung für Bergern und Auhof

Tabelle 6 zeigt die Ergebnisse für Bergern und Auhof.

Tabelle 6: Übersicht der Ergebnisse für Bergern und Auhof.

Parameter	Bergern	Auhof
Ladeleistung (MW)	3	5
Kapazität (MWh)	3	7
SOH von 0,8 nach (Jahre)	5	5
SOH von 0,5 nach (Jahre)	19	20
Durchschnittliche Vollladezyklen (n/Jahr)	938	740
Durchschnittliche Auslastung (h/Jahr)	1.317	1.379
Durchschn. Effizienz (%)	0,87	0,88

Allgemeine Aussagen über den Einsatz im Realbetrieb

Die Dimensionierung des Wechselrichters muss auf die Nennleistung der Batterie ausgelegt sein. Ein Teillastbetrieb des Systems auf unter 40 % der nominellen Leistung führt zu teils hohen Verlusten. Die Batteriezellen selbst sind weniger anfällig gegenüber der Lade- und Entladeleistung, neigen aber bei starker Nutzung auf Grund der damit verbundenen hohen Zyklenzahl zu einer frühzeitigen Degradierung. Die Nutzung des Batteriesystems zur Marktteilnahme kann deshalb nur bedingt empfohlen werden, da die beschleunigte Alterung dem möglichen Erlös durch den Handel gegenübersteht.

LITERATURVERZEICHNIS

- [1] D. Dietrich und P. Palensky, „Demand Side Management in private homes by using LonWorks(R),“ in *IEEE International Workshop on Factory Communication Systems*, 1997.
- [2] P. Palensky und D. Dietrich, „Demand Side Management: Demand Response, Intelligent Energy Systems, and,“ in *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 2011.
- [3] A. Vijayan, V. Kurupath und J. Das, „Residential Demand Side Management Using Artificial Intelligence,“ in *2021 8th International Conference on Smart Computing and Communications (ICSCC)*, 2021.
- [4] F. Iglesias, P. Palensky, S. Cantos und F. Kupzog, „Demand Side Management for Stand-Alone Hybrid PowerSystems Based on Load Identification,“ *Energies*, pp. 4517-4532, 2012.
- [5] K. Pollhammer, F. Kupzog, T. Gamauf und M. Kremen, „Modeling of demand side shifting potentials for smart power grids,“ in *IEEE Africon '11*, 2011.
- [6] F. Kupzog, „Self-controlled Exploitation of Energy Cost saving Potentials by Implementing Distributed Demand Side Management,“ in *IEEE International Conference on Industrial Informatics*, 2006.
- [7] International Energy Agency, „IEA DSM Report 2017: Implementing Agreement on Demand-Side Management,“ 2018.
- [8] M. Haberler-Weber, M. Gammer, R. Kuralovics, M. Turk, J. Blieberger, M. Vondracek, M. Lampel und K. Eigner, „EcoRailNet - Energiebedarfsoptimierung durch Verknüpfung der Betriebsführung des Bahnverkehrs mit der Steuerung (Projektendbericht),“ 2014.
- [9] Y. Preger, H. M. Barkholtz, A. Fresquez, D. L. Campbell, B. W. Juba, J. Romàn-Kustas, S. R. Ferreira und B. Chalamala, „Degradation of Commercial Lithium-Ion Cells as a Function of Chemistry and Cycling Conditions,“ *Journal of The Electrochemical Society*, Bd. 167, Nr. 12, September 2020.
- [10] S. Z. J. B. P. S. J. H. a. D. S. J. Fleer, „Model-based Economic Assessment of Stationary Battery Systems Providing Primary Control Reserve,“ *Energy Procedia*, pp. 11-24, 2016.
- [11] O. Schmidt, „Future cost of electricity storage and impact on competitiveness,“ in *EU4Energy Policy Forum*, Karven 4 Seasons Resort, Sary-Oi, Kyrgyzstan, 2018.
- [12] „Tevolt TPS 200-864kWh Lithium Battery Storage All-in-One 20ft Container,“ [Online]. Available: <https://www.zerohomebills.com/product/tesvolt-tps-200-864kwh-lithium-battery-storage-all-in-one-20ft-container/>. [Zugriff am 25 Mai 2022].
- [13] „Tesla’s massive 1GWh Megapack battery project with PG&E is approved,“ [Online]. Available: <https://electrek.co/2020/02/27/tesla-1gwh-megapack-battery-project-pge-approved/>. [Zugriff am 25 Mai 2022].
- [14] A. Chatzivasileiadi, E. Ampatzi und I. P. Knight, „The choice and architectural requirements of battery storage technologies in residential buildings,“ in *Second International Conference for Sustainable Design of the Built Environment: Research in Practice (SDBE 2018)*, London, 2018.