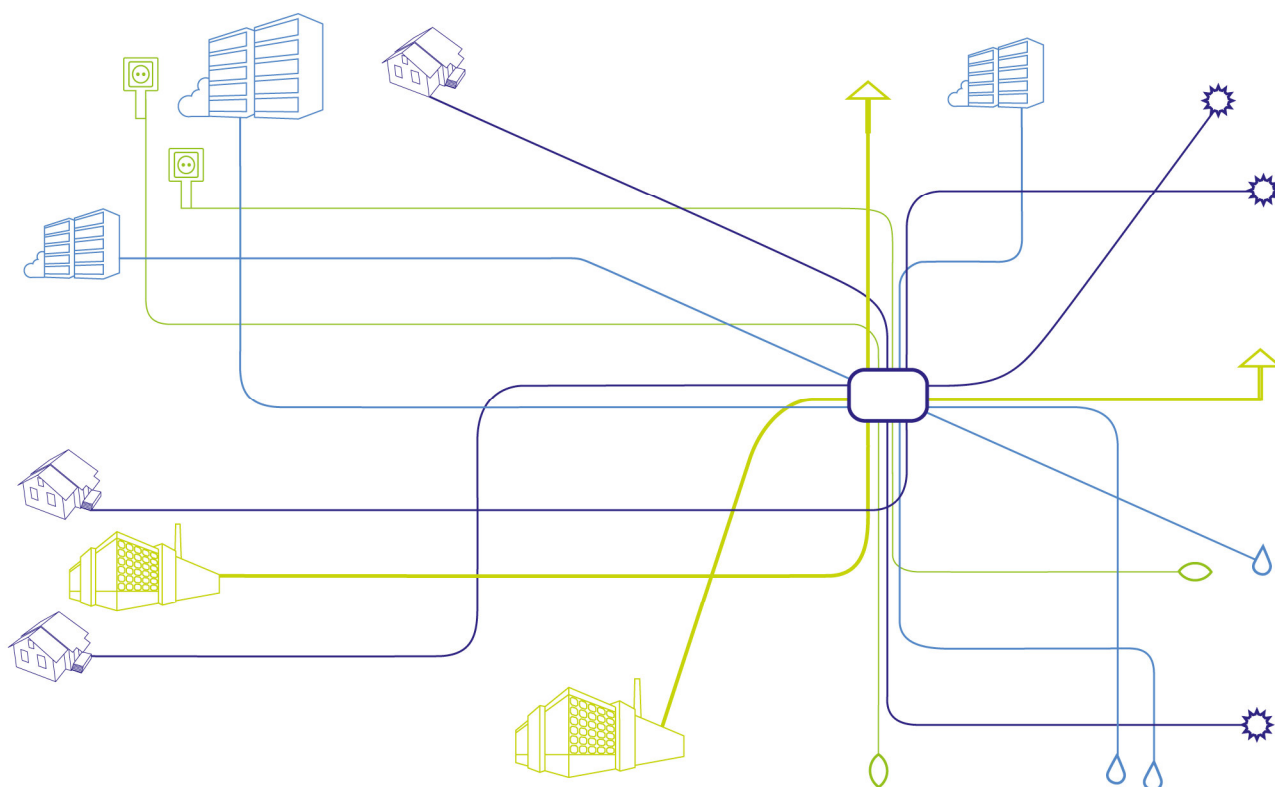




MBS

Multifunktionales Batteriespeichersystem



VORWORT

Die Publikationsreihe **BLUE GLOBE REPORT** macht die Kompetenz und Vielfalt, mit der die österreichische Industrie und Forschung für die Lösung der zentralen Zukunftsaufgaben arbeiten, sichtbar. Strategie des Klima- und Energiefonds ist, mit langfristig ausgerichteten Förderprogrammen gezielt Impulse zu setzen. Impulse, die heimischen Unternehmen und Institutionen im internationalen Wettbewerb eine ausgezeichnete Ausgangsposition verschaffen.

Jährlich stehen dem Klima- und Energiefonds bis zu 150 Mio. Euro für die Förderung von nachhaltigen Energie- und Verkehrsprojekten im Sinne des Klimaschutzes zur Verfügung. Mit diesem Geld unterstützt der Klima- und Energiefonds Ideen, Konzepte und Projekte in den Bereichen Forschung, Mobilität und Marktdurchdringung.

Mit dem **BLUE GLOBE REPORT** informiert der Klima- und Energiefonds über Projektergebnisse und unterstützt so die Anwendungen von Innovation in der Praxis. Neben technologischen Innovationen im Energie- und Verkehrsbereich werden gesellschaftliche Fragestellung und wissenschaftliche Grundlagen für politische Planungsprozesse präsentiert. Der **BLUE GLOBE REPORT** wird der interessierten Öffentlichkeit über die Homepage www.klimafonds.gv.at zugänglich gemacht und lädt zur kritischen Diskussion ein.

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines Projekts aus dem Forschungs- und Technologieprogramm „Neue Energien 2020“. Mit diesem Programm verfolgt der Klima- und Energiefonds das Ziel, durch Innovationen und technischen Fortschritt den Übergang zu einem nachhaltigen Energiesystem voranzutreiben.

Wer die nachhaltige Zukunft mitgestalten will, ist bei uns richtig: Der Klima- und Energiefonds fördert innovative Lösungen für die Zukunft!

A stylized, handwritten signature in black ink, consisting of several fluid, overlapping strokes.

Ingmar Höbarth
Geschäftsführer, Klima- und Energiefonds

A handwritten signature in black ink that reads 'Theresia Vogel' in a cursive script.

Theresia Vogel
Geschäftsführerin, Klima- und Energiefonds

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	4
1.1	Aufgabenstellung	4
1.2	Aufbau der Arbeit	5
2	Beschreibung der Pilotanlage	6
2.1	Anlagenkonfiguration	6
2.1.1	Vanadium-Redox-Flow Batterie	6
2.1.2	Erneuerbare Erzeugungsanlagen	9
2.1.3	Zentrale Steuereinheit des Batteriespeichersystems	12
2.2	Betriebsart der Pilotanlage	13
3	Technische Untersuchungen	14
3.1	Monitoring der Pilotanlage	14
3.2	Power-Quality Messungen.....	14
3.3	Ergebnisse der technischen Untersuchungen	16
3.3.1	Umgebungsbedingungen	16
3.3.2	Performance der Photovoltaik-Anlage	19
3.3.3	Kosten-optimierter Dauerbetrieb der Pilotanlage.....	21
3.3.4	AC/AC-Wirkungsgrad der Pilotanlage	24
3.3.5	Funktionalität der Pilotanlage im Netzparallelbetrieb.....	24
3.3.6	Umschaltung von Insel- auf Netzparallelbetrieb	29
3.3.7	Umschaltung von Netzparallel- auf Inselbetrieb	29
3.3.8	Funktionalität im Inselbetrieb.....	30
3.4	Zusammenfassung der technischen Untersuchungen.....	33
3.4.1	Funktionalität im Inselbetrieb.....	33
3.4.2	Funktionalität im Netzparallelbetrieb	33
4	Modellentwicklung zur Untersuchung unterschiedlicher Einsatzstrategien	34
4.1	Modellierung der Pilotanlage	34
4.1.1	Aufteilung des Speichers in Eigenverbrauchs- und EEX-Speicher	35
4.1.2	Berechnung des Eigenverbrauchspeichers	38
4.1.3	Berechnung des EEX-Speichers.....	39
4.1.4	Wirtschaftliche Methodik zur Bewertung der Pilotanlage	40
4.2	Betriebsstrategie - Kostenoptimierter Haushalt.....	40
4.2.1	Lineare Optimierung	40
4.2.2	Dynamische Optimierung	45
4.3	Betriebsstrategie - leistungsautarke Anlage.....	47
4.3.1	Berechnungstool für leistungsautarke Anlagenauslegung	47
4.3.2	Wirtschaftliche Methodik.....	48
4.4	Datengrundlage.....	49
4.4.1	Erneuerbare Erzeugungsanlagen (PV und KWKA)	49
4.4.2	Batteriespeicher.....	50

4.4.3	Verbrauchsprofile.....	51
4.4.4	Haushaltsstrompreis.....	54
4.4.5	Handelsstrompreis an der EEX/EXAA	54
4.5	Ergebnisse der ökonomischen Untersuchungen	55
4.5.1	Pilotanlage	55
4.5.2	Betriebsstrategie - Kostenoptimierter Haushalt	55
4.5.3	Betriebsstrategie - leistungsautarke Anlage	56
5	Vermarktungsstrategie aus Sicht eines Energiehändlers und Kraftwerksbetreibers.....	62
5.1	Modell eines EE-Kraftwerkes zum Einsatz am Regelenergie- und Spotmarkt.....	62
5.2	Kooperative Vermarktung von Regelenergie im virtuellen Regelkraftwerk	67
5.3	Ergebnisse und Schlussfolgerungen	67
5.3.1	EE-Kraftwerk zum Einsatz auf dem Regelenergie- und Spotmarkt.....	67
5.3.2	Kooperative Vermarktung von Regelenergie im virtuellen Regelkraftwerk	69
6	Gesamtwirtschaftliche Auswirkungen PV-Batteriespeicher-Systemen in Österreich	71
6.1	Potentialanalyse.....	71
6.1.1	Potentiale für Pilotanlagen.....	72
6.1.2	Potentiale für Großanlagen	82
6.1.3	Potentiale für leistungsautarke Anlagen.....	85
6.2	Kosten/Nutzenanalyse	87
6.2.1	Pilotanlagen	87
6.2.2	Großanlagen	97
6.2.3	Leistungsautarke Anlagen	100
6.3	Mögliche Auswirkungen für Österreich.....	101
6.3.1	PV-Szenarien und betrachtete Bandbreiten	101
6.3.2	Glättung volatiler PV-Erzeugung durch dezentrale Speicher	105
6.3.3	Auswirkungen verbrauchsorientierter Speicher auf die Netzbelastung.....	113
6.4	Ausblick.....	117
6.4.1	GAP-Analyse für Pilotanlage	117
6.4.2	GAP-Analyse für Großanlagen.....	119
6.4.3	Bewertung des Förderbedarfs.....	120
7	Zusammenfassung der Ergebnisse und Empfehlungen	121
8	Literaturverzeichnis	127
	Anhang A – Deckungsgradverläufe (VRF-Batterie).....	130
	Anhang B - Deckungsgradverläufe (Blei-Säure Batterie)	132
	Anhang C - Ökonomische PV-Potentiale und Batteriestückzahlen in Niederösterreich	134
	Anhang D - Kosten/Nutzenanalyse NaS-Batterien	136
	Anhang E - Auswirkungen verbrauchsorientierter Speicher auf Netzbezüge/Netzexporte	137

1 Einleitung

Die dezentrale Integration von erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen, vor allem Photovoltaik und Windkraftanlagen, in Nieder- und Mittelspannungsnetze stellt neue Herausforderungen im technischen und ökonomischen Bereich dar. Entstehende Kapazitätsengpässe der Netze können in diesem Fall mit einer entsprechenden Netzverstärkung und/oder Integration von Speichertechnologien in Kombination mit lokaler erneuerbarer Erzeugung überwunden werden. Stationäre Batteriespeicher könnten dabei auch mit der Teilnahme an Energie- und Regelenenergiemärkten (z. B. mittels Aggregation) einen Beitrag zu Stabilität und Versorgungssicherheit des gesamten Stromsystems leisten. Die technische und wirtschaftliche Realisierbarkeit von dezentralen Batteriespeichersystemen sind wesentliche Aspekte für eine zukünftige Anwendung in großem Umfang. Dabei ist die Entwicklung von geeigneten Speichertechnologien für diese neuen Anwendungsgebiete von essentieller Bedeutung. In der vorliegenden Forschungsarbeit wurden offene Fragen bezüglich der technischen Umsetzbarkeit und der Wirtschaftlichkeit eines multifunktionalen Batteriespeichersystems mit einer Vanadium-Redox-Flow Batterie in Kombination mit erneuerbaren Erzeugungsanlagen beantwortet.

1.1 Aufgabenstellung

Die Hauptziele dieses Projektes waren die technische Umsetzung einer Pilotanlage sowie die Untersuchung der Wirtschaftlichkeit eines multifunktionalen Speichersystems mit einer Vanadium-Redox-Flow Batterie und beinhalten:

- a) Die Entwicklung eines netzgekoppelten Batteriespeichersystems in Kombination mit erneuerbaren Erzeugungsanlagen inklusive der erforderlichen Kommunikationsschnittstellen für die regelungstechnische Einbindung in das öffentliche Stromnetz
- b) Die Demonstration einer fahrplangetreuen Lieferung von elektrischer Energie an einer Pilotanlage
- c) Die technischen Untersuchungen der Funktionalität des Batteriespeichersystems und der Versorgungssicherheit der Verbraucher im Netzparallel- und Inselbetrieb
- d) Vergleich von verschiedenen Betriebsstrategien von Batteriespeichersystemen in Kombination mit erneuerbaren Erzeugungsanlagen
- e) Untersuchung von Vermarktungsstrategien und Bewertung von Erlösmöglichkeiten von Einzel- und Großspeicheranlagen sowie gepoolten PV/Batteriespeichersystemen als virtuelles Kraftwerk durch Teilnahme an den Energie- und Regelenenergiemärkten
- f) Ermittlung des Potentials von derartigen PV/Batteriespeichersystemen sowie deren über-regionalen Auswirkungen für Österreich
- g) Untersuchung des Reduktionspotentials der Volatilität der Stromerzeugung durch Einsatz von Batteriespeichersystemen

1.2 Aufbau der Arbeit

Im ersten Teil der vorliegenden Arbeit (Kapitel 2) wird die aufgebaute Pilotanlage eines multifunktionalen Batteriespeichersystems, dargestellt. Der Aufbau der Pilotanlage war die Grundlage für nahezu alle Fragen und Untersuchungen, die im vorliegenden Projekt einer Lösung zugeführt wurden und war daher wesentlicher Bestandteil dieses Forschungsprojektes. Es wurde ein netzgekoppeltes Batteriespeicher-System mit einer Vanadium-Redox-Flow Batterie in Kombination mit den erneuerbaren Erzeugungsanlagen Photovoltaik und Kleinwindkraft entwickelt und am Standort Lichtenegg in Niederösterreich installiert.

Um einerseits eine technische Beurteilung der Performance und der Funktionalität des Batteriespeichersystems sowie der Versorgungssicherheit des Verbrauchers zu ermöglichen und andererseits die Basis für die ökonomischen Untersuchungen zu legen, wurde die Anlage über einen Zeitraum von 1 ½ Jahren messtechnisch erfasst und getestet. Dazu wurden neben den elektrischen Größen auch die Umgebungsbedingungen wie Globalstrahlung und Umgebungslufttemperatur erfasst. Die Ergebnisse des Anlagenmonitorings und der technischen Untersuchungen, die an der Pilotanlage durchgeführt wurden, werden in Kapitel 3 dargestellt.

Kapitel 4 zeigt die ökonomischen Analysen der unterschiedlichen Einsatzmöglichkeiten der Pilotanlage auf dem Energiemarkt. Diese beinhalten die Untersuchung der kombinierten Nutzung des Batteriespeichers zur Eigenverbrauchsdeckung eines Haushaltes und der Vermarktung von Energie am Spotmarkt (z.B. EEX- oder EXAA-Spotmarkt). Zusätzlich wird ein leistungsautarkes Batteriespeicher-System wirtschaftlich bewertet. Um unterschiedliche Betriebsstrategien des Batteriespeichersystems zu untersuchen und die Erlösmöglichkeiten darstellen zu können, wurde die Pilotanlage in einem Simulationsmodell abgebildet.

Anschließend werden in Kapitel 5 aufbauend auf diesen Ergebnissen die Vermarktungsstrategien aus Sicht des Energiehändlers und Kraftwerksbetreibers erarbeitet und energiewirtschaftlich bewertet. Es werden die Erlösmöglichkeiten von leistungsautarken Anlagen, Großspeicheranlagen und gepoolten PV/Batteriespeichersystemen als virtuelles Kraftwerk durch Teilnahme an den Energie- und Regenergiemärkten der österreichischen APG-Regelzone dargestellt.

Des Weiteren wird in Kapitel 6 eine Potentialanalyse der untersuchten Erzeuger/Batteriekombinationen für die Umsetzung in Österreich und auf regionaler Ebene vorgenommen. In Kombination mit Szenarien zur Entwicklung der erneuerbaren Energie in Österreich werden schließlich die überregionalen Auswirkungen abgeleitet. Mit zukünftigen Szenarien und Trends zur Entwicklung von PV-Stromerzeugung in Österreich wurden die Möglichkeiten, die Fluktuation der erneuerbaren Stromerzeugung durch Stromspeicher zu reduzieren, untersucht. Dazu wurden die Kosten der Speicherimplementierung in Relation zu notwendigen Backupkapazitäten in Form von Gaskraftwerken gestellt, um daraus die Kosten der Verminderung von CO₂-Emissionen zu errechnen.

In Kapitel 7 werden die Ergebnisse der technischen und ökonomischen Untersuchungen zusammengefasst und Schlussfolgerungen gezogen. Abschließend werden Empfehlungen für den Einsatz der Vanadium-Redox-Flow Speichertechnologie für die untersuchten Einsatzstrategien in Österreich abgeleitet und es wird der erforderliche Förderbedarf bewertet.

2 Beschreibung der Pilotanlage

2.1 Anlagenkonfiguration

Wichtiger Bestandteil dieses Forschungsprojektes war die Umsetzung einer Pilotanlage mit einem Batteriespeichersystem in Kombination mit erneuerbaren Erzeugungsanlagen. Die Pilotanlage wurde in Lichtenegg in der Buckligen Welt in Niederösterreich (ca. 100 km südlich von Wien) umgesetzt. An diesem Standort befinden sich bereits eine Großwindkraftanlage (Enercon E-66 mit einer elektrischen Leistung von 1.800 kW) sowie mehrere Kleinwindkraftanlagen (KWKA). Diese werden im Zuge des nationalen Forschungsprojektes „Kleinwindkraftanlagen“ getestet [1].

Die Pilotanlage des netzgekoppelten Batteriespeichersystems am Standort Lichtenegg besteht aus einer Vanadium-Redox-Flow (VRF) Batterie mit einer Speicherkapazität von 100 kWh, einer fix aufgeständerten und einer nachgeführten PV-Anlage mit einer elektrischen Leistung von 10 kW_{Peak} bzw. 5 kW_{Peak} sowie einer KWKA mit einer Nennleistung von 1,5 kW. Aufgrund der langen Anschlussleitung zum nächsten Haushalt und damit verbundenen Kosten, wurde kein realer Haushalt an das Batteriespeichersystem angeschlossen. Für die modellhafte Untersuchung des Batteriespeichersystems wurden unterschiedliche Haushaltprofile herangezogen. Das technische Anlagenkonzept ist in Abbildung 1 dargestellt.

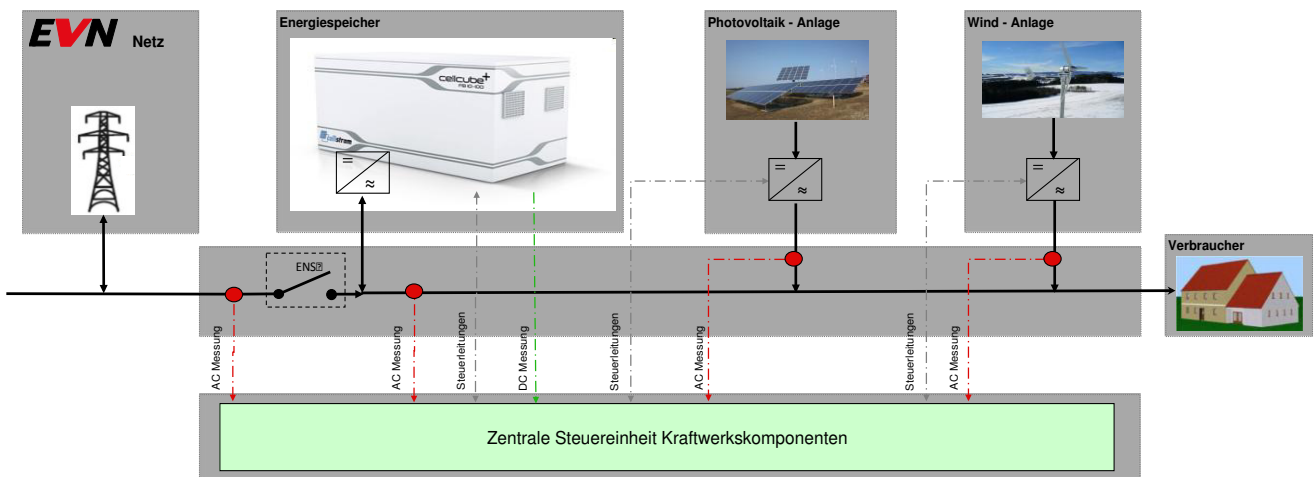


Abbildung 1: Technisches Konzept der Demonstrationsanlage in Lichtenegg

2.1.1 Vanadium-Redox-Flow Batterie

Bei der eingesetzten Batterie handelte sich um eine Vanadium-Redox-Flow (VRF) Batterie, bei welcher die Energie chemisch in flüssigen Elektrolyten gespeichert wird. Die Batterie kann mit einer Leistung von 10 -15 kW geladen und entladen werden und besitzt eine Nennspeicherkapazität von 100 kWh. Dies entspricht einer Entladung von 10 h bei einer Nennleistung von 10 kW.

Beim eingesetzten Elektrolyt handelt es um Vanadiumsalze, die in Schwefelsäure gelöst sind. Vanadium ist im negativen wie im positiven Elektrolyt in unterschiedlichen Oxidationsstufen vorhanden.

Die elektrochemischen Reaktionen, die in der Batterie ablaufen, lauten [2]:

Negativer Elektrolyt: $V^{3+} + e^- \leftrightarrow V^{2+}$

Positiver Elektrolyt: $VO^{2+} + H_2O \leftrightarrow VO_2^+ + 2H^+ + e^-$

Gesamte Reaktion: $V^{3+} + VO^{2+} + H_2O \leftrightarrow V^{2+} + VO_2^+ + 2H^+$

Im Gegensatz zu konventionellen Batterien, wo sich das gesamte reaktive Material in Zellen befindet, werden bei einer Durchflussbatterie die Elektrolyte in Tanks gespeichert. Beim Laden und Entladen werden die Elektrolyte durch Reaktionszellen gepumpt und fließen danach wieder in die Tanks zurück. Es gibt zwei Elektrolyte, einen für die positive Reaktion und einen für die negative. Die beiden Elektrolyte werden nicht vermischt, sondern sind in der Reaktionszelle (Stack) durch eine sehr dünne Membran voneinander getrennt, welche ausgewählte Ionen durchlässt. In den Zellen befinden sich auch sehr stabile poröse Kohlenstoffelektroden, an denen die kritischen Reaktionen ablaufen. Da die Reaktionen nur die gelösten Salze betreffen, unterliegen die Elektroden selbst keiner chemischen oder physikalischen Veränderung. Deswegen ist ohne signifikante Abnahme der Kapazität eine große Anzahl an Lade/Entladezyklen möglich [2].

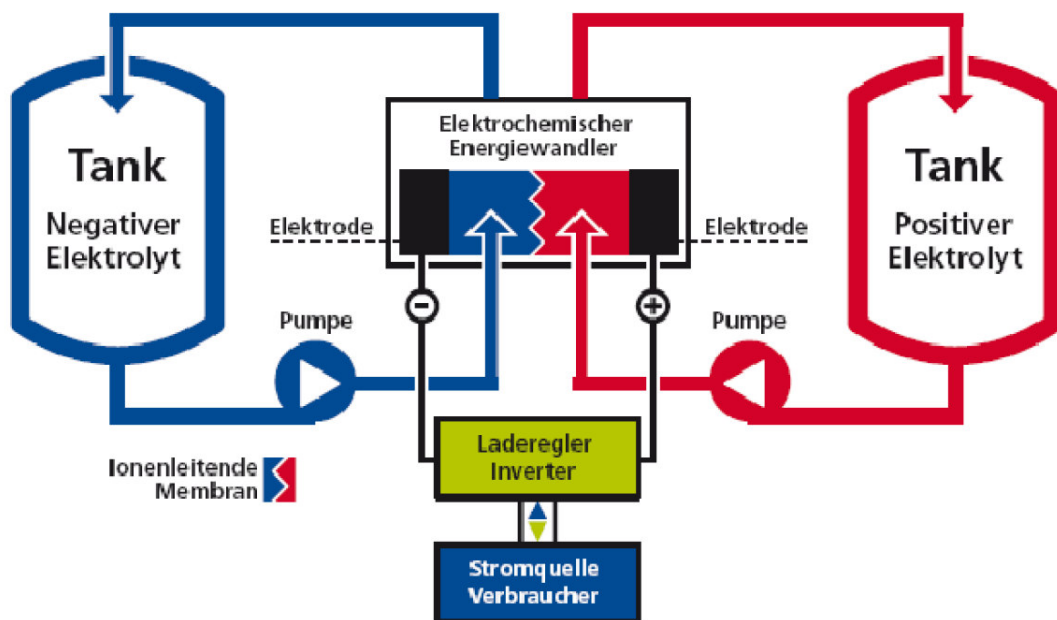


Abbildung 2: Schematische Darstellung der Vanadium-Redox-Flow Batterie [2]

Die VRF-Batterie enthält einen in zwei Hälften geteilten Tank in dem je 2.500 Liter positiver und negativer Elektrolyt gespeichert sind [2]. Die Elektrolyte werden mit kleinen, effizienten und chemieresistenten Pumpen in die Stacks gepumpt. Die Elektrolyte fließen zu und von den Stacks in Kunststoffrohrleitungen und werden über die Retourleitungen in dieselben Tanks zurückgeführt (siehe Abbildung 2).

Wie jeder andere Batterietyp ist auch die eingesetzte VRF-Batterie empfindlich gegenüber der Temperatur. Es gibt unterschiedliche Einrichtungen und Maßnahmen, die sicherstellen, dass die Elektrolyte nur innerhalb des normalen Betriebsbereichs eingesetzt werden. Die Batterie erfordert daher ein thermisches Management durch den Batterieregler. Der Operationsbereich der VRF-Batterie liegt bei einer Elektrolyttemperatur zwischen 0° und 40°C. Mit sinkender Temperatur erhöht sich die Viskosität und folglich die erforderliche Pumpenenergie. Hingegen erhöhen sich bei Temperaturen über 40°C die Energieverluste aufgrund der Entstehung von Vanadium-Pentoxid (V_2O_5) [3].

Ladezustand (State-of-Charge – SOC):

Der Ladezustand der Batterie ergibt sich aus dem Verhältnis der Vanadium-Ionen der verschiedenen Oxidationsstufen mit der folgenden Berechnung [3]:

$$SOC = \frac{[V^{2+}]}{[V^{2+}] + [V^{3+}]} \quad (1)$$

Aufgrund des nahezu linearen Verlaufs der Leerlaufspannung (Open Circuit Voltage) im Bereich von 15 – 90 % des Ladezustands, kann diese zur Bestimmung des aktuellen SOC herangezogen werden. Die Messung der Leerlaufspannung erfolgt an einer separaten unbelasteten Zelle.

Kennlinie der VRF-Batterie:

Die Lade- und Entladeleistungskennlinie der eingesetzten VRF-Batterie vom Typ CellCube FB10/100 in Abhängigkeit des Ladezustandes der Batterie ist in Abbildung 3 dargestellt. Die eingesetzte VRF-Batterie kann jedoch nur in einem SOC-Bereich zwischen 10 % und 83 % betrieben werden. Aus Abbildung 3 ist ersichtlich, dass eine Entladung mit einer konstanten Nennleistung von 10 kW in einem SOC-Bereich zwischen 25 - 83 % möglich ist, wodurch sich laut Hersteller die verfügbare Speicherkapazität auf 77,2 kWh reduziert. Die Menge der entnehmbaren Energie hängt von der Entladeleistung ab.

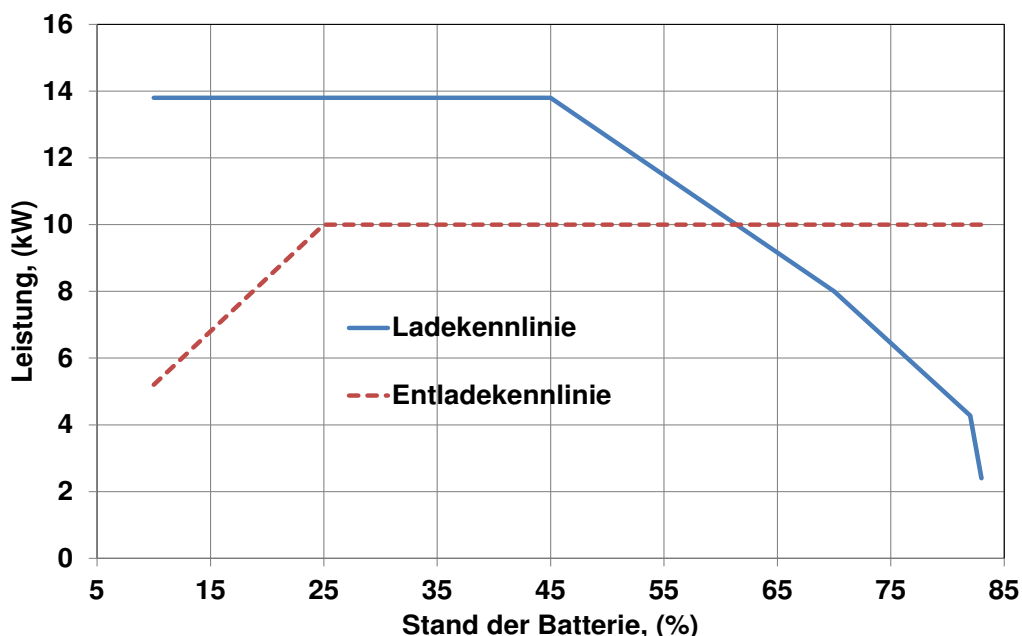


Abbildung 3: Darstellung der Lade- und Entladeleistung der VRF-Batterie in Abhängigkeit vom Ladezustand (SOC)

Ab einem SOC von 25 % nimmt die mögliche Entladeleistung entsprechend ab. Die Ladung mit einer konstanten Leistung mit 10 kW hingegen kann in einem SOC-Bereich zwischen 10 % und 61,38 % erfolgen.

Technische Spezifikation der VRF-Batterie:

Die technische Spezifikation der eingesetzten Vanadium-Redox-Flow Batterie ist in Tabelle 1 dargestellt. Der eingesetzte VRF-Batteriespeicher ist in Abbildung 5 zu sehen.

Vanadium-Redox-Flow Batterie	
Hersteller/Type	Cellstrom/CellCube FB10/100
Baujahr/Seriennummer	2010/ FB10/100-101112001-22039
Nennspeicherkapazität	100 kWh
Nennleistung	10 kW
AC/AC Wirkungsgrad:	
bei 2 kW Lade-/Entladeleistung, Elektrolyttemperatur 28 °C ($\pm 3^{\circ}\text{C}$)	58 %
bei 10 kW Lade-/Entladeleistung, Elektrolyttemperatur 28 °C ($\pm 3^{\circ}\text{C}$)	61 %
Gewicht	10.300 kg
Volumen der Elektrolyttanks	2.500 Liter
Wechselrichter	SMA, Sunny Island 5048

Tabelle 1: Spezifikation der eingesetzten Vanadium-Redox-Flow Batterie

2.1.2 Erneuerbare Erzeugungsanlagen

Die PV-Anlage in Lichtenegg beinhaltet eine stationär aufgestellte PV-Anlage mit einer Fläche von 73,2 m² mit einer elektrischen Leistung von insgesamt 9,90 kW_{Peak} sowie eine PV-Fläche von 37,4 m² mit einer elektrischen Leistung von insgesamt 4,88 kW_{Peak}, die mit einem Tracker 2-achsig nachgeführt wurde. Die durchgeführte Leistungsmessung beinhaltete beide Stränge, also die Summe beider PV-Anlagen. Der Tracker wurde jedoch bereits am 13. Dezember 2011 wieder demontiert, sodass ab diesem Zeitpunkt nur die stationäre PV-Anlage elektrische Energie erzeugte. Die technischen Daten der installierten PV-Anlage und der Kleinwindkraftanlage (KWKA) am Standort Lichtenegg sind in Tabelle 2 dargestellt. Die installierte PV-Anlage ist in Abbildung 5 und die KWKA in Abbildung 6 zu sehen.

Anlagenkomponente	Typenbezeichnung
Fix aufgeständerte PV- Anlage (10 kW)	
Module	Solarwatt P210-60 GET AK, 225 W _{Peak}
Aufständerung	Schletter Pvmax 3
Nennleistung	9,90 kW _{Peak}
Anzahl der Module	44 Stück
Bruttofläche	73,2 m ²
Ausrichtung/Neigung	Süd/30°
Simulierter Jahresertrag ¹	10.562 kWh

¹ Durchgeführt mit PV*SOL 3.0 von ATB-Becker

Anlagenkomponente	Typenbezeichnung
Nachgeführte PV-Anlage (5 kW)	
Module	KIOTO KPV PE QCells, 195 W _{Peak}
Nachführung	Hoga Nachführsystem
Steuerung	Astronomische Steuerung
Nennleistung	4,88 kW _{Peak}
Anzahl der Module	25 Stück
Bruttofläche	37,4 m ²
PV Wechselrichter	SMA, Tripower 15000 TL
Simulierter Jahresertrag ²	6.912 kWh
Kleinwindkraftanlage	
Hersteller/Type	Windsolar 1,5 kW
Nenn/Maximalleistung	1,5 kW/2,0 kW
Rotordurchmesser	2,85 -3,0 m
Einschaltgeschwindigkeit	1,0 - 1,5 m/s
Abschaltgeschwindigkeit	keine
Anlagengeräusch	< 45 dB
Wechselrichter	Windsolar WS-W.2000

Tabelle 2: Spezifikation der installierten erneuerbaren Erzeugungsanlagen



Abbildung 4: Vanadium-Redox-Flow Batterie Cellstrom FB10/100

² Durchgeführt mit PV*SOL 3.0 von ATB-Becker



Abbildung 5: PV-Anlage (im Vordergrund 10 kW fix aufgeständert und im Hintergrund 5 kW nachgeführt)



Abbildung 6: Kleinwindkraftanlage Windsolar mit einer Nennleistung von 1,5 kW

2.1.3 Zentrale Steuereinheit des Batteriespeichersystems

Es wurde eine zentrale Steuereinheit für das Batteriespeichersystem entwickelt, die einerseits die Kommunikation zwischen den fluktuierenden Erzeugungseinheiten, der Photovoltaik und der Kleinwindkraftanlage, dem Batteriespeicher und dem Verbraucher sicherstellt, und andererseits eine Kommunikationsschnittstelle für eine regelbare Einbindung in das öffentliche Stromnetz ermöglicht. Die Steuereinheit ermöglicht durch Steuerung der einzelnen Komponenten die Lieferung/Abnahme der geforderten Viertelstunden-Leistungswerte nach einem vorgegebenen Fahrplan. Das Konzept der für die Pilotanlage entwickelten Steuereinheit mit sämtlichen Kommunikationsschnittstellen ist im folgenden Schema dargestellt (siehe Abbildung 7).

Die zentrale Steuereinheit übernimmt je nach Betriebsart neben der Überwachung und Steuerung der Anlage zusätzliche Energiemanagementaufgaben. So wurden im Fall des energie- und kosten-optimierten Betriebsmodus Verbrauchs- und Wetterprognosen sowie Tarifmodelle berücksichtigt.

Um die unterschiedlichen technischen Schnittstellen möglichst einfach realisieren zu können, wurde eine im industriellen Einsatz bewährte Steuerung verwendet. Die eingesetzten Hardware- und Software-Steuerungskomponenten aus dem Produktportfolio der Firma KEBA erlauben es zudem, diese Schnittstellen sofort nach der Implementierung mittels einer einfachen Bedienoberfläche ansprechen und steuern zu können. Es kann dadurch sehr flexibel auf Erkenntnisse, die in der Testphase gewonnen wurden, reagiert und notwendige technische Änderungen durchgeführt werden.

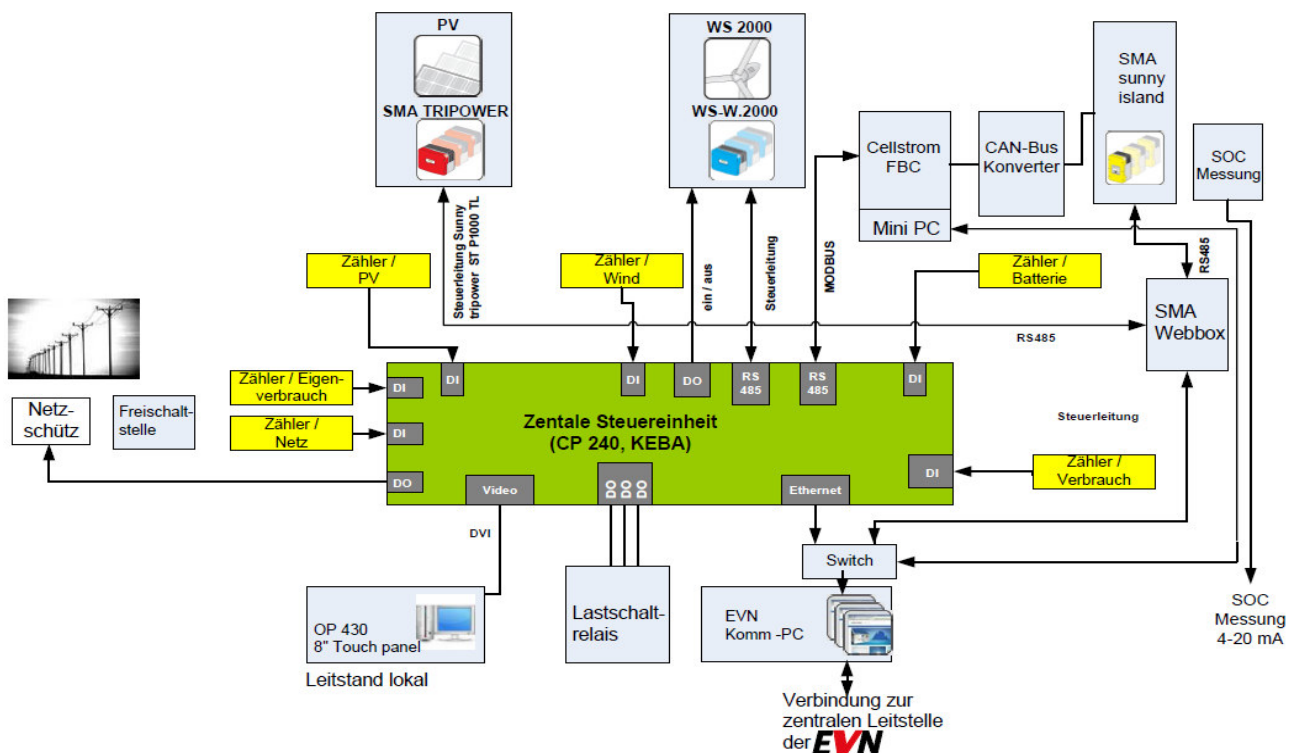


Abbildung 7: Konzept der Steuereinheit inklusive der Kommunikationsschnittstellen

Zur einfachen Bedienung und Überwachung der Pilotanlage wurde eine Bedienungsfläche entwickelt, die eine anlagenspezifische Visualisierung aller Parameter beinhaltet. Diese Bedienungsfläche ermöglicht u.a. eine manuelle Änderung der einzelnen Anlagenparameter sowie eine Auswahl der Betriebsart.

2.2 Betriebsart der Pilotanlage

Das Batteriespeichersystem wurde seit Mai 2011 nach einem Fahrplan betrieben, der eine kostenoptimierte Anlagenbewirtschaftung gewährleisten soll. Es wurde ein Day-Ahead Optimierungs-Tool für das Batteriespeichersystem entwickelt, mit dem unter Berücksichtigung der Erzeugungsprognosen der PV-Anlage, des zu erwartenden elektrischen Verbrauches und der Entwicklung der Strompreise am Energie-Handelsmarkt (EEX-Spotmarktpreise) ein kosten-optimierter Fahrplan für den Betrieb des Batteriespeichers für den nächsten Tag erstellt wird. Der erstellte Fahrplan wird über einen Remote Zugriff auf die zentrale Steuereinheit übergeben.

Die „Day-Ahead Optimierung“, die den Speicher für die nächsten 7 Tage optimiert, wurde täglich durchgeführt und hat als Einflussgrößen die erwarteten Börsenpreise für die nächsten Tage, das Haushaltsprofil, die Globalstrahlungsprognose für die PV-Anlage und die Windprognose für die zusätzlich angeschlossene Kleinwindkraftanlage. Abbildung 8 zeigt das Schema der Optimierung. Für die Optimierung wird ein Graph mit den möglichen Ladezuständen des Speichers über einen Zeitraum t und den erwirtschafteten Erlösen generiert. Danach wird der optimale (kürzeste) Pfad durch diesen Graphen gesucht. Dieser entspricht der optimalen Vermarktung. Zur Optimierung mittels dynamischer Programmierung wurde ein graphentheoretischer Ansatz von Bellman-Ford-Moore gewählt.

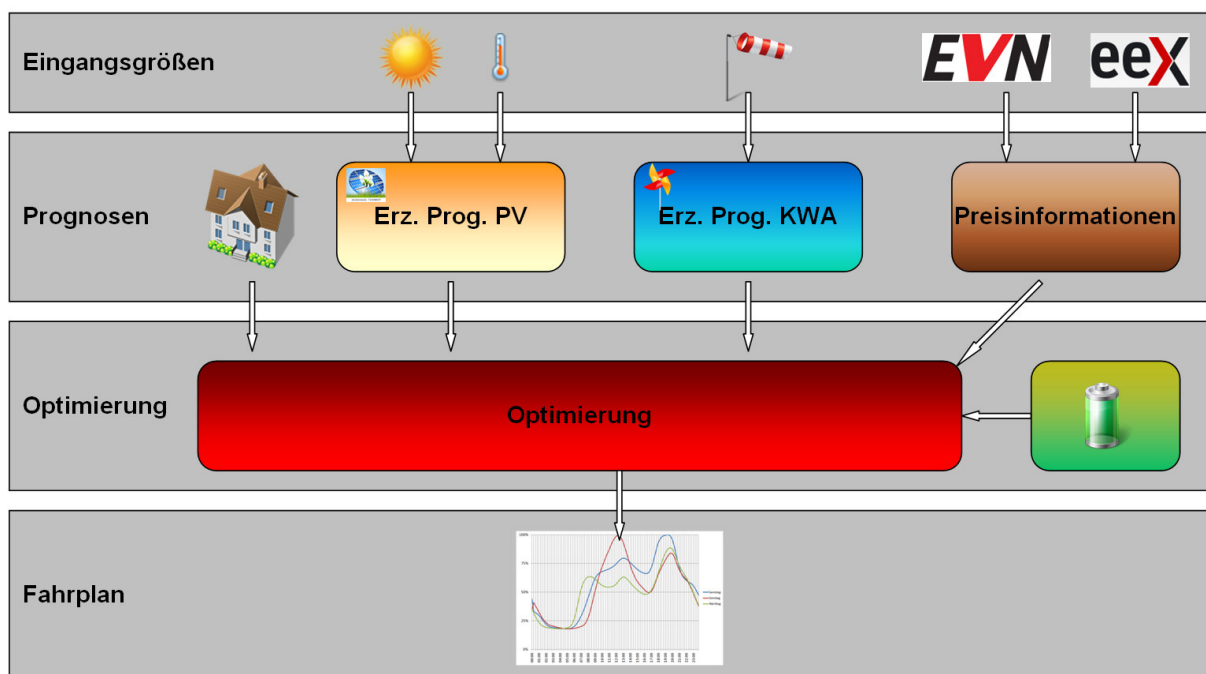


Abbildung 8: Prinzipbild zur Kosten-Optimierung des Batteriespeichers mit ENOT

Die Optimierung wurde mit der Software ENOT des Projektpartners EVN durchgeführt und besteht einerseits aus einer Konfigurations- und Ergebnisdatenbank und andererseits aus einem Berechnungskern (siehe Abbildung 8).

3 Technische Untersuchungen

3.1 Monitoring der Pilotanlage

Um die Performance der Pilotanlage bestimmen zu können, wurde ein temporäres, autonomes back-up Messsystem installiert, welches neben der Messung sämtlicher elektrischer Größen auch die Aufzeichnung der Umgebungsbedingungen wie Globalstrahlung und Umgebungslufttemperatur beinhaltete (siehe Abbildung 9). Mithilfe des Anlagenmonitorings wurde die Funktionalität der Anlage kontinuierlich überprüft und war die Grundlage für laufende Verbesserungen und Optimierung der Pilotanlage. Die erfassten Messgrößen sowie die eingesetzten Messgeräte sind in Tabelle 3 aufgelistet.

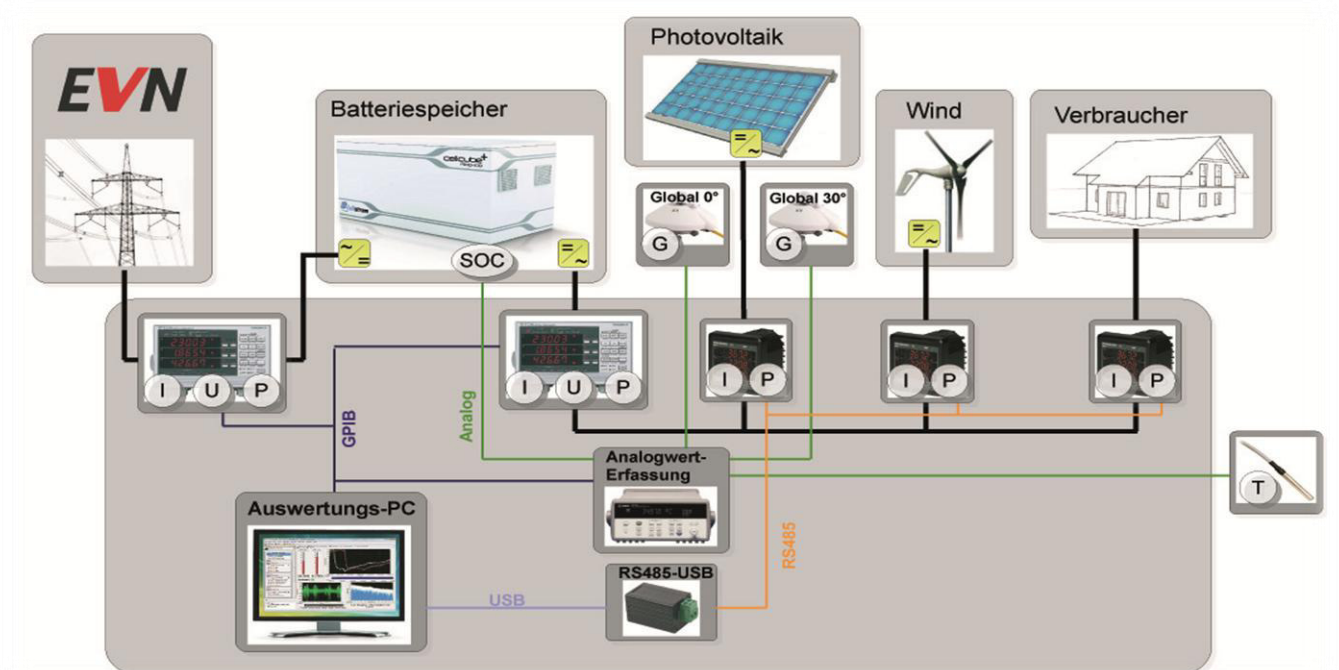


Abbildung 9: Monitoringkonzept

Es wurden qualitativ hochwertige Messgeräte eingesetzt, die vor und nach dem Einsatz kalibriert wurden. Elektrische Größen wurden mittels Powermeter, physikalische über einen Datenlogger gemessen. Die Messdaten wurden per Bus auf einen separaten Messrechner übertragen, wo sie in einem eigens geschriebenen Programm ausgewertet und aufgezeichnet wurden. Der Messrechner war lokal mit dem IT-Netzwerk über einen Terminal-und ftp – Server erreichbar.

3.2 Power-Quality Messungen

Zusätzlich zum Monitoring der Anlage wurden detaillierte Untersuchungen der Stromqualität durchgeführt. Mit den durchgeführten Tests wurde die Funktionalität der Pilotanlage und die Versorgungssicherheit im Netzparallel- und Inselbetrieb sowie die Praxistauglichkeit und Zuverlässigkeit der MBS-Anlage als Gesamtsystem geprüft.

Hauptfokus der Untersuchungen lag dabei einerseits auf der Möglichkeit, die Batteriespeicher-Anlage unter Einhaltung der Netzqualitätsgrenzwerte im Inselbetrieb betreiben und andererseits im Netzparallelbetrieb gezielt zur Verbesserung der Netzqualität einsetzen zu können. Durch diese Anlagentests konnten weitere wertvolle technische Informationen der PV-/Batteriekombination gewonnen werden.

Zur Messung der elektrischen Größen, kam ein Netzanalysator EWS130 der Fa. Haag zum Einsatz. Abbildung 10 zeigt den schematischen Aufbau der MBS-Anlage, die Platzierung der Messpunkte und die Vorzeichen-Definition der Leistungsrichtungen.

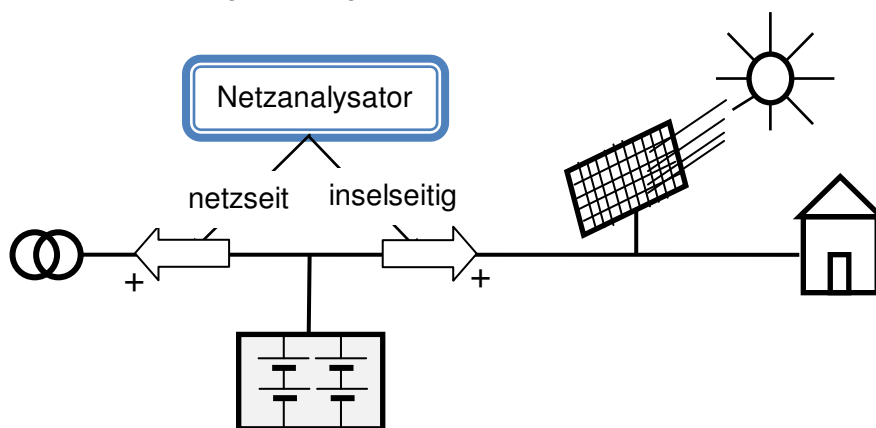


Abbildung 10: Schematischer Aufbau der MBS Anlage

Als ohm'sche Last wurde eine Leistungswiderstand-Kaskade verwendet. Mit dieser kann bei Sternschaltung eine Last von 0,6 / 1,2 / 2,4 / 3,6 / 4,8 kW pro Phase aufgeschaltet werden, in Summe also bis zu 12,6 kW pro Phase. Als induktive Last kam eine Kreissäge mit einer Motor-Nennleistung von 3 kW zum Einsatz.

	Messpunkt	Messgröße	Messgerät
Elektrische Größen	Netz ↔ Batterie	Spannung, Strom, Wirkleistung	Yokogawa WT230
	Batterie ↔ Inselknoten	Spannung, Strom, Wirkleistung	Yokogawa WT230
	Photovoltaik ↔ Inselknoten	Strom, Wirkleistung	Yokogawa PR300
	Windrad ↔ Inselknoten	Strom, Wirkleistung	Yokogawa PR300
	Verbraucher ↔ Inselknoten	Strom, Wirkleistung	Yokogawa PR300
Physikalische Größen	bei den Solarzellen	Globalstrahlung in horizontaler Ebene	Kipp & Zonen CMP21
	bei den Solarzellen	Globalstrahlung in 30° Ebene (PV-Ebene)	Kipp & Zonen CMP21
	Außen bei den Solarzellen	Umgebungstemperatur	Thermo-Est Pt100
	Batterie-Container	State-of-Charge (SOC)	0-20 mA Analogausgang der Batterie

Tabelle 3: Übersicht der erfassten Messgrößen

3.3 Ergebnisse der technischen Untersuchungen

Die Pilotanlage wurde über einen Zeitraum von 1 ½ Jahren von Juli 2011 bis Jänner 2013 überwacht und untersucht. Da im ersten Halbjahr von Juni bis Dezember 2011 zusätzlich diverse Tests durchgeführt und eine laufende Optimierung der Anlage vorgenommen wurde, werden in diesem Kapitel die Auswertungen für das Kalenderjahr 2012 präsentiert. Im Jahr 2012 kam es jedoch zu mehreren Störungen des Messdatenerfassungssystems, die teilweise zum Datenverlust führten. Die häufigsten Ursachen für die Ausfälle des Messdatensystems waren wetterbedingte Stromausfälle im Netzabschnitt Lichtenegg, aufgrund von Sturmschäden und Blitzschlag.

3.3.1 Umgebungsbedingungen

3.3.1.1 Lufttemperatur

Der Temperaturverlauf der gemessenen Umgebungslufttemperatur ist in Abbildung 11 ersichtlich. Im Jahr 2012 betrug die Jahresmitteltemperatur am Messort Lichtenegg 8,3°C. Der maximale und minimale Stundenmittelwert betrugen 34,6° bzw. -19,6°C. Wie in Abbildung 11 und 12 ersichtlich ist, war im Jahr 2012 der Monat Februar der kälteste Monat. Die mittlere Umgebungslufttemperatur betrug im Februar - 4,7°C. Hingegen war der Monat Juni mit einer mittleren Temperatur von 20,7°C der wärmste Monat des Jahres 2012.

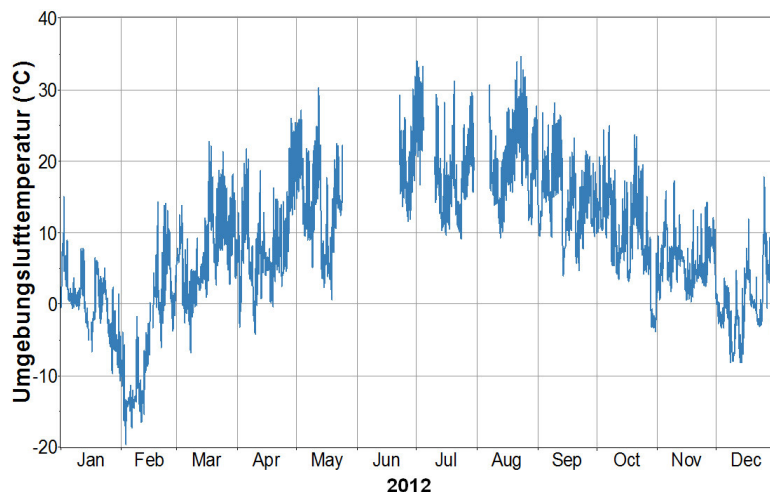


Abbildung 11: Stundenmittelwerte der Umgebungslufttemperatur im Jahr 2012

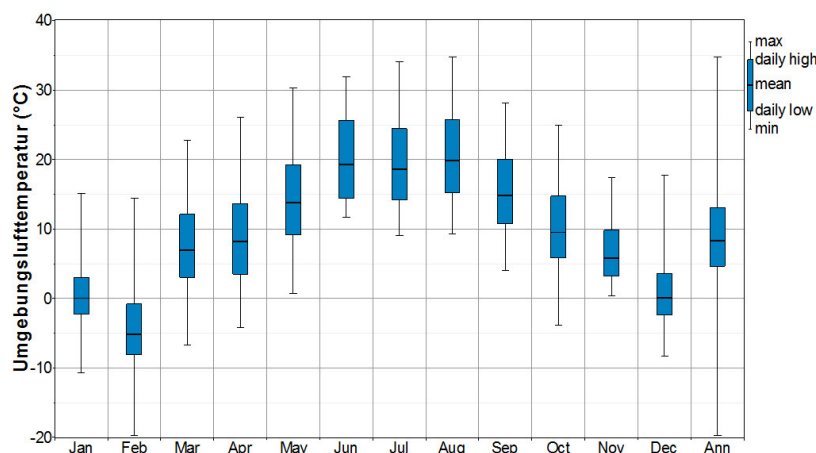


Abbildung 12: Tagesmittelwerte der der Umgebungslufttemperatur im Jahr 2012

3.3.1.2 Globalstrahlung

Die Globalstrahlung wurde sowohl in horizontaler Ebene als auch in der Ebene der stationär montierten PV-Anlage gemessen. Diese Messebene war 30° geneigt und nach Süden ausgerichtet. Die Einstrahlungsbedingungen im Jahr 2012 sind Abbildung 13, 14 und 15 dargestellt.

Da es in den Sommermonaten von Mai bis August 2012 aufgrund mehrerer Stromausfälle zum Datenverlust kam, wurden die am Standort Lichtenegg gemessenen Globalstrahlungsdaten mit Messdaten des Wetterdatenanbieter UBIMET³ ergänzt. Es wurden die in horizontaler Ebene gemessenen Globalstrahlungsdaten der nächst gelegenen Wetterstation (UBIMET-Wetterstation Hollenthon), welche weniger als 4 km vom Aufstellungsstandort in Lichtenegg entfernt ist, herangezogen. Die Berechnung der Globalstrahlung in Ebene der PV-Anlage erfolgte mit TRNSYS [4].

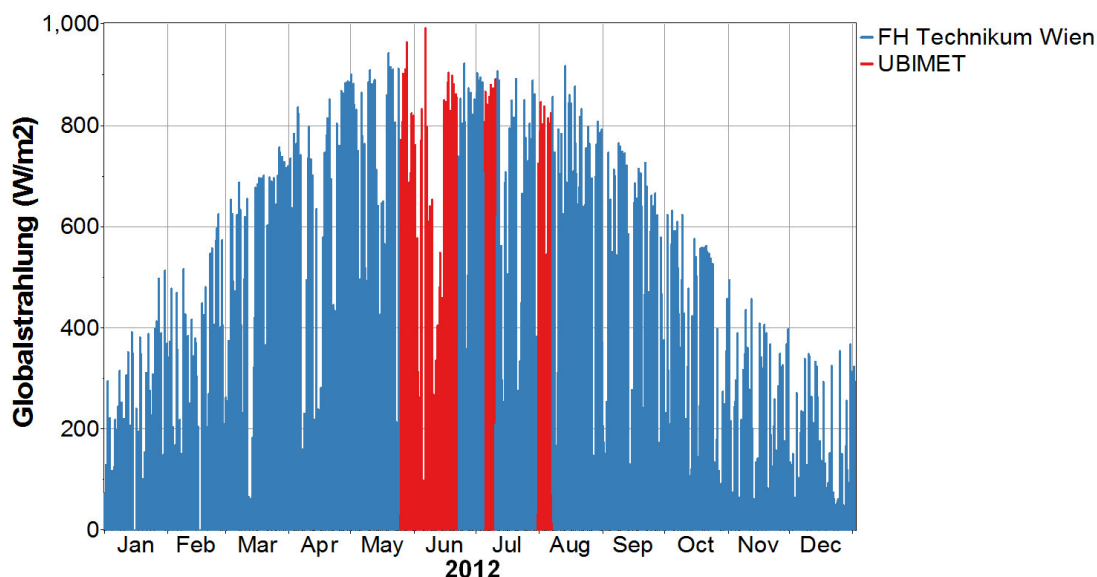


Abbildung 13: Stundenmittelwerte der Globalstrahlung in horizontaler Ebene und in südlich ausgerichteten und 30° geneigten Ebene der PV-Anlage

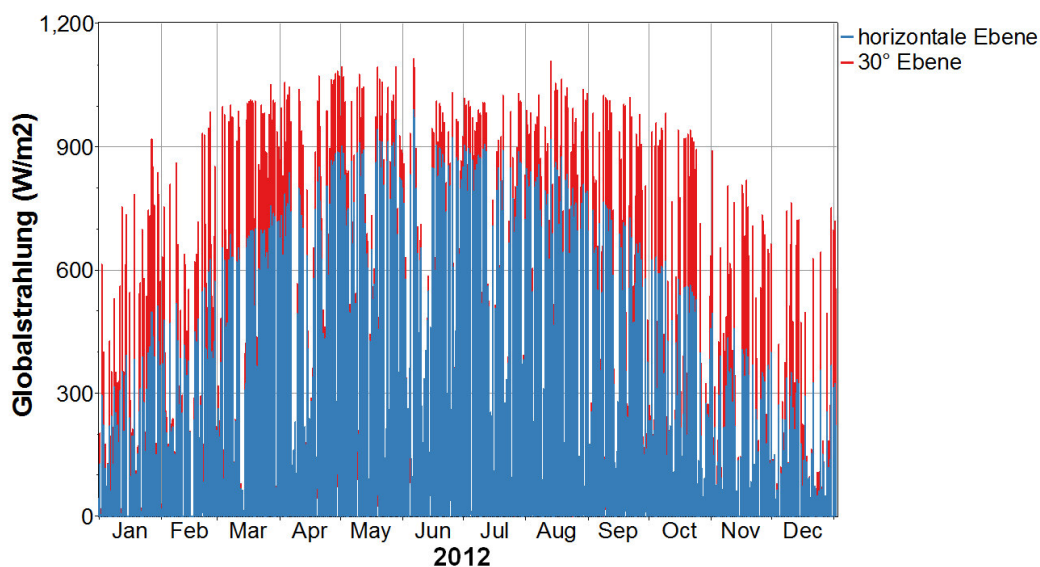


Abbildung 14: Stundenmittelwerte der Globalstrahlung in horizontaler Ebene und in südlich ausgerichteten und 30° geneigten Ebene der PV-Anlage

³ UBIMET GmbH, Dresdner Straße 82, A-1200 Wien

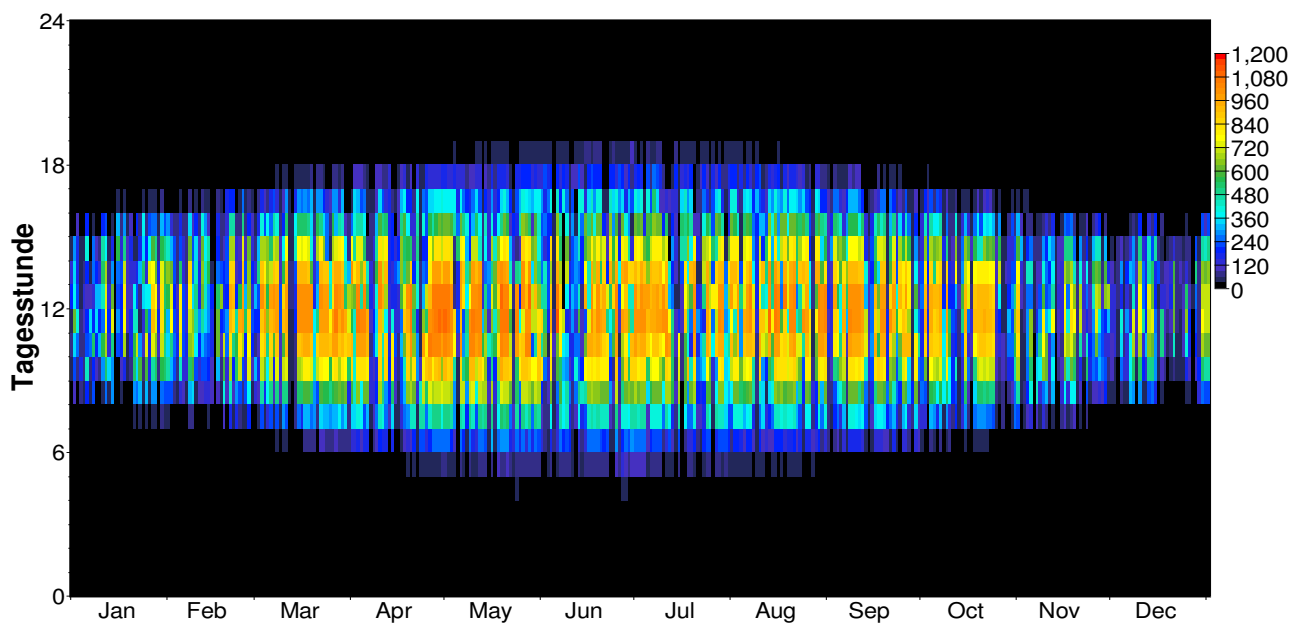


Abbildung 15: Darstellung der Globalstrahlung [W/m^2] in 30° Ebene in Abhängigkeit von der Tageszeit im Jahr 2012

Wie in Abbildung 14 ersichtlich, ist die maximale tägliche Einstrahlungsleistung in der 30° Ebene das ganze Jahr über höher als in horizontaler Ebene. Besonders in den Wintermonaten wird durch die Neigung der PV-Anlage um 30° die Einstrahlungsleistung mehr als verdoppelt. Die Einstrahlungssumme der Globalstrahlung in der 30° Ebene ist im Vergleich zur Einstrahlung in horizontaler Ebene dementsprechend in den Wintermonaten ebenfalls nahezu doppelt so hoch. Hingegen ist die Einstrahlungssumme in den Sommermonaten nahezu gleich, obwohl die maximale Einstrahlungsleistung in den Mittagsstunden deutlich höher ist (siehe Tabelle 4).

Jahr	Monat	Summe Globalstrahlung (horizontal)	Summe Globalstrahlung (30° Ebene)	Verhältnis Globalstrahlung 30° /horizontal
		kWh/m^2	kWh/m^2	
2012	Jänner	39,0	65,1	1,67
	Februar	55,3	77,6	1,40
	März	87,4	122,2	1,05
	April	129,0	147,4	1,08
	Mai	168,9	178,1	1,01
	Juni	157,1	157,0	1,00
	Juli	167,3	173,5	1,04
	August	162,5	183,0	1,13
	September	112,9	143,9	1,27
	Oktober	78,3	118,2	1,51
	November	38,2	62,4	1,63
	Dezember	28,8	51,1	1,77
	SUMME bzw. MW	1.224,7	1.479,4	1,21

Tabelle 4: Einstrahlungssumme der Globalstrahlung in horizontaler Ebene und in südlich ausgerichteten und 30° geneigten Ebene der PV-Anlage

Da jedoch die Einstrahlung in der 30° Ebene im Vergleich zur horizontalen Ebene am Morgen und Abend aufgrund der Sonnenbahn in den Sommermonaten niedriger ist, resultiert daraus eine vergleichbare Tageseinstrahlungssumme. Wie in Tabelle 4 ersichtlich ist, schwankt das Verhältnis der monatlichen Einstrahlungssumme in Ebene der PV-Anlage und der horizontalen Ebene zwischen minimal 1,00 in den Sommermonaten und maximal 1,91 in den Wintermonaten. Setzt man die Einstrahlungssummen des ganzen Jahres 2012 ins Verhältnis, so ergibt sich, dass die Einstrahlungssumme auf die 30° geneigte und nach Süden ausgerichtete PV-Anlage um den Faktor 1,21 höher ist als in horizontaler Ebene.

3.3.2 Performance der Photovoltaik-Anlage

Die PV-Anlage in Lichtenegg beinhaltete ursprünglich eine stationär aufgestellte PV-Anlage mit einer elektrischen Leistung von 9,90 kW_{Peak} sowie einer 2-achsig nachgeführte Anlage mit einer Leistung von 4,88 kW_{Peak}. Die durchgeführte Leistungsmessung beinhaltete beide Stränge, also die Summe beider PV-Anlagen. Der Tracker wurde jedoch aus den in Kapitel 3.3.3 erläuterten Problemen bereits am 13. Dezember 2011 wieder demontiert.

Der im Jahr 2012 gemessene Ertrag der stationären PV-Anlage betrug 10.720 kWh. Aufgrund der Ausfälle des Messdatensystems in den Sommermonaten, ist der Datensatz für das Jahr 2012 nicht vollständig. Zur Ermittlung des tatsächlichen Jahresertrages der PV-Anlage wurden für den Zeitraum, in dem keine Messdaten vorlagen, zusätzlich Ertragsdaten der PV-Anlage auf Basis der Globalstrahlungsdaten von UBIMET und der in Abbildung 16 dargestellten Abhängigkeit der PV-Erzeugungsleistung von der Globalstrahlung berechnet.

Im Jahr 2012 wurden von der stationären PV-Anlage insgesamt 12.426 kWh elektrischer Energie erzeugt. Mit der Einstrahlungssumme von 1.479 kWh/m² ergeben sich ein leistungsspezifischer Ertrag von 1.255 kWh/kW_{Peak} und ein mittlerer Anlagen-Wirkungsgrad von 11,45 %.

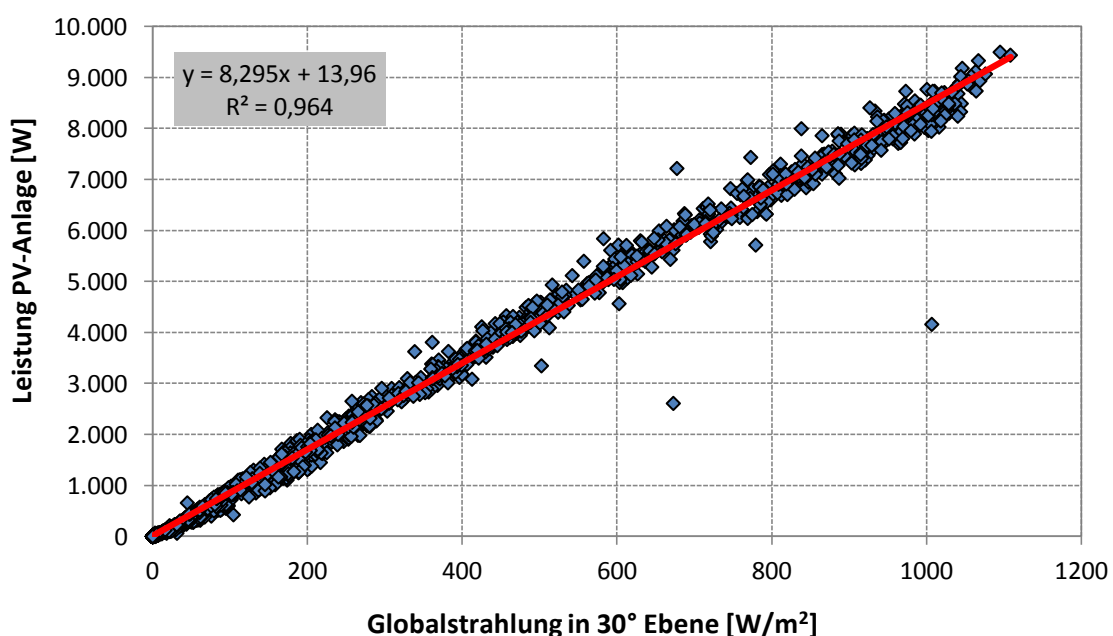


Abbildung 16: Korrelation der gemessenen Globalstrahlung in der PV-Ebene mit der elektrischen Leistung der PV-Anlage für die Sommermonate Juli – August 2012

In Tabelle 5 sind die berechneten Ertragsdaten der PV-Anlage aufgeführt und in Abbildung 17 sind die monatlichen Ertragssummen der PV-Anlage sowie die Einstrahlungssummen für das Jahr 2012 dargestellt.

Jahr	Monat	Ertrag PV-Anlage	flächenspez. Ertrag	mittlerer Anlagen-Wirkungsgrad	leistungsspez. Ertrag
		kWh	kWh/m ²	%	kWh/kW _{Peak}
2012	Jänner	543	7,4	11,4	55
	Februar	644	8,8	11,3	65
	März	1.072	14,6	12,0	108
	April	1.290	17,6	11,9	130
	Mai	1.529	20,8	11,7	154
	Juni	1.303	17,8	11,3	132
	Juli	1.465	20,0	11,5	148
	August	1.532	20,9	11,4	155
	September	1.255	17,1	11,9	127
	Oktober	888	12,1	10,2	90
	November	521	7,1	11,4	53
	Dezember	384	5,2	10,2	39
	SUMME bzw. MW	12.426	169	11,45	1.255

Tabelle 5: Performancedaten der stationären PV-Anlage im Jahr 2012

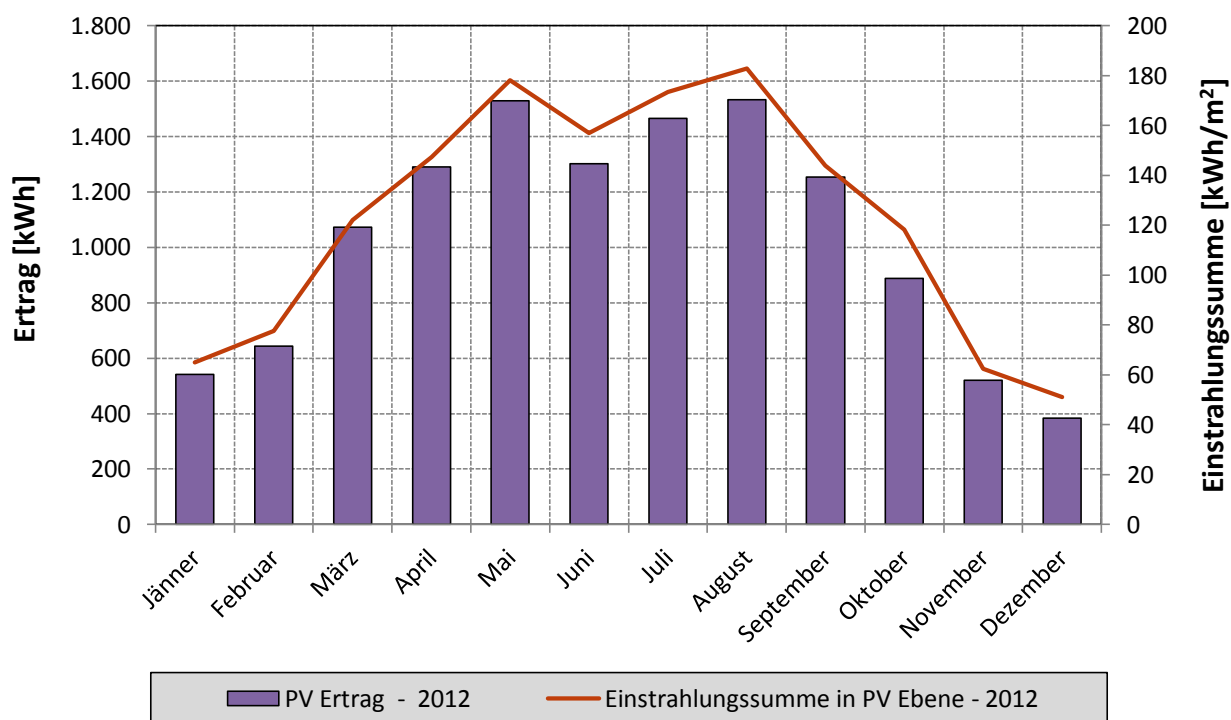


Abbildung 17: Monatlicher Ertrag der stationären PV-Anlage und Einstrahlungssumme in Aufstellungsebene

3.3.3 Kosten-optimierter Dauerbetrieb der Pilotanlage

Mit der Pilotanlage wurde über einen Zeitraum von 1 ½ Jahren erfolgreich die fahrplangetreue Stromlieferung demonstriert. In Abbildung 18 ist der Fahrplan für 2 Wochen im August/September 2011 dargestellt und der tatsächlich vom Batteriespeichersystem gelieferten Strommenge gegenübergestellt.

Die Pilotanlage hat bewiesen, dass die Kombination erneuerbarer Energieerzeuger mit einem Batteriespeicher technisch möglich und sicher im Betrieb ist. Die MBS-Anlage benötigte einen geringen Serviceaufwand und hatte damit eine hohe Verfügbarkeit. Die VRF-Batterie verfügt dabei über einen hohen Grad an Eigensicherheit. Die technische Untersuchung des Batteriespeichersystems hat weiters gezeigt, dass es im regulären Betrieb zu keinen erwähnenswerten Störungen von der gewählten Kommunikationstechnik kam. Das Zusammenspiel und die Kommunikation zwischen den einzelnen Komponenten funktionierten ausgezeichnet.

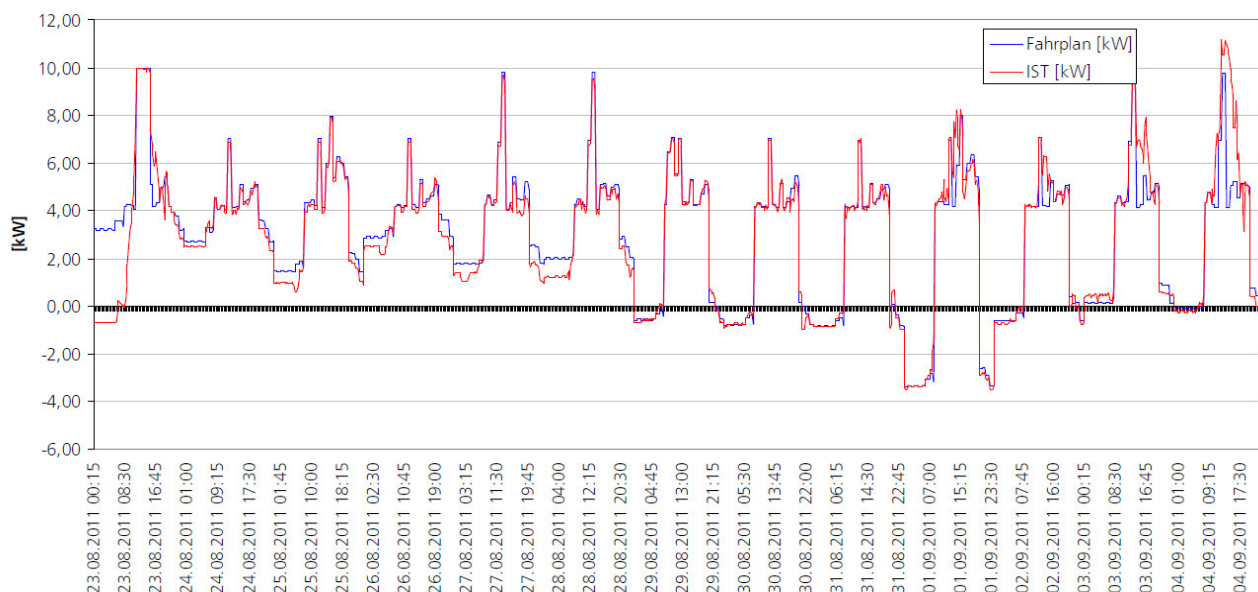


Abbildung 18: Gegenüberstellung der Stromlieferung (Batteriespeicher plus PV-Anlage) nach Fahrplan und der tatsächlich gelieferten Strommenge vom 23.08.2011 bis 04.09.2011

Jedoch traten bei den erneuerbaren Erzeugungsanlagen folgende Probleme auf:

- Der Betrieb des Batteriespeichersystems in Kombination mit einer PV-Anlage und einer Kleinwindkraftanlage konnte nicht demonstriert werden, da das zur Verfügung gestellte Kleinwindrad nach ca. 1 ½ Jahren noch immer nicht funktionsfähig war. Das Projektkonsortium hatte somit den Entschluss gefasst, von der Einbindung einer Kleinwindkraftanlage Abstand zu nehmen. Primärer Entscheidungsgrund dafür war, dass das zu diesem Zeitpunkt bereits funktionsfähige Batteriespeichersystem nicht durch einen zusätzlichen Umbau beeinträchtigt werden sollte. Außerdem konnte ein Umbau bzw. Reparatur der Kleinwindkraftanlage nicht aus dem Projektbudget finanziert werden.
- Die nachgeführte PV-Anlage wurde frühzeitig vor Projektende demontiert, da sich herausstellte, dass die Konstruktion der Nachführeinheit nicht für die am Standort Lichtenegg vorherrschenden hohen Windgeschwindigkeiten und dementsprechend großen Windlasten geeignet ist.

In Abbildung 19 ist die mittlere stündliche Lade- und Entladeleistung des Batteriespeichers im Jahr 2012 dargestellt.

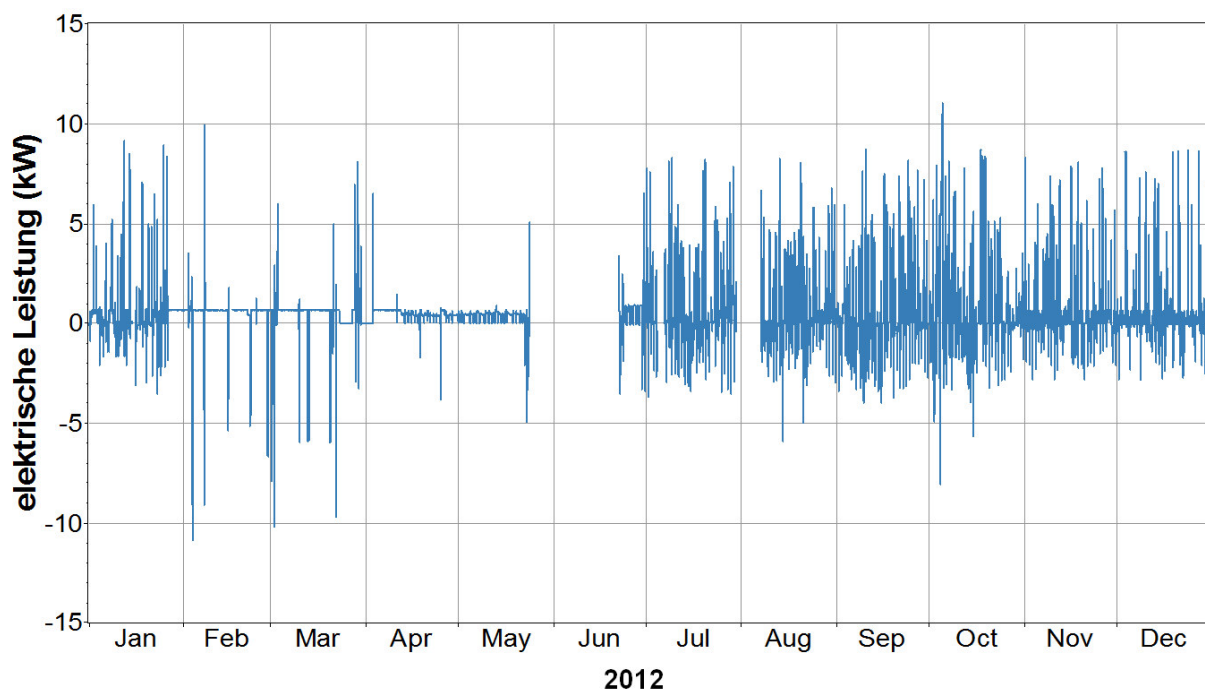


Abbildung 19: Mittlere stündliche Lade (+)- und Entladeleistung (-) des Batteriespeichers im Jahr 2012

Wie in Abbildung 20 und 21 ersichtlich ist, wurde tagsüber, die von der PV-Anlage erzeugte elektrische Energie primär in der VRF-Batterie gespeichert und nur in seltenen Fällen direkt in das öffentliche Stromnetz eingespeist. In den Abendstunden hingegen wurde aufgrund des Ergebnisses der optimierten Anlagenbewirtschaftung zwischen 17:00 und 23:00 die tagsüber gespeicherte Energie ins öffentliche Stromnetz eingespeist. Deutlich ist diese Betriebsweise durch Darstellung der monatlichen Mittelwerte der Lade- und Entladeleistung zu erkennen (siehe Abbildung 19).

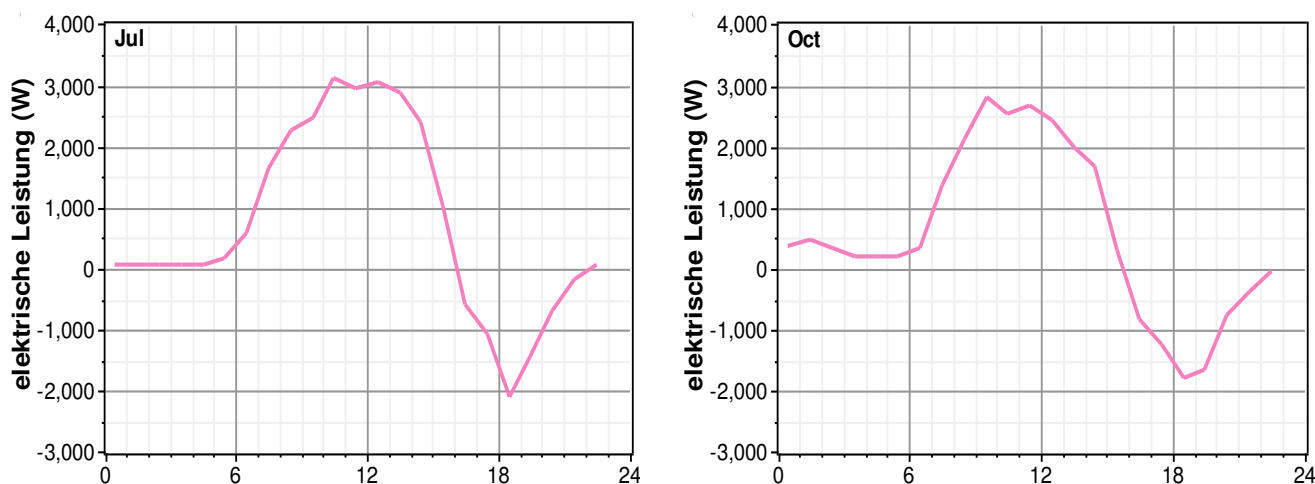


Abbildung 20: Durchschnittliches Lade- und Entladeprofil des Batteriespeichers für die Monate Juli und Oktober 2012

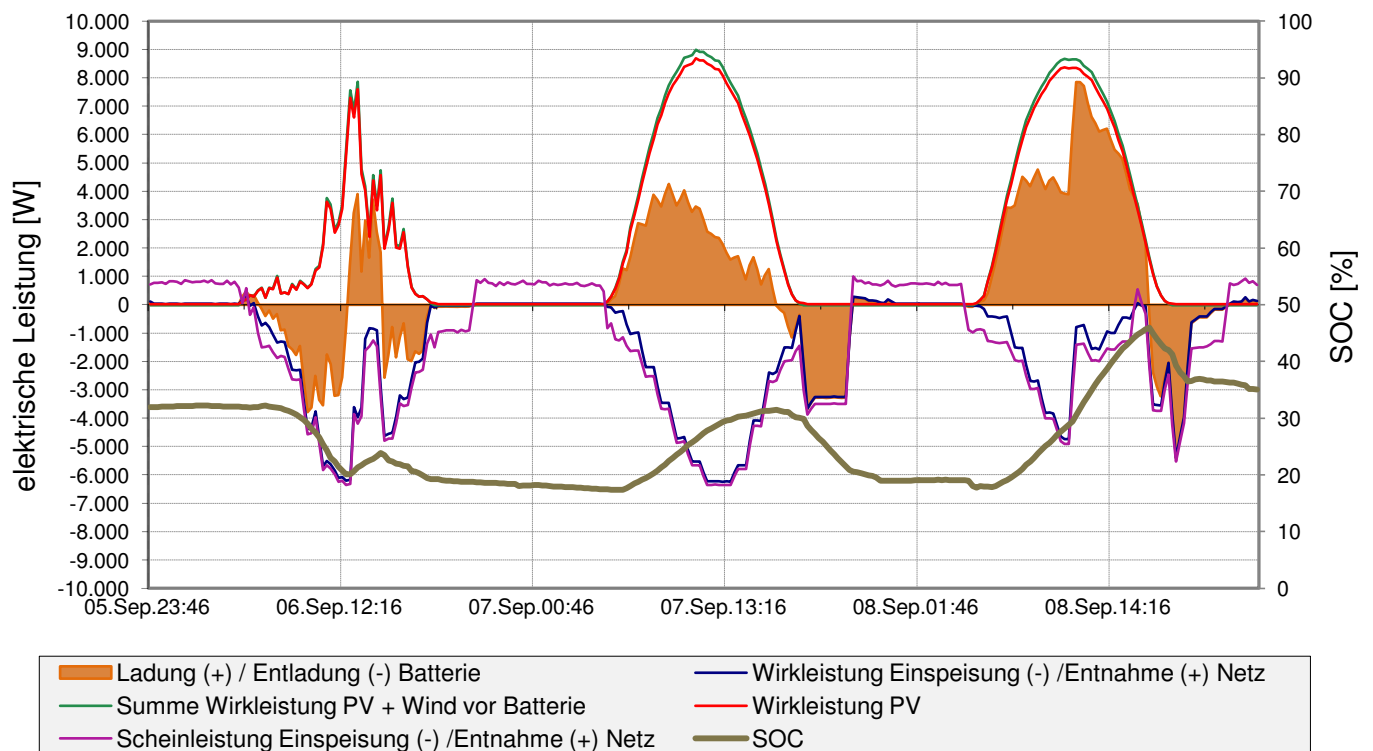


Abbildung 21: Betrieb des Batteriespeichers von 06. September 2012 bis 08. September 2012

Um eine Aussage über die Performance des Batteriespeichersystem treffen zu können, wurde ein repräsentativer Monat ausgewählt, in dem das Batteriespeichersystem durchgehend, ohne Unterbrechung durch zusätzliche Tests und Störungen des Betriebes, nach Fahrplan betrieben wurde.

Im Monat September 2012 wurde der Batteriespeicher in Summe mit 683 kWh an elektrischer Energie aus dem Netz und der PV-Anlage beladen. Davon wurden 296 kWh ins öffentliche Netz eingespeist sowie 8 kWh für externe Verbraucher entnommen. Die durchschnittliche Lade- und Entladeleistung des Batteriespeichers betrug 2.524 W bzw. 1.205 W. Im September 2012 produzierte die PV-Anlage 1.255 kWh (siehe Tabelle 5). Für diese speziellen Betriebsbedingungen wurde ein mittlerer AC/AC-Speichernutzungsgrad von 45 % für den Monat September 2012 ermittelt (siehe Abbildung 22). Da die VRF-Batterie auch im Stillstand Energie verbraucht, verschlechtert sich der Nutzungsgrad des Batteriespeichers mit zunehmenden Stillstandszeiten und ist somit niedriger als der in Kapitel 3.3.4 ermittelte AC/AC-Speicherwirkungsgrad.

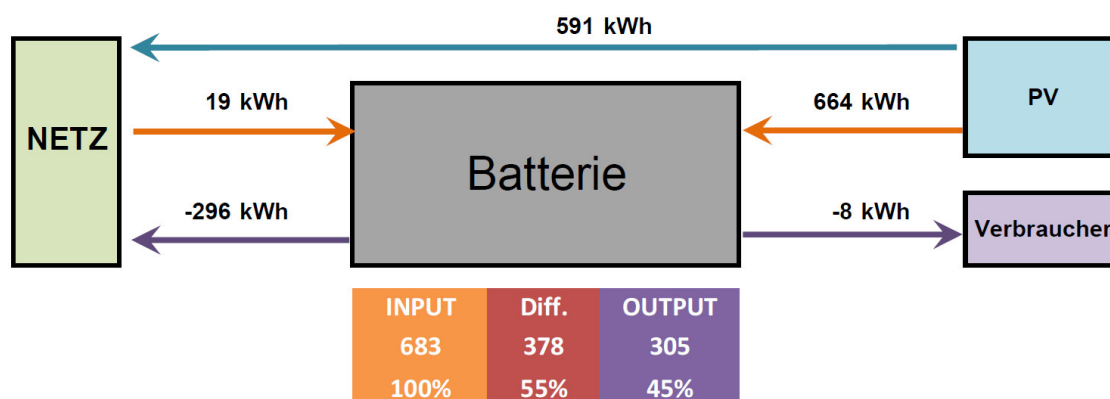


Abbildung 22: Energiebilanz des Batteriespeichersystems im September 2012

Rechnet man die ermittelte Differenz der monatlichen Lade- und Entladeenergie von 378 kWh in eine durchschnittliche Verlustleistung (Eigenverbrauch und Speicherverluste) des Batteriespeichers im Monat September, bei insgesamt 720 Betriebsstunden um, so erhält man eine durchschnittliche Verlustleistung und Eigenverbrauchsleistung von 133 W.

3.3.4 AC/AC-Wirkungsgrad der Pilotanlage

In Abbildung 23 ist der Lade- und Entladevorgang der VRF-Batterie zur Bestimmung des AC/AC-Wirkungsgrades des Batteriespeichers bei einer Lade- und Entladeleistung von 2 kW zu sehen. Der ermittelte Wirkungsgrad betrug bei diesen Rahmenbedingungen 58,8 %. Die in Abbildung 20 grün dargestellte Fläche entspricht der zugeführten Energie und die rote Fläche der entnommenen Energie. Wie zu sehen ist, kam es während der Versuchs am 08.01.2013 um ca. 04:00 zu einem kurzen Entladevorgang. Laut Hersteller handelte es sich dabei um einen automatischen Ausgleichsvorgang, da aufgrund chemischer Vorgänge eine geringe Menge an Elektrolyt von der positiven Seite auf die negative Seite „wanderte“. Somit erhöhte sich die Menge an Elektrolyt im negativen Tank und verringerte sich dementsprechend im positiven Tank. Um dies auszugleichen, führte die VRF-Batterie automatisch einen Ausgleichsvorgang durch, bei dem Elektrolyt von der negative Seite in die positive Seite transferiert wurde. Dadurch kam es zu einer geringfügigen Entladung der Batterie. Um ein repräsentatives Ergebnis zu erhalten, wurde bei der Berechnung der Einbruch des SOC korrigiert.

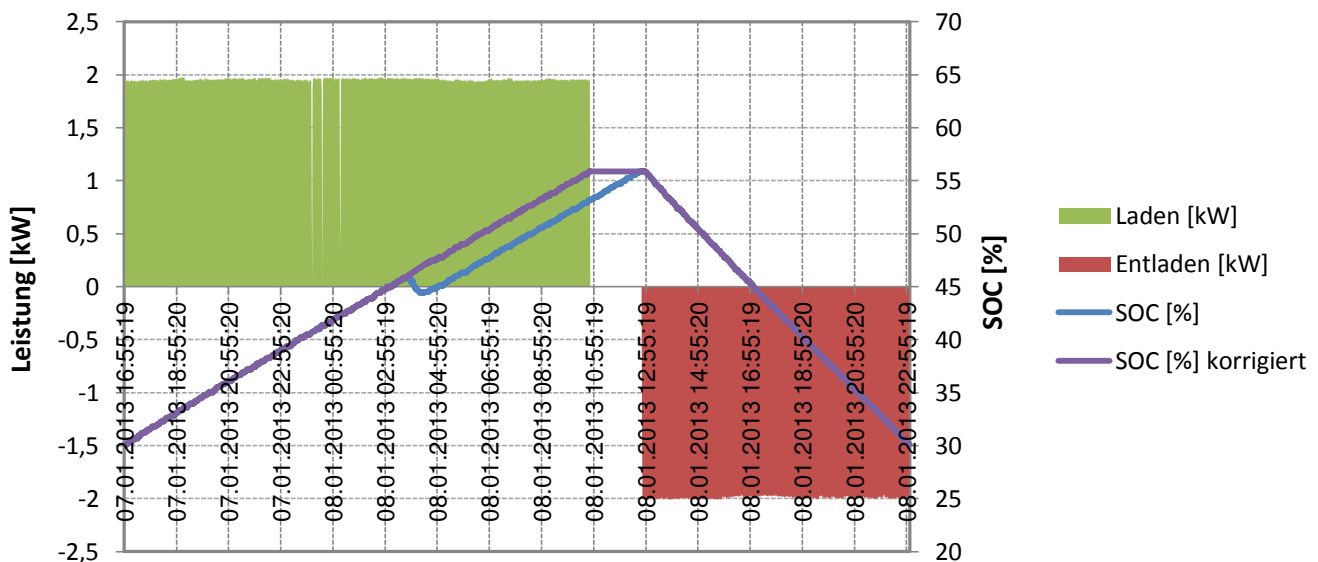


Abbildung 23: Messung des AC/AC-Wirkungsgrad bei einer Lade-/Entladeleistung von 2 kW

3.3.5 Funktionalität der Pilotanlage im Netzparallelbetrieb

Die Anlage wurde im Netzparallelbetrieb mit einer Last von 3 x 1,2 kW beaufschlagt. Anschließend wurden verschiedene Wirkleistungs-Sollwerte stufenförmig eingestellt und die tatsächlichen Leistungsflüsse gemessen.

Auf den ersten Blick erkennt man deutlich den Offset von ca. 4 kW zwischen Sollwertvorgabe und gemessenem Leistungsfluss. Dies liegt an der verwendeten Ist-Referenz der Steuerungseinheit. Diese sieht die Batterieleistung als Ist-Größe. Dementsprechend ist die am Netz gemessene Leistung um die von der Last verbrauchten Leistung geringer.

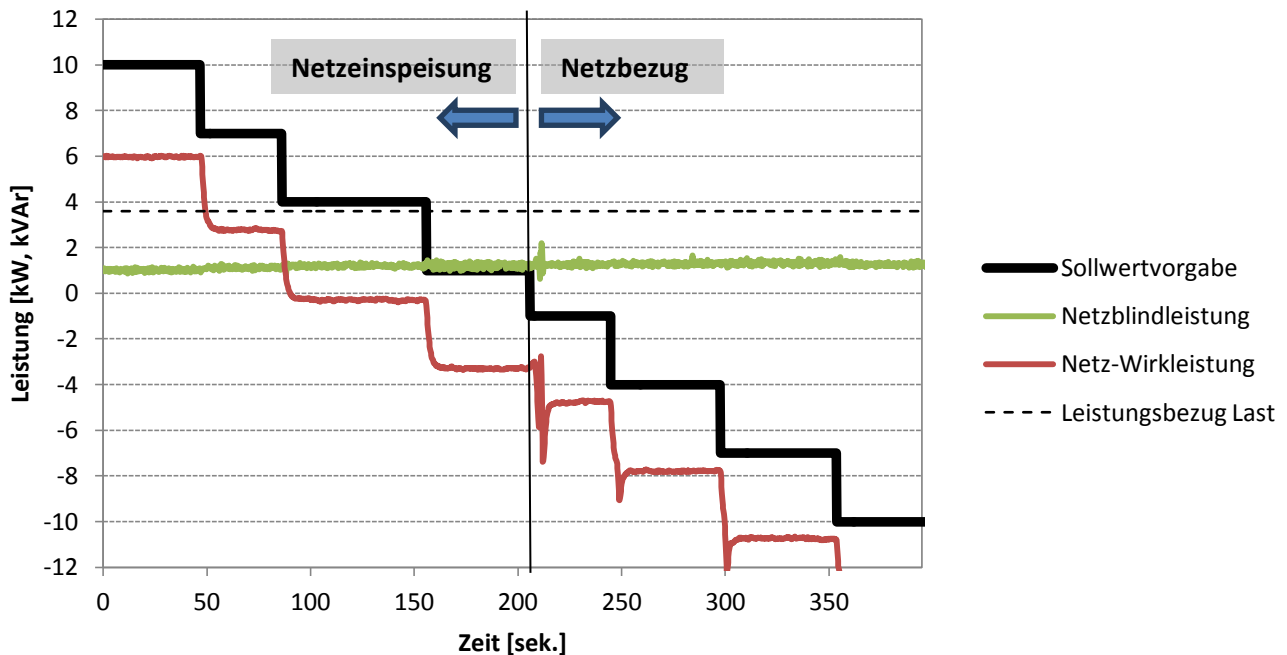


Abbildung 24: Lieferung und Bezug von Wirkleistung mit Last

Wie in Abbildung 24 zu sehen, folgt die gemessene Wirkleistung genau der Vorgabe. Im Fall der Netzeinspeisung mit etwas größerem Fehler als im Fall des Netzbezugs. Dafür ist beim Netzbezug ein deutliches Überschwingen bei Änderung der Vorgabe zu erkennen. Grundsätzlich kann allerdings gesagt werden, dass die Anlage in der Lage ist eine vorgegebene Wirkleistung zu liefern. Jedoch war die gemessene Blindleistung vorerst nicht erklärbar. Diese sollte über den gesamten Bereich Null sein, tatsächlich liegt sie aber bei ca. 1 kVAr.

Um dem Phänomen der konstanten Blindleistung von ca. 1 kVAr näher zu kommen, sind in Abbildung 25 die Kurvenverläufe von Strom und Spannung bei verschiedenen Wirkleistungs-Vorgaben dargestellt. Wie auch schon im vorherigen Versuch wurden die Spannungen und Ströme dabei netzseitig gemessen und daher um die von der Last verbrauchten Leistung geringer. Dies ist auch an der Bezeichnung der Kurven zu erkennen. Die erste Zahl in der Klammer entspricht der vorgegebene Wirkleistung, also der von der Batterie gelieferten Leistung, und die zweite Zahl der tatsächlich am Netz gemessenen Leistung.

Wie zu sehen ist, entspricht die Strom-Kurvenform nicht exakt einem idealen Sinus, wobei dies bei kleineren Leistungen immer deutlicher wird. Der Fokus liegt daher auf den Test mit einer Wirkleistungsvorgabe von 4 kW, bei dem die von der Batterie abgegebene Leistung nahezu exakt der von der Last aufgenommenen Leistung entspricht. Netzseitig wird daher nur der Ausgleichsstrom bezogen der zusätzlich notwendig ist, um mit dem von der Batterie gelieferten Strom einen idealen Sinus-Kurvenverlauf zu erhalten. Wie zu sehen ist, hat dieser Ausgleichsstrom aus dem Netz nichts mehr mit dem Spannungsverlauf gemeinsam, und trägt in Folge dessen nur mehr Blindleistung bei. Diese Oberwellen, und damit auch die Blindleistung, bleiben für alle Leistungsvorgaben nahezu gleich und wurden auch in anderen Versuchen mit Netzparallelbetrieb festgestellt.

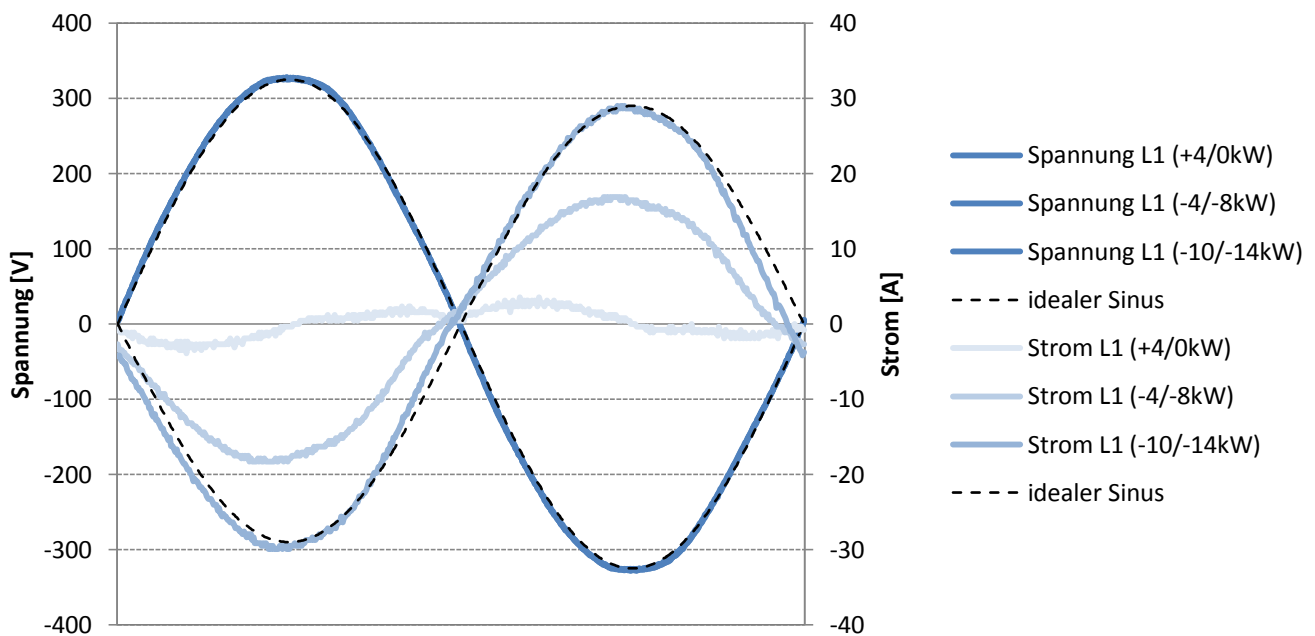


Abbildung 25: Strom- und Spannungs-Kurvenverläufe bei verschiedenen Wirkleistungen

Im Netzparallelbetrieb erfüllte die Anlage die Grundfunktionen wie Wirk- und Blindleistungsvorgabe. In bestimmten Betriebspunkten treten allerdings Schwingungen im netzseitigen Strom auf. Vor allem bei der Kombination aus Netzeinspeisung und Schiefast des Verbrauches wurde dieses Phänomen festgestellt. Hier reichte schon eine kleine Schiefast von 1,2 kW um den netzseitigen Strom stark schwingen zu lassen.

Im Versuch wurde auf den Phasen L1/L2/L3 eine Last von 0/0/1,2 kW angelegt. Danach wurde die Soll-Leistungsvorgabe stufenweise geändert, und die sich einstellenden Leistungsflüsse aufgezeichnet (siehe Abbildung 26).

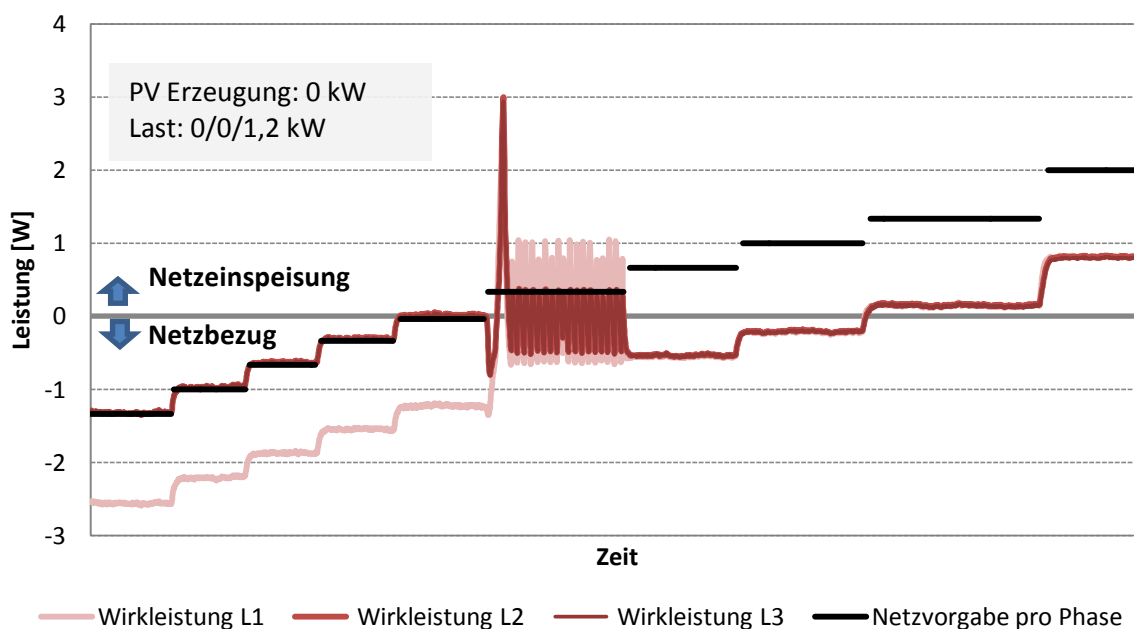


Abbildung 26: Leistungen in den Phasen bei Schiefast und Wirkleistungsvorgabe

Zur besseren Darstellung sind in der Folge die einzelnen Phasenleistungen im Detail dargestellt. Abbildung 27 zeigt die Phasenleistungen bei jeweils 4 kW Netzbezug und Netzeinspeisung

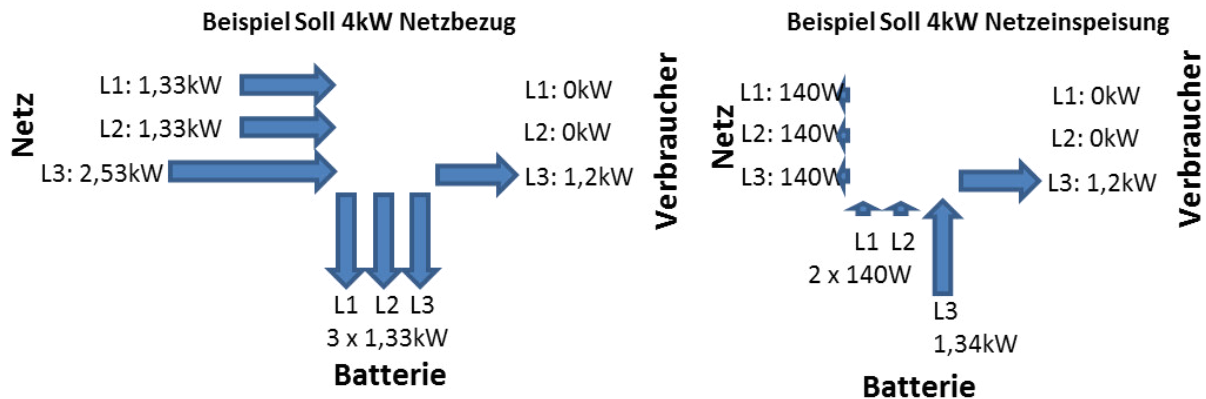


Abbildung 27: Links: Phasenleistungen bei 4 kW Netzbezug und Schiefast
Rechts: Phasenleistung bei 4 kW Netzeinspeisung und Schiefast

Im Fall des Netzbezugs ist das Verhalten leicht zu erkennen. Es wird die Last einfach auf die Wirkleistungsvorgabe aufgeschlagen. Schiefast kann so zwar gehandhabt aber nicht kompensiert werden. Das Verhalten der Anlage bei Netzeinspeisung ist hingegen ein anderes. Die Schiefast wird von der Batterie kompensiert, jedoch stimmt die Summenleistung nicht mit der Sollwert-Vorgabe überein. Diese bleibt, wie in Abbildung 27 zu sehen, konstant um 1,2 kW je Phase unter dem Sollwert.

Bei bestimmten Kombinationen von Schiefastgröße und Wirkleistungsvorgabe, begann der netzseitige Strom stark zu schwingen. Zur besseren Visualisierung der Ergebnisse, ist die Stabilitätsbewertung in Abbildung 28 in Form eines Zustands-Diagramm dargestellt. Auf der x-Achse ist der Wirkleistung Sollwert aufgetragen, auf der y-Achse die größte Spreizung der Schiefast, also die größte Differenz zwischen den Lasten auf den einzelnen Phasen.

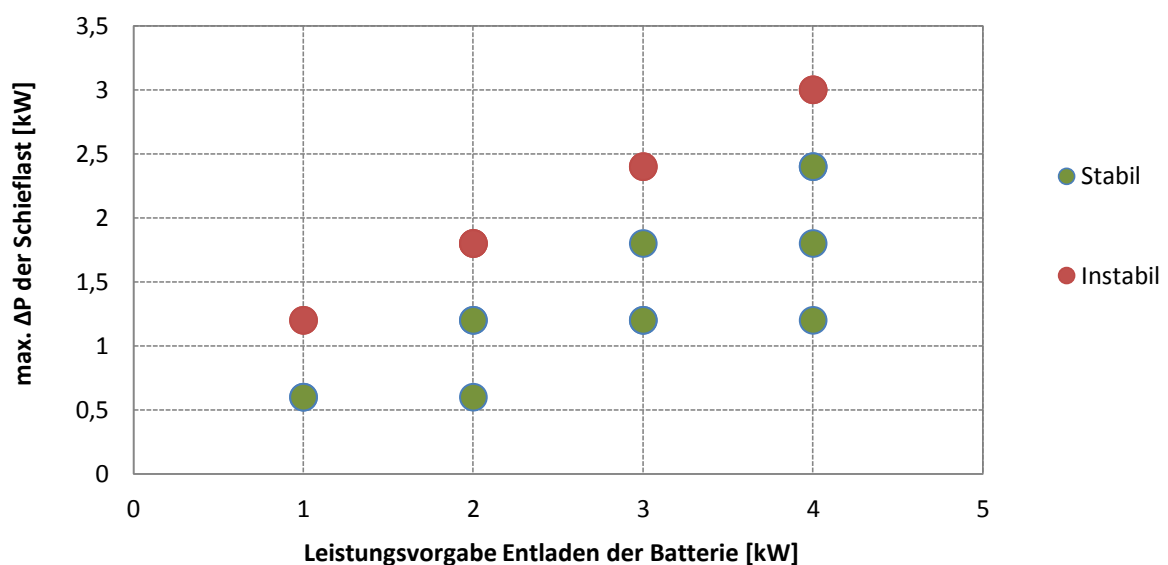


Abbildung 28: Stabilitätsbewertung des Schiefastversuches

Die Periodendauer variiert, liegt aber im Sekunden-Bereich. Bei weiteren Untersuchungen zeigte sich, dass die Form der Schwingung und die Periodendauer stark vom Anlagenbetriebspunkt abhängen. Selbst bei einer Kontrollmessung am darauf folgenden Tag, war das Schwingungsverhalten bei gleichen Betriebspunkten leicht anders. Ein Schwingungsverhalten zwischen Batterie und Netz bei Netzeinspeisung wurde allerdings auch schon im Projekt „PV-Store“ festgestellt [3]. Es dürfte sich somit nicht um ein Problem, hervorgerufen durch die spezielle Anlagenkonfiguration oder den Netzanschlusspunkt, handeln, sondern generell um ein häufiger auftretendes Phänomen.

Die Messergebnisse werfen die Frage auf, was die Ursachen für diese Unregelmäßigkeiten sind. Bedingt durch den Aufbau der Pilotanlage kann eine mögliche Ursache in der Kommunikation und der Abstimmung zwischen Steuerung und den Wechselrichtern liegen. Der in der Batterie eingesetzte Wechselrichter vom Typ SMA Sunny Island 5048 ist nur für den Inselbetrieb spezifiziert, da dieser keine Einrichtung zum Netzschutz (ENS) besitzt. In der MBS-Anlage ist die ENS allerdings extern realisiert, wodurch der Sunny Island auch im Netzparallelbetrieb betrieben werden kann. Der Einsatz eines Wechselrichters mit inkludierter ENS, wie dem SMA Sunny Backup, ist daher nicht zwingend notwendig.

Für die Untersuchung der Lieferung und des Bezugs von Blindleistung wurde die Pilotanlage im Netzparallelbetrieb mit einer Last von $3 \times 1,2 \text{ kW}$ betrieben. Die Soll-Wirkleistung wurde auf null gestellt. Anschließend wurden verschiedene Blindleistungs-Sollwerte stufenförmig eingestellt und die tatsächlichen Leistungsflüsse gemessen. Auf den ersten Blick erkennt man in Abbildung 29 deutlich den Offset von ca. $0,5 \text{ kW}$ zwischen Sollwertvorgabe und gemessenem Leistungsfluss.

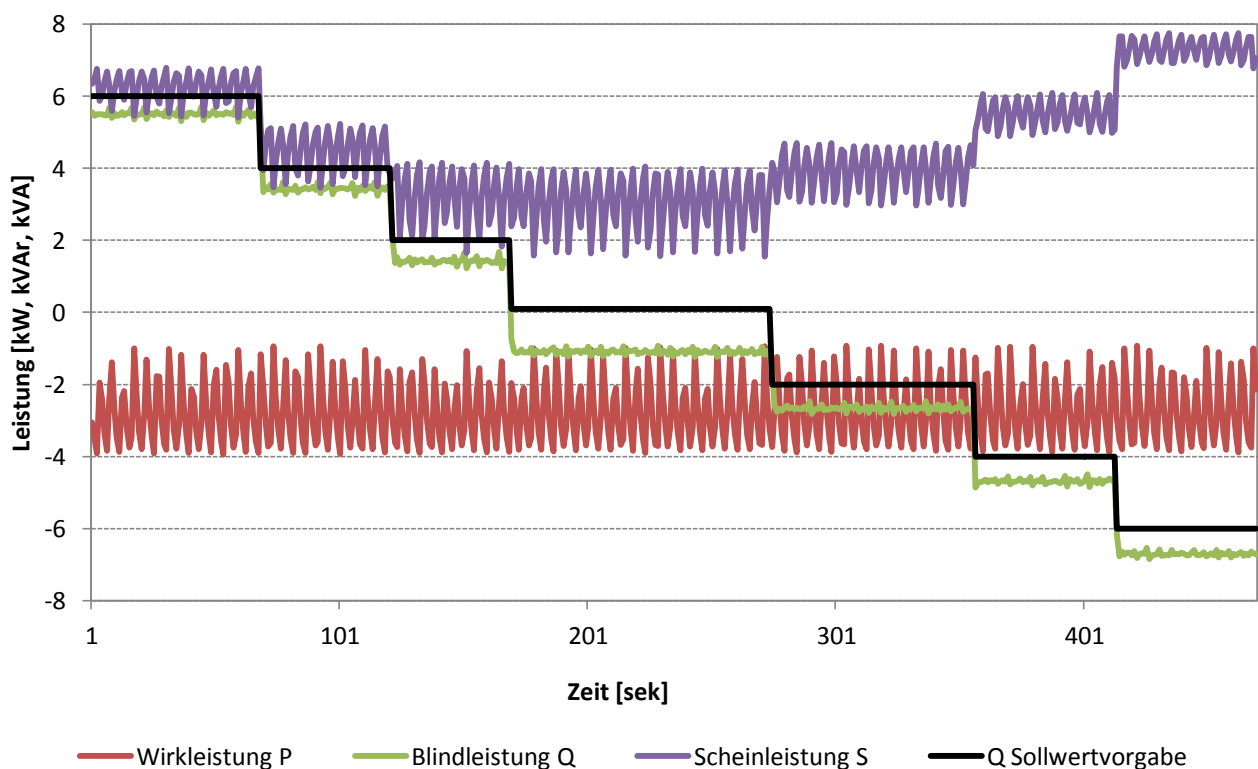


Abbildung 29: Leistungsverläufe bei Blindleistungsvorgabe

Dieser Offset erklärt sich durch die davor untersuchten harmonischen Komponenten im Stromverlauf. Ansonsten folgt die gemessene Blindleistung gut dem Vorgabe-Wert. Auffallend war auch die starke Schwingung der Wirkleistung trotz gleichmäßiger Belastung mit 1,2 kW je Phase. Um den Ursprung für dieses Verhalten zu finden, sind jedoch weiterführende Untersuchungen notwendig.

3.3.6 Umschaltung von Insel- auf Netzparallelbetrieb

Die Pilotanlage wurde zuerst mit einer Schieflast von 0,6 / 0,6 / 1,2 kW auf den Phasen und einer PV Einspeisung von 4,4 kW betrieben. Anschließend wurde über die Bedienungsoberfläche der Befehl zur Netzsynchronisation gegeben. Abbildung 30 zeigt den Verlauf von Frequenz, Strom und Spannung der Inselseite während des Synchronisationsvorganges. Wie zu sehen, funktioniert der Synchronisationsvorgang reibungslos. Es werden zuerst durch Frequenzanhebung, die Wechselrichter auf der Lastseite „abgeworfen“, danach wird die Anlage in den Netzparallelbetrieb geschaltet, und die Wechselrichter neu hochgefahren. Die Last wird während des gesamten Vorganges unterbrechungsfrei versorgt.

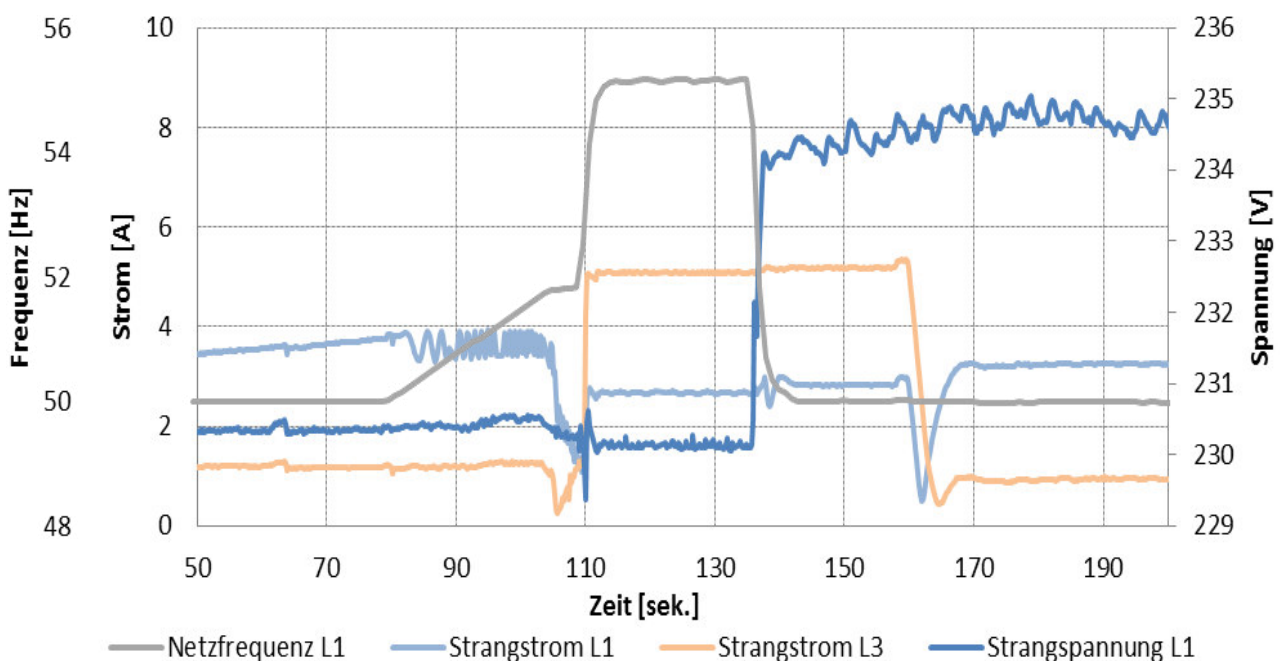


Abbildung 30: Umschaltung Insel- auf Netzparallelbetrieb (PV = 4,4kW)

3.3.7 Umschaltung von Netzparallel- auf Inselbetrieb

Die Pilotanlage wurde zuerst mit einer Schieflast von 0,6 / 0,6 / 1,2 kW auf den Phasen und einer PV Einspeisung von 3,6 kW betrieben. Anschließend wurde der Befehl zur Netzsynchronisation gegeben. Abbildung 31 zeigt den Verlauf von Frequenz, Strom und Spannung der Inselseite während des Synchronisationsvorganges. Wie zu sehen ist, funktioniert der Umschaltvorgang reibungslos, es ist lediglich eine geringe Absenkung von Spannung und Netzfrequenz zu vermerken.

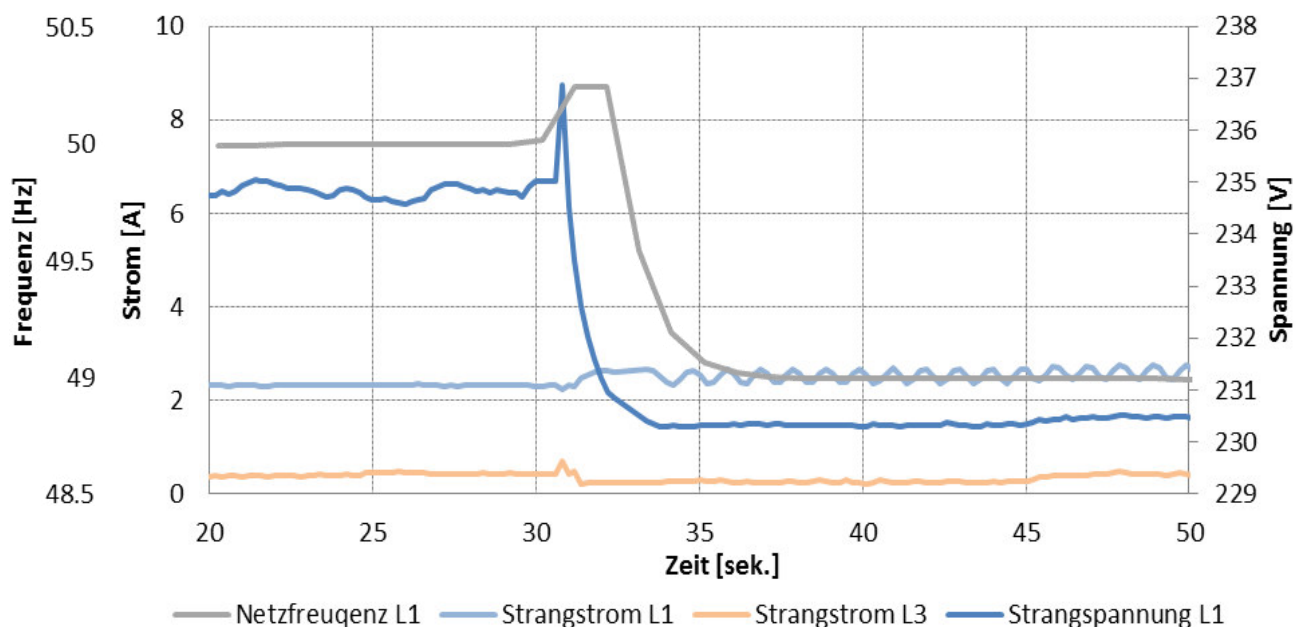


Abbildung 31: Umschaltung Netzparallel- auf Inselbetrieb (PV = 3,6kW)

3.3.8 Funktionalität im Inselbetrieb

Die MBS-Anlage kann verschiedene Lasten, auch in Kombination mit gleichzeitiger Erzeugung, gut versorgen. Verbesserungspotential liegt jedoch in der Strom- und Spannungsqualität im Betrieb in Kombination mit der PV-Anlage. Hier wurden deutliche Oberwellen in Strom und Spannung festgestellt (siehe Abbildungen 32 bis 35). Die Ursache liegt in einer ungünstigen Abstimmung des PV- und des Batteriewechselrichters. Da jedoch beide Wechselrichter, der Sunny Island 5048 als Batterie- und der Sunny Tripower 15000TL als PV-Wechselrichter, vom Hersteller SMA speziell für diese Anlagen-Konstellation empfohlen werden, können die Oberwellen nicht durch eine falsche Produktwahl erklärt werden. An dieser Stelle wird daher eine Empfehlung an Wechselrichterhersteller abgegeben, bei der Entwicklung neuer Produkte mehr Aufwand in die Untersuchung des Zusammenspiels verschiedener Komponenten zu legen.

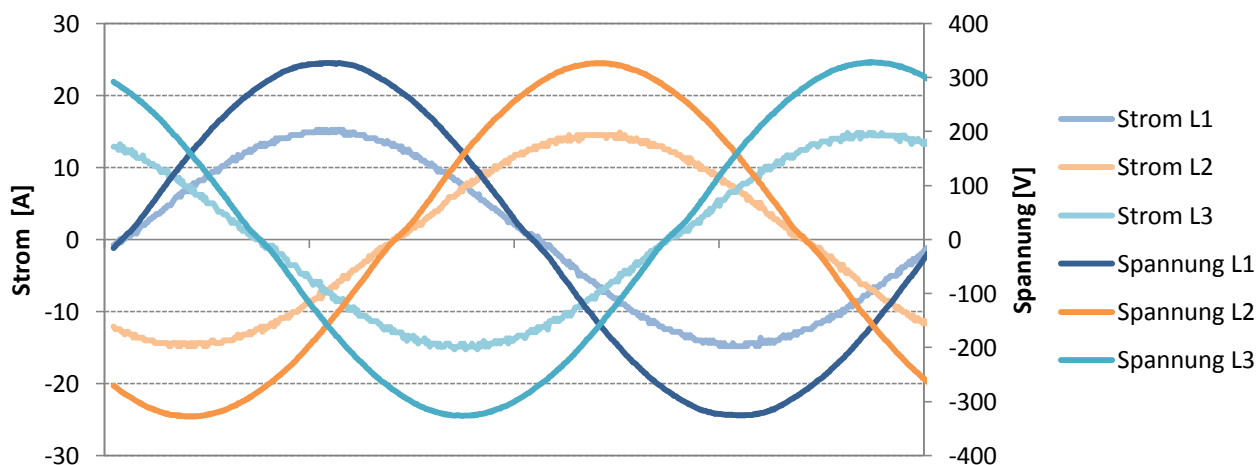


Abbildung 32: Strom-, Spannungskurvenform bei 3 x 2,4 kW ohm'sch, PV = 0 kW

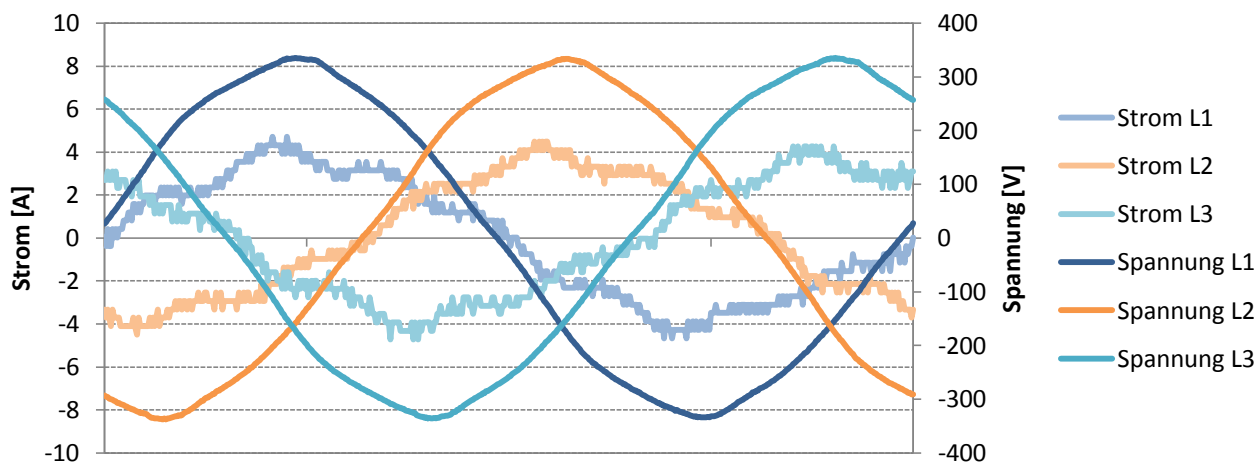


Abbildung 33: Strom-, Spannungskurvenform bei Last = 3 x 2,4 kW ohm'sch, PV = 5,2 kW

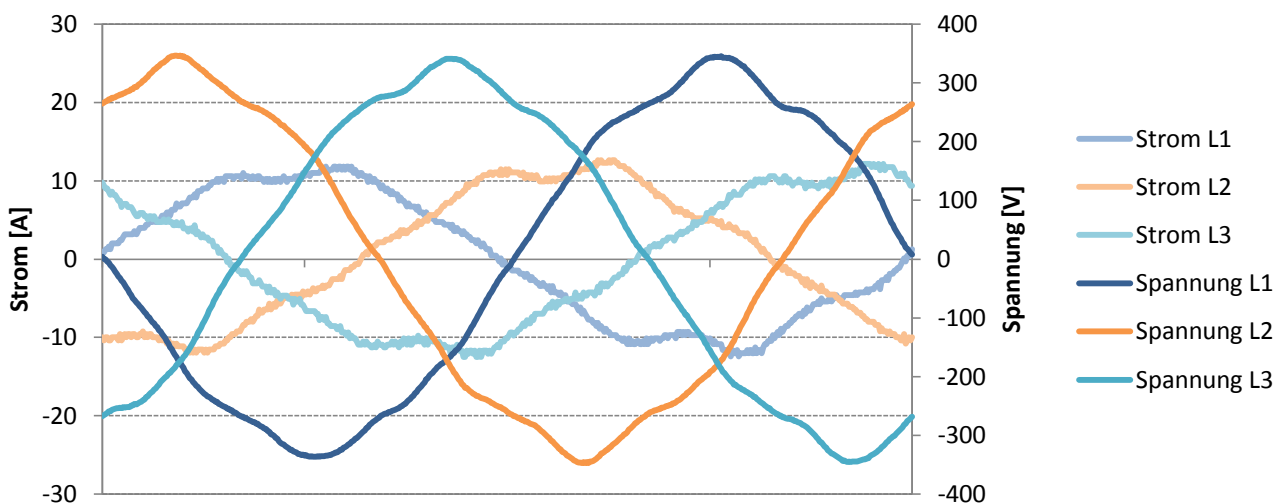


Abbildung 34: Strom-, Spannungskurvenform bei PV = 5,6 kW, induktive Last

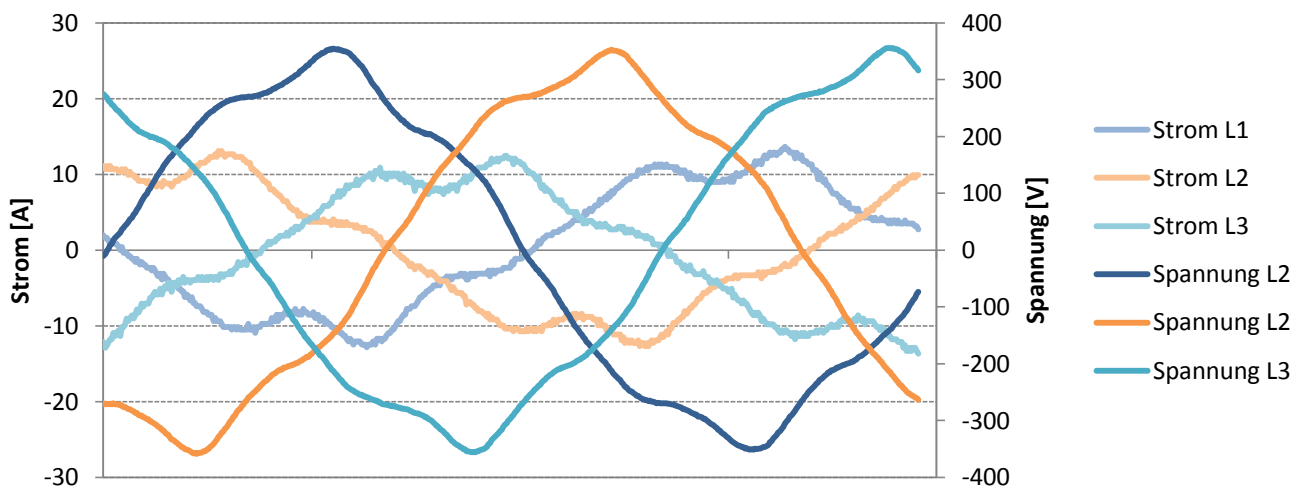


Abbildung 35: Strom-, Spannungskurvenform bei PV = 5,6 kW, keine Last

3.3.8.1 Einschaltvorgang eines Verbrauchers

In diesem Versuch wurde eine konventionelle Kreissäge, mit einer elektrischen Nennleistung von 3 kW, eingeschaltet, erst von Null auf Sternschaltung und anschließend auf Dreieckschaltung. Der Strom und Spannungsverlauf wurden aufgezeichnet. Der Versuch wurde zuerst ohne Grundlast durchgeführt, dargestellt in Abbildung 36, und anschließend mit einer Grundlast von 2,4 kW pro Phase, dargestellt in Abbildung 37. Da die Höhe der Einschaltstromspitze vom Zeitpunkt des Einschaltens abhängig ist, wurde der Versuch mehrmals durchgeführt und die Kurven in den Abbildungen überlagert.

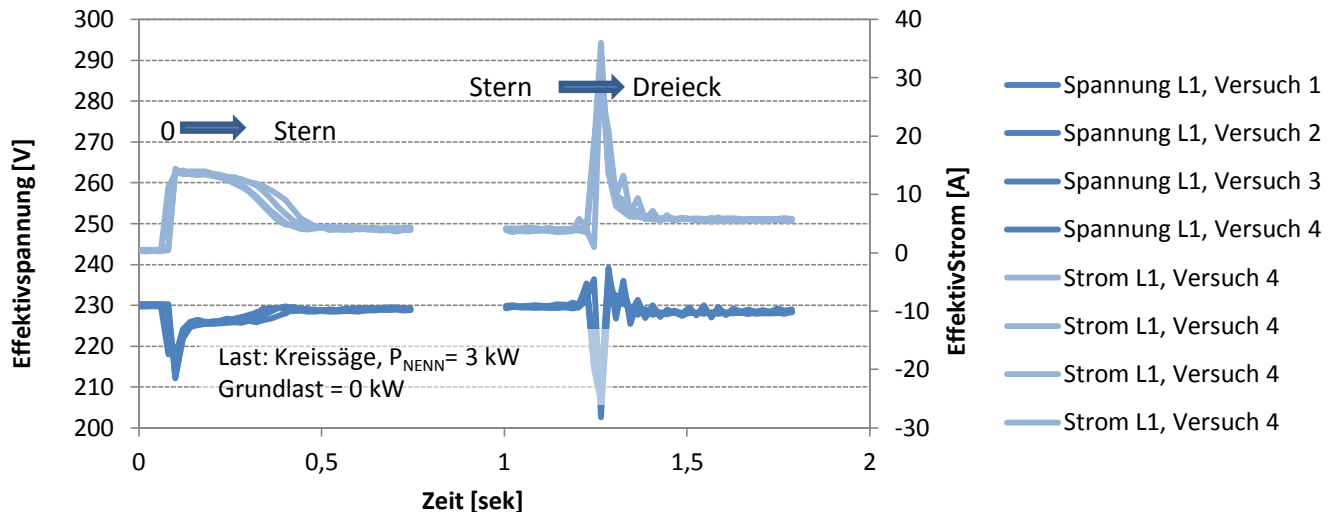


Abbildung 36: Spannungs- und Stromverlauf beim Einschaltvorgang einer Kreissäge (keine Grundlast)

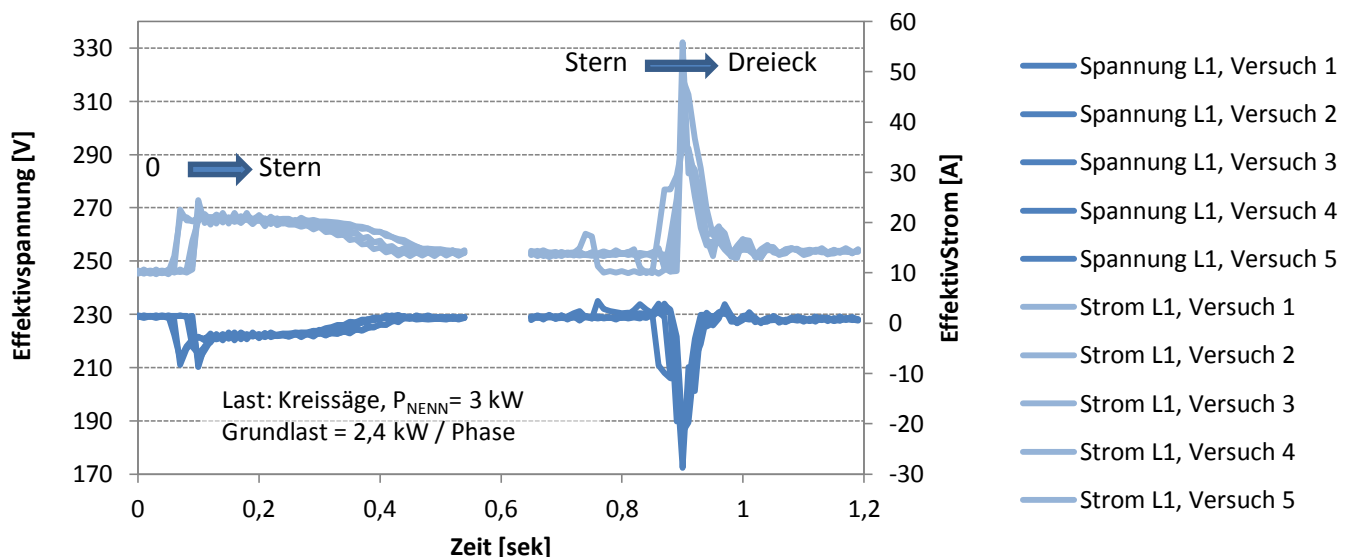


Abbildung 37: Spannungs- und Stromverlauf beim Einschaltvorgang einer Kreissäge (Grundlast 2,4 kW / Phase)

Kurzeitige Lastspitzen führen zu erheblichen Spannungseinbrüchen im Inselnetz. Im durchgeführten Versuch wurde bei einer Lastspitze von ca. 70 ms von ca. 37 A pro Phase, also der 1,7 fache Nennstrom, ein Spannungseinbruch im Inselnetz auf bis zu 202 V gemessen (siehe Abbildung 36). Dies lässt sich allerdings durch den hohen Anlaufstrom erklären, der beim 2-3fachen des Nennstromes liegt. Bei einer zusätzlichen Grundlast des Verbrauches 2,4 kW pro Phase wurde ein Spannungseinbruch im Inselnetz auf bis zu 172 V gemessen (siehe Abbildung 37).

3.4 Zusammenfassung der technischen Untersuchungen

Die technische Umsetzung eines netzgekoppelten Batteriespeichersystems mit einer VRF-Batterie in Kombination mit erneuerbaren Erzeugungsanlagen war erfolgreich und es wurden folgende Erkenntnisse aus dem Demonstrationsbetrieb der Pilotanlage gewonnen:

3.4.1 Funktionalität im Inselbetrieb

Die Pilotanlage bewies sich als geeignet für den Inselbetrieb. Die Verbrauchslasten wurden in allen Untersuchungen unterbrechungsfrei und stabil versorgt. Folgende Punkte sind im Detail aufgefallen:

1. Die Umschaltung von Insel- auf Netzparallelbetrieb und umgekehrt verläuft nach einem sicheren Verfahren. Lasten auf der Inselseite werden ohne Unterbrechung während des Umschaltvorganges versorgt.
2. Verbesserungspotential liegt in der Strom- und Spannungsqualität im Betrieb in Kombination mit der PV-Anlage. Hier wurden deutliche Oberwellen in Strom und Spannung festgestellt. Dem Hersteller SMA ist dieses Problem bekannt und dieser teilte auf Anfrage mit, dass an diesem Problem gearbeitet wird [5].
3. Im Inselbetrieb der Pilotanlage führen kurzzeitige Lastspitzen zu erheblichen Spannungseinbrüchen im Inselnetz. Der Hersteller SMA ist sich auch dieser Tatsache bewusst und teilte dem Projektkonsortium mit, dass an diesem Problem gearbeitet wird. Der Hersteller merkte außerdem folgendes an: *„Das Verhalten ist für das System akzeptabel, daher ist eine Abstellmaßnahme hierzu nicht geplant. Die Spannungseinbrüche entstehen u.a. durch die hohen Einschaltströme der Verbraucher. Der SI hat eine Effektivwert Strombegrenzung, diese führt zur Absenkung der Spannung“* [5].

3.4.2 Funktionalität im Netzparallelbetrieb

Die Funktion der Anlage zur Netzstabilisierung kann nach der Untersuchung nur teilweise bestätigt werden. Folgende Punkte sind im Detail aufgefallen:

1. Im Netzparallelbetrieb kann die Anlage die Grundfunktionen wie Wirk- und Blindleistungsvorgabe grundsätzlich erfüllen.
2. In bestimmten Betriebspunkten treten allerdings Schwingungen im netzseitigen Strom auf. Vor allem bei der Kombination aus Netzeinspeisung und Schiefast war dieses Phänomen häufig zu beobachten. Es wird daher die Empfehlung gegeben, das Zusammenspiel verschiedener dezentraler Erzeugungsanlagen an einem Netzknoten zu untersuchen. Dem Hersteller SMA ist dieses Phänomen nicht bekannt, wird dieses Problem jedoch untersucht [5].
3. Die Kompensation von Schiefasten ist mit der MBS-Anlage nur eingeschränkt möglich.

Daher wird die Empfehlung abgegeben, mehr Aufwand in die Untersuchung des Zusammenspiels von Batterie- und PV- Wechselrichter und anderen dezentralen Erzeugungsanlagen am Netz zulegen. Um allgemeine Schlussfolgerungen aus den Ergebnissen zu ziehen, wird außerdem empfohlen die in diesem Projekt durchgeführten Versuche an verschiedenen Anlagen an verschiedenen Orten bzw. dementsprechende Versuche in einer Laborumgebung durchzuführen.

4 Modellentwicklung zur Untersuchung unterschiedlicher Einsatzstrategien

Parallel zur technischen Umsetzung wurden im Projekt MBS ausgewählte Einsatzstrategien des installierten Batteriesystems energiewirtschaftlich bewertet. Diese Einsatzstrategien beinhalten einen leistungsautarken und einen kosten-optimierten Betrieb des Batteriespeichersystems mit Teilnahme am Energiehandel (z.B. EEX-Spotmarkt). Zur Untersuchung des kosten-optimierten Betriebs der Anlage wurden unterschiedliche Optimierungstools (lineare Optimierung und dynamische Optimierung) entwickelt, mit denen die erzielbaren Erlöse ermittelt wurden, auf Basis deren anschließend eine Kosten- und Nutzenanalyse durchgeführt wurde (siehe Kapitel 6.2).

4.1 Modellierung der Pilotanlage

Um mögliche wirtschaftliche Erlöse darzustellen, wurde die Pilotanlage mittels eines Matlab-Modells abgebildet. Das modellierte hybride Energiesystem besteht aus den Erzeugungsprofilen einer 15 kW_{Peak} PV-Anlage und einer Kleinwindkraftanlage mit 1,5 kW, einem Verbraucherprofil eines Haushaltes sowie den charakteristischen technischen Daten der VRF-Batterie der Pilotanlage.

Wie in Abbildung 38 dargestellt ist, werden Erlöse durch einen Einspeisetarif für den PV-Strom sowie durch die Nutzung der Arbitrage zwischen Peak und Off-Peak Preisen auf dem Spotmarkt (z.B. European Energy Exchange - EEX) lukriert. Der mit den erneuerbaren Erzeugungsanlagen produzierte elektrische Strom kann je nach Eigenbedarf und der Strompreise am Spotmarkt direkt verbraucht, in der Batterie gespeichert oder ins öffentliche Netz eingespeist und an der Strombörse vermarktet werden. Zusätzlich zur Batteriespeisung kann der Haushaltsverbrauch aber auch weiterhin durch Energie aus dem Stromnetz gedeckt werden. Dies ermöglicht weitere wirtschaftliche Strategien.

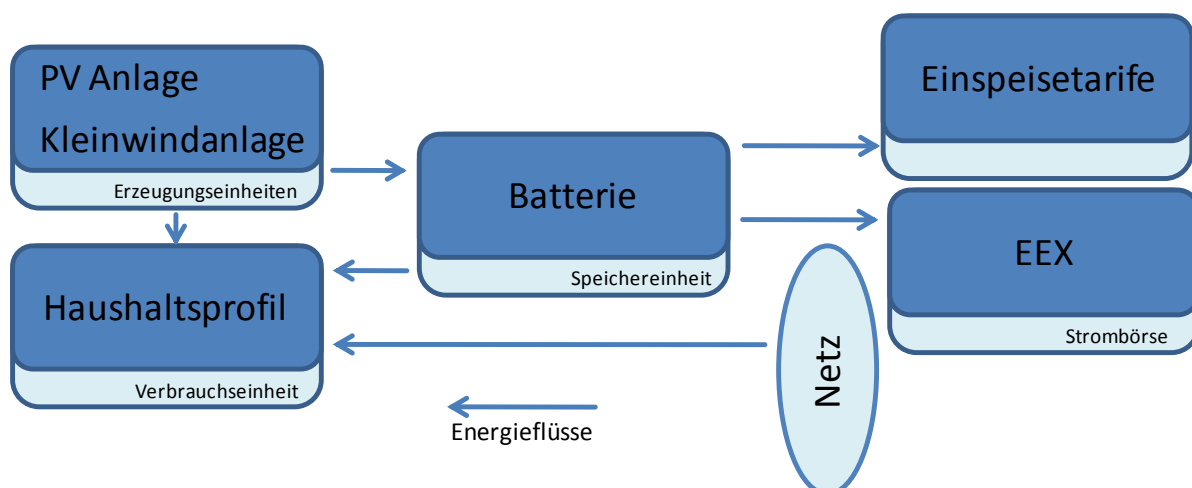


Abbildung 38: Darstellung der Modellkomponenten des Simulationsmodells

Im Modell wird die VRF-Batterie der Pilotanlage (CellCube FB10/100) mit einer Nennspeicherkapazität von 100 kWh durch die vom Ladezustand abhängige Lade und Entladeleistung (siehe Abbildung 3) nachgebildet.

Da die VRF-Batterie mit einer Speicherkapazität von 100 kWh für einen einzelnen Haushaltsverbrauch überdimensioniert ist, wurde in einem ersten Schritt im Modell der ideale Teilungspunkt der Batterie für Eigenverbrauchspeicher und Vermarktungsspeicher (EEX-Speicher) berechnet. Dadurch kann der Energieinhalt des EEX-Speichers zu aktuellen Preisen an der Strombörse verkauft und es können laufende Erlöse erzielt werden.

4.1.1 Aufteilung des Speichers in Eigenverbrauchs- und EEX-Speicher

Um den Speicher für die vorliegenden Inputparameter aus erneuerbarer Erzeugung und Verbrauch ideal einzusetzen, wurde in einem ersten Schritt eine theoretische Speicheraufteilung vorgenommen. Dies um einerseits den Eigenverbrauch des Haushalts decken zu können und andererseits den restlichen Anteil des Speichers für eine Vermarktung an der EEX zur Verfügung zu stellen. Die genaue Implementierung dieser Berechnung im Modell ist in Abbildung 39 in Form eines Flow-Charts dargestellt.

Um die Größe der Batteriekapazität für die Eigenbedarfsabdeckung festzulegen, wurde die gesamte Speichergröße von 100 kWh schrittweise variiert und jeweils die zugehörige, aus dem Speicher entladene Energie festgehalten. Mit diesen Werten wird anschließend der Deckungsgrad (DG) der Eigenbedarfsabdeckung berechnet, wie in Formel (2) beschrieben. Dafür wurde die gesamte entladene Energie für ein Jahr durch den gesamten kumulierten Haushaltsverbrauch desselben Jahres dividiert. Diese Berechnung wurde für alle zur Verfügung stehenden Haushaltverbrauchsprofile (siehe Kapitel 4.4.3) durchgeführt.

$$DG = \frac{E_{entladen}}{VB_{H_{ges}}} * 100 \quad (2)$$

Abbildung 39 zeigt den genauen Programmverlauf der Speicheraufteilung zwischen Eigenverbrauchs- und EEX-Speicher. Zuerst wird die maximale Speichergröße zwischen 0 und 100 kWh variiert, um die aus dem Speicher entladene Energie berechnen zu können. Dafür wurde in stündlichen Schritten die Differenz berechnet, die sich wie in Formel (3) beschrieben, aus Erzeugung und Verbrauch, zusammensetzt.

$$DIFF_t = ERZ_t - (VB_{H,t} + VB_{Batt,t}) \quad (3)$$

Initialisiert wird die Speicherkapazität mit 0 kWh, in den weiteren Schritten des Programms wird überprüft ob die aktuelle Speicherkapazität, größer oder kleiner der minimalen Speicherkapazität (10 kWh) ist.

➤ *Speicherkapazität kleiner als minimale Speicherkapazität*

Ist die Speicherkapazität kleiner als die minimale Speicherkapazität und die Differenz größer als null, wird der Speicher der Ladeleistung entsprechend geladen. Dabei wird auch die Abhängigkeit der Ladeleistung vom Ladezustand berücksichtigt. Der Fremdbezug und die Netzeinspeisung sind in diesem Fall null.

Tritt der komplementäre Fall ein, dass zwar die Speicherkapazität kleiner als die minimale Speicherkapazität ist, aber die Differenz kleiner null ist, muss die benötigte Differenz mittels Fremdbezug aus dem Netz geladen werden. Die Speicherkapazität verändert sich dabei nicht, sie entspricht der des Schrittes zuvor, auch die Netzeinspeisung ist null.

➤ *Speicherkapazität ist größer als die minimale Speicherkapazität*

Wenn die Speicherkapazität über der minimalen Speicherkapazität liegt und die Differenz größer als null ist, wird der Speicher entsprechend der aktuell gültigen Ladeleistung geladen (siehe Abbildung 3). Würde damit jedoch die maximale Speicherkapazität überschritten werden, wird der überschüssige Energieanteil ins Netz gespeist. Der Fremdbezug aus dem Netz ist in beiden Fällen null.

Im Fall, dass die Speicherkapazität über der minimalen Speicherkapazität liegt und die Differenz kleiner als null ist, wird der Speicher in Abhängigkeit vom Ladestand entladen. Würde durch das mögliche Entladen jedoch die minimale Speicherkapazität unterschritten, wird der Speicher nur bis zur minimalen Speicherkapazität entladen und der Rest mittels Fremdbezug aus dem Netz gedeckt. Die Netzeinspeisung ist in diesem Fall null.

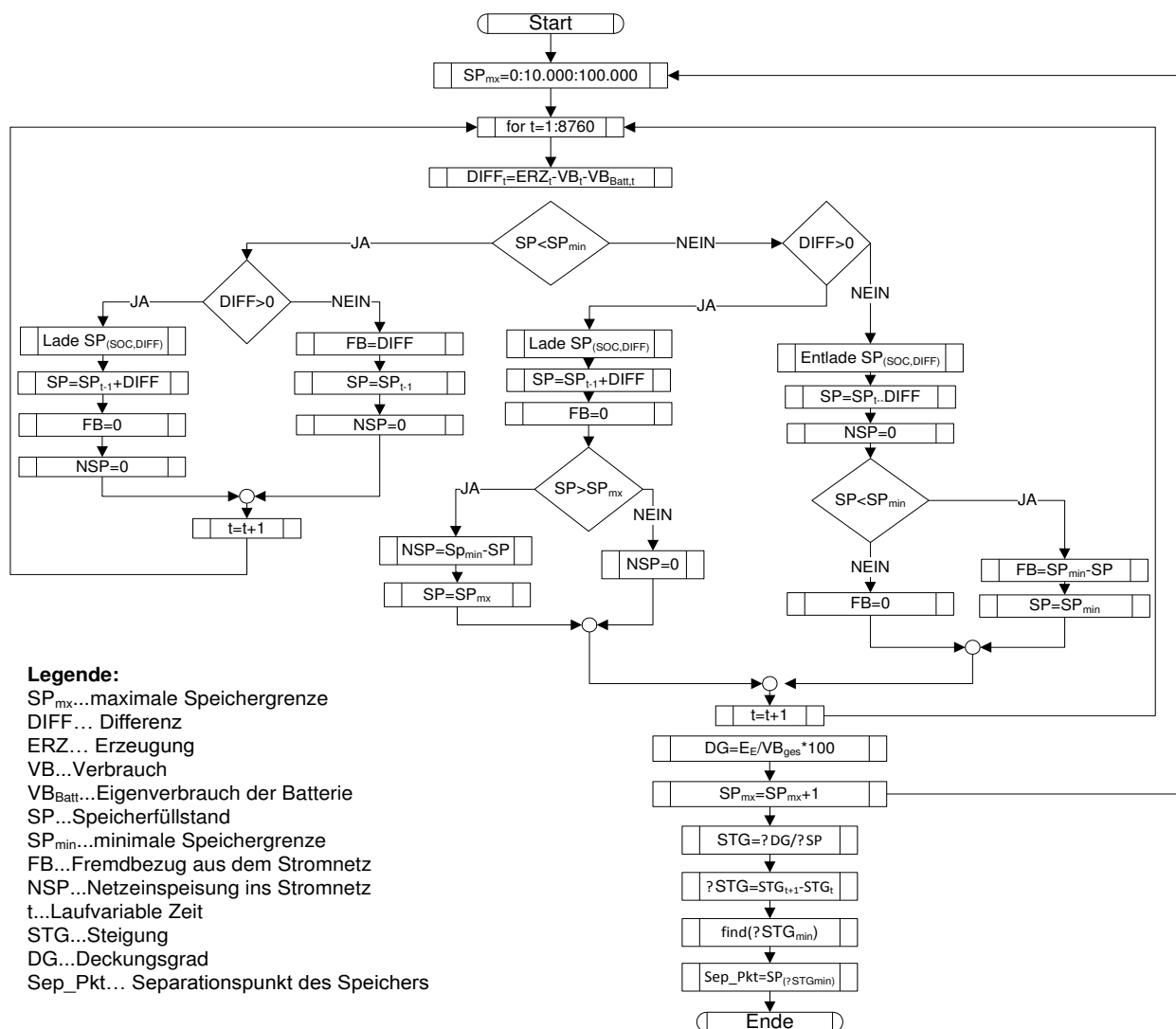


Abbildung 39: Modell für die Aufteilung des Speichers in Eigenverbrauchs- und EEX-Speicher

Nach dem Durchlaufen der verschiedenen Speicherkapazitäten und der jeweils zugehörigen aus dem Speicher entladenen Energie und dem gesamten Haushaltverbrauch wird der Deckungsgrad wie in Formel (3) beschrieben berechnet.

Danach werden die Steigungen der resultierenden Kurve (Deckungsgrad über Speichergröße) ausgewertet und der ideale Punkt für die Speicheraufteilung festgelegt.

Abbildung 40 zeigt exemplarisch die Aufteilung des Speichers für das Verbrauchsprofil DINK_HH (siehe Kapitel 4.4.3). Der Deckungsgrad steigt stetig mit zunehmender Speichergröße bis 40 kWh an. Bei einer Speichergröße zwischen 10 kWh und 20 kWh steigt der Deckungsgrad etwas geringer. Dieser Bereich ist jedoch nicht relevant für die vorgenommene Speicheraufteilung. Ab einer Speicherkapazität von 40 kWh kann der Deckungsgrad nur mehr geringfügig durch Erhöhung der Speicherkapazität gesteigert werden. Ab einer Speicherkapazität von 50 kWh entsteht schließlich kaum ein zusätzlicher wirtschaftlicher Vorteil durch eine weitere Erhöhung der Batteriekapazität für die Eigenverbrauchsabdeckung. Daher wurde eine Speicherkapazität von 50 kWh für die optimale Eigenbedarfsabdeckung des Verbrauchsprofils DINK_HH gewählt.

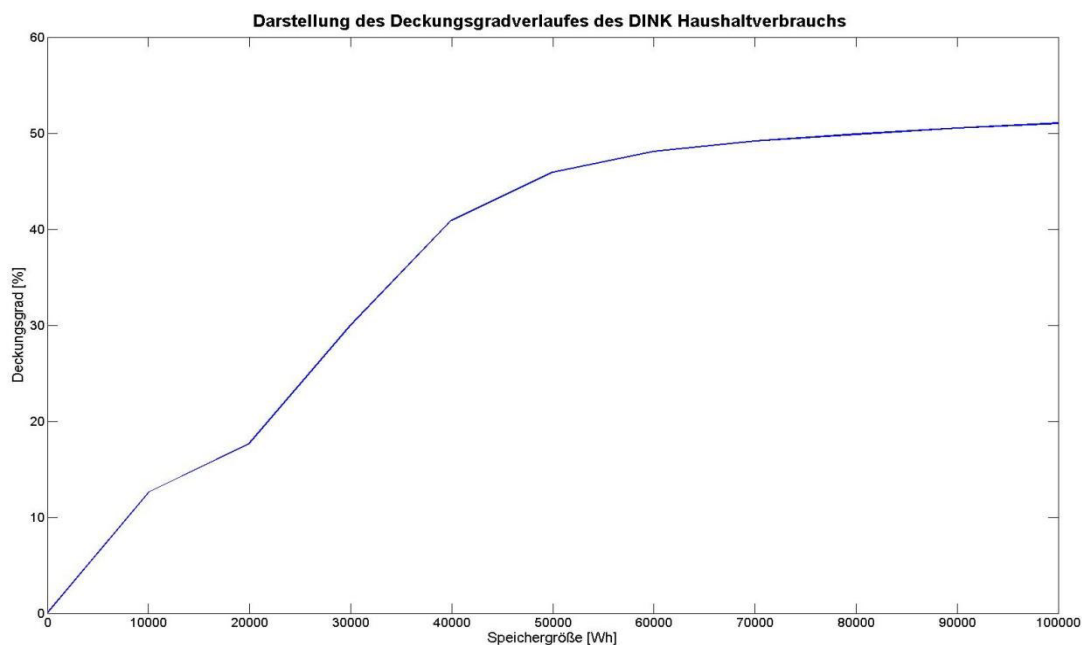


Abbildung 40: Darstellung des Deckungsgradverlaufes des Verbrauchsprofils DINK_HH für die Pilotanlage mit VRF-Batterie

In der nachfolgenden Tabelle 6 sind die Batteriekapazitäten für die optimale Eigenbedarfsabdeckung der verschiedenen Verbrauchsprofile aufgelistet. Die grafischen Deckungsgradverläufe aller Verbrauchsprofile neben dem bereits dargestellten Verbrauchsprofil DINK_HH, können in Abbildung 106, 107 und 108 in Anhang A nachgeschlagen werden.

	Profil DINK_HH	Profil FNSKK_HH	Profil FSKA_HH	Profil P_HH
Aufteilungspunkt [kWh]	50	50	50	40

Tabelle 6: Batteriekapazitäten für die optimale Eigenbedarfsabdeckung der verschiedenen Haushaltsprofile

4.1.2 Berechnung des Eigenverbrauchspeichers

Mit der zuvor beschriebenen Methodik wurde der Speicher, abhängig vom Verbrauch des gewählten Haushaltprofils, virtuell in zwei Teile geteilt. Im zweiten Schritt wurde der erste Teil des Speichers, der Eigenverbrauchspeicher, mit der erneuerbaren Erzeugung ERZ_t (kWh) minus dem Haushaltsverbrauch VB_H (kWh) und dem Eigenverbrauch der Batterie VB_{Batt} (kWh) auf Stundenbasis geladen (vgl. mit Formel (3)).

Abbildung 41 zeigt den Programmverlauf des Eigenverbrauchspeichers. Das Funktionsprinzip entspricht dem Lade- und Entladeprinzip (innere Schleife) aus Kapitel 4.1.1. Der Unterschied hier beruht darauf, dass die Speicherkapazität nicht mehr variiert wird, sondern, dass die maximale Speicherkapazität dem zuvor berechneten Separationspunkt entspricht. Die minimale Speicherkapazität liegt nach wie vor bei 10 kWh.

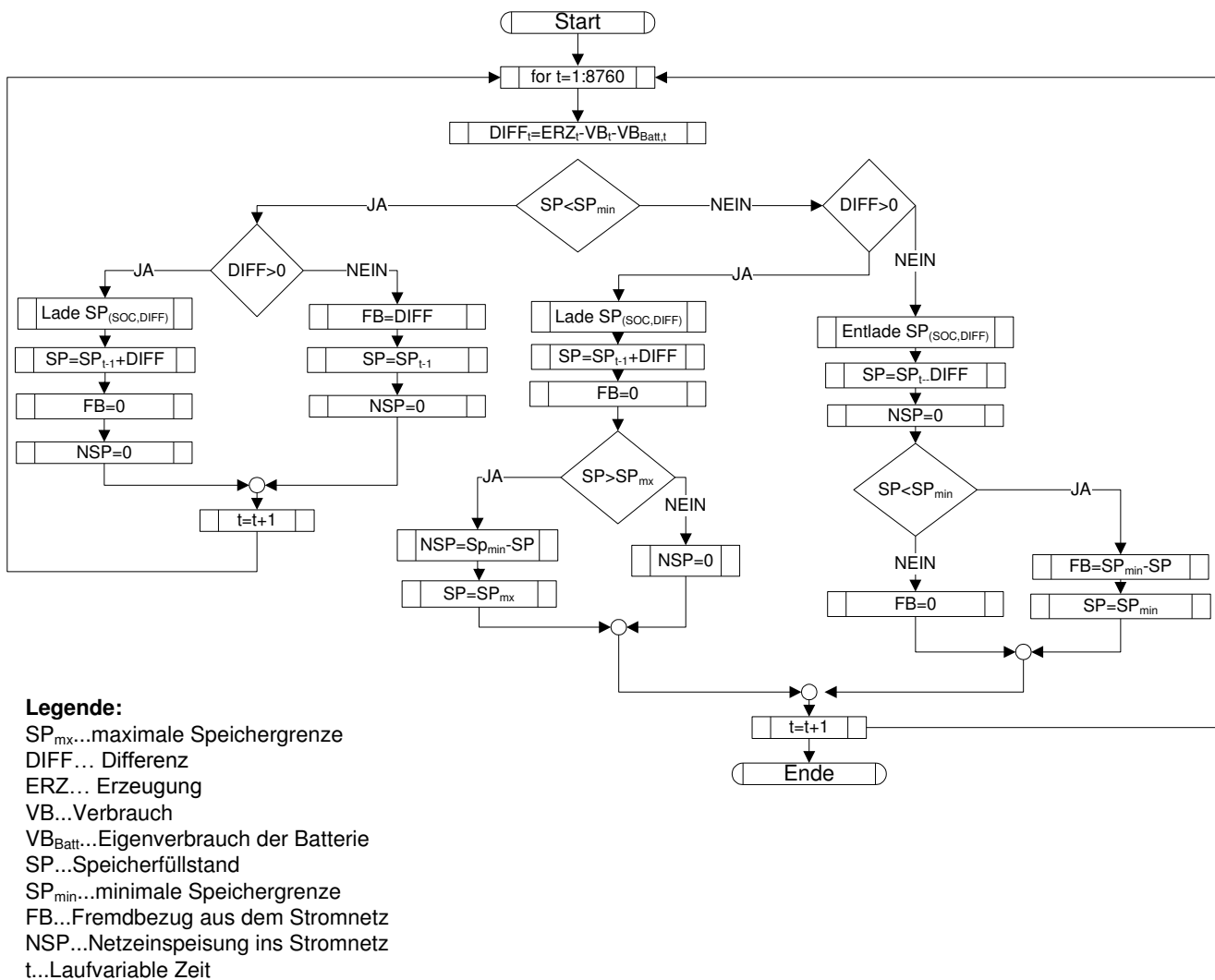


Abbildung 41: Simulation des Eigenverbrauchspeichers

4.1.3 Berechnung des EEX-Speichers

Im Folgenden wird der zweite Teil des virtuellen Speichers berechnet, der EEX-Speicher. Der EEX-Speicher wird mit der Überschußenergie (Netzspeisung) aus dem Eigenverbrauchsspeicher geladen. Den genauen Ablauf der Simulation zeigt das Ablaufdiagramm in Abbildung 42.

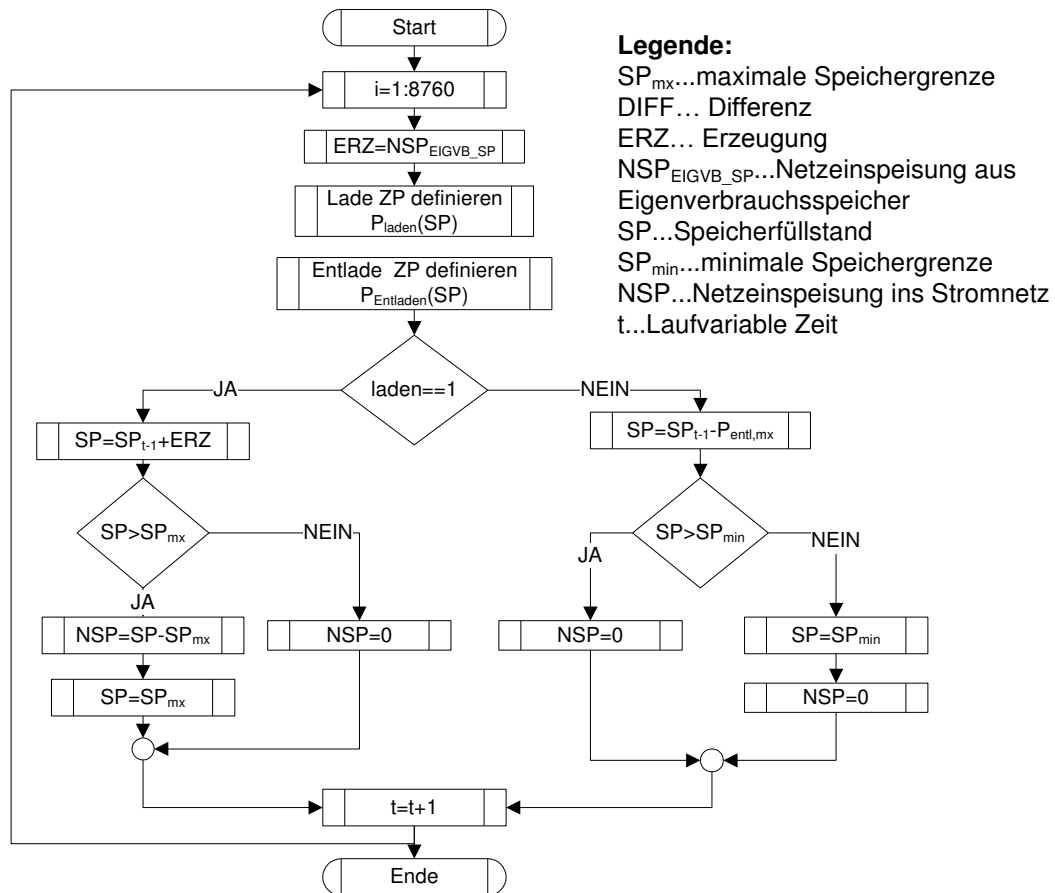


Abbildung 42: Darstellung des Ablaufdiagramms der Simulation des EEX-Speichers

Die Größe des Speichers ist nach unten durch die Größe des Eigenverbrauchsspeichers und nach oben durch die nutzbare Speicherkapazität von 70 kWh begrenzt. Be- und entladen wird der Speicher nach vorgegebenen Lade und Entladezeitpunkten, dargestellt im Ablaufdiagramm durch „laden==1“. Diese Strategie ist an das zu Grunde liegende PV-Erzeugungsprofil angelehnt.

Auf eine optimale Ladestrategie des Speichers nehmen in diesem Modell verschiedene Parameter Einfluss. Einerseits muss der Verlauf der Energiepreise am Spotmarkt berücksichtigt werden, andererseits die Erzeugung aus Wind und Sonne, der aktuelle Speicherfüllstand und die Entladeleistung. In dieser Arbeit wurde in einem ersten Schritt, zum Abstecken der möglichen Ergebnisse, die Ladestrategie auf die Erzeugung der Photovoltaikanlage optimiert und auf die weiteren Parameter nicht weiter eingegangen.

Beim vereinfachten Lade- und Entladealgorithmus ergeben sich durch die Kopplung der Ladestrategie an die Erzeugung der Photovoltaikanlage drei verschiedene Bereiche für die Ladung und Entladung der Speichereinheit pro Tag.

Der Speicher wird täglich, einhergehend mit der maximalen Erzeugung der PV-Anlage über die Mittagszeit, in der Zeit von 4:00 bis 18:00 geladen und die restliche Zeit mit einer maximalen Entladeleistung, welche in diesem SOC-Bereich konstant 10 kW beträgt, entladen. Somit wird die Speichereinheit über Mittag geladen und am späten Nachmittag, wenn Spitzenlast im Netz herrscht und somit hohe Energiepreise an der EEX Strombörse auftreten, wieder entladen.

4.1.4 Wirtschaftliche Methodik zur Bewertung der Pilotanlage

Um den Cashflow der Pilotanlage zu berechnen, müssen folgende Kosten und Erlöscomponenten - wie in Formel (4) und Formel (5) beschrieben - berechnet werden. Der Cashflow wird in zwei Schritten berechnet, im ersten Jahr, wie in Formel (4) dargestellt, müssen die Investitionen für PV (I_{PV}), KWKA (I_{Wind}) und die Speichereinheit (I_{Batt}) getätigt werden. In den darauffolgenden Jahren wird die Berechnung des Cashflows komplexer, da mehrere Kosten und Erlöscomponenten berücksichtigt werden (vgl. Formel (5)).

$$CF_0 = I_{Batt} + I_{PV} + I_{Wind} \quad (4)$$

Die Erlösanteile im Cashflow in Formel (5) setzen sich aus den Erlösen, lukriert durch den Stromverkauf am Spotmarkt (z.B. EEX) (E_{EEX} (€/a)), und den Opportunitätserlösen (€/a) ($VB_H * p_H$) durch nicht bezogenen Haushaltsstrom, zusammen. Der Großteil der Kostenanteile entsteht sowohl durch laufende Kosten (€/a für $k_{lfd,PV}$, $k_{lfd,Batt}$, $k_{lfd,Wind}$) als auch durch Kosten, die durch Fremdbezug auftreten, um den Verbrauch abzudecken (€/a, $FB * p_H$).

$$CF_t = E_{EEX} + VB_H * p_H - (k_{lfd,PV} + k_{lfd,Batt} + k_{lfd,Wind} + FB * p_H) \quad (5)$$

4.2 Betriebsstrategie - Kostenoptimierter Haushalt

4.2.1 Lineare Optimierung

Ziel dieses Schrittes war es, eine bessere wirtschaftliche Auslegung der Pilotanlage zu erreichen. Da die in der Pilotanlage verwendete VRF-Batterie nicht im gesamten SOC-Bereich (zw. 10% < SOC < 80%)⁴ ein lineares Lade- und Entladeverhalten besitzt und somit nicht linear optimiert werden konnte, wurde sie im Matlab-Optimierungsmodell durch eine Blei-Säure Batterie substituiert. Im Gegensatz zur VRF-Batterie weist die Blei-Säure Batterietechnologie unabhängig vom Ladezustand eine konstante Lade- und Entladeleistungen auf. Die durchgeführte lineare Optimierung der Speicherbewirtschaftung für eine Blei-Säure Batterie wurde seitens des Projektpartners EVN durch eine detaillierte Modellierung des VRF-Speichers unter Anwendung einer dynamischen Optimierung ergänzt (siehe Kapitel 4.2.2).

Für die Blei-Säure Batterie wurde erneut eine Speicheraufteilung in Eigenverbrauchs- und EEX-Speicher vorgenommen. Danach wird der EEX-Speicher wie in den nachfolgenden Unterkapiteln beschrieben, optimiert. Abschließend fließen die Ergebnisse aus der technischen Analyse des Eigenverbrauchs-speichers und des optimierten EEX-Speichers in die wirtschaftliche Bewertung mit ein.

⁴ Lade- und Entladeleistungen sind im Bereich von 20% < SOC < 70% konstant (bei Elektrolyttemperatur > 25 °C). Bei einer durchschnittlichen Auslastung der Batterie von > 30 % kann diese Elektrolyttemperatur auch im Winter aufrechterhalten werden.

4.2.1.1 Aufteilung in Eigenverbrauchs- und EEX-Speicher

Die Aufteilung des Speichers in die beiden Komponenten wird wie in Kapitel 4.1 in Eigenverbrauchsspeicher und EEX-Speicher abgehandelt. Der einzige Unterschied zur Pilotanlagensimulation liegt in der jetzt vorhandenen konstanten Lade- und Entladeleistung über den gesamten SOC der Blei-Säure Batterie.

Abbildung 43 zeigt den Deckungsgradverlauf des Verbrauchsprofils DINK_HH (siehe Kapitel 4.3.3) für die berechnete Pilotanlage mit einer Blei-Säure Batterie. Der Deckungsgrad steigt stetig mit zunehmender Speichergröße bis 10 kWh an. Ab einer Speicherkapazität von 10 kWh kann der Deckungsgrad nur mehr geringfügig durch Erhöhung der Speicherkapazität gesteigert werden. Im Vergleich zur VRF-Batterie kann mit einer Blei-Säure Batterie bereits ab einer Speicherkapazität von 10 kWh kaum ein zusätzlicher wirtschaftlicher Vorteil durch eine weitere Erhöhung der Batteriekapazität für die Eigenverbrauchsabdeckung erreicht werden. Der Grund dafür ist einerseits die Tatsache, dass bei der Blei-Säure Batterie die minimale Speicherkapazität bei 0 kWh liegt und diese außerdem keinen Eigenverbrauch für den Antrieb der Pumpen hat. In Tabelle 7 sind alle Separationspunkte für die verschiedenen Haushaltsprofile zu finden und in Anhang B sind die zugehörigen Deckungsgradverläufe aller Verbrauchsprofile dargestellt.

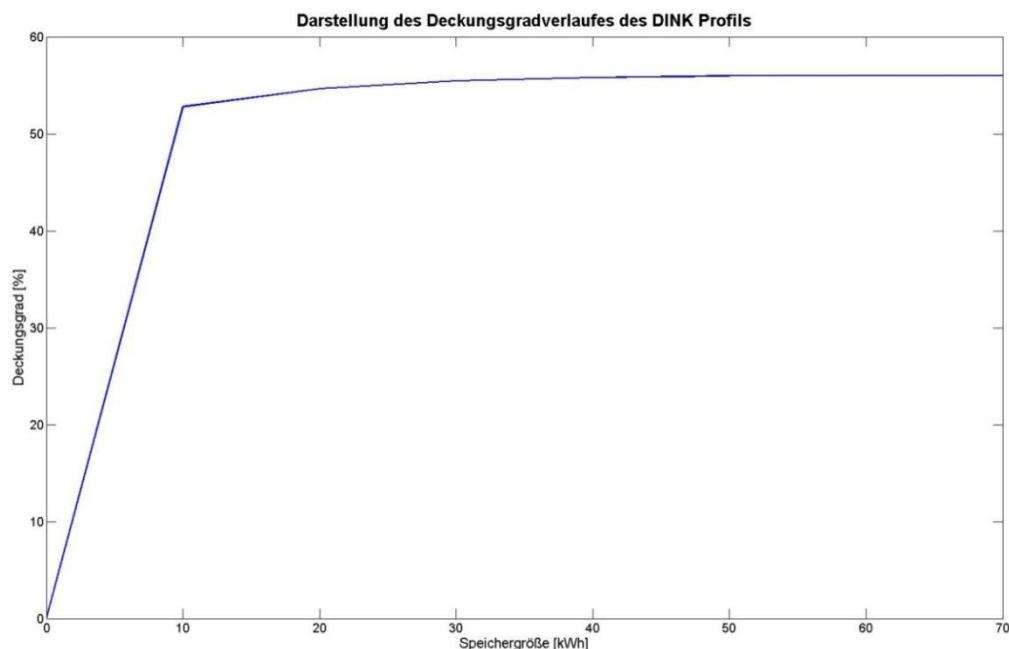


Abbildung 43: Darstellung des Deckungsgradverlaufes des Verbrauchsprofils DINK_HH für die Pilotanlage mit Blei-Säure Batterie

	Profil DINK_HH	Profil FNSKK_HH	Profil FSKA_HH	Profil P_HH
Aufteilungspunkt [kWh]	10	30	20	20

Tabelle 7: Batteriekapazitäten für die optimale Eigenbedarfsabdeckung der verschiedenen Haushaltsprofile für die Pilotanlage mit Blei-Säure Batterie

Somit wird der Batteriespeicher im Modell virtuell in zwei Teile geteilt. Es wird ein Teil des Speichers für die Deckung des Eigenverbrauches reserviert und die restliche Speicherkapazität für die Vermarktung an der EEX-Strombörse verwendet.

4.2.1.2 Der Optimierungsalgorithmus

Die lineare Optimierung der Pilotanlage mit Blei-Säure Batterie wurde in der Programmiersprache Matlab gelöst, mit dem Solver *linprog*. Dieser Solver greift auf den Simplex Algorithmus zurück (vgl. [7]). Grundsätzlich wird dadurch ein Minimierungsproblem gelöst, da es sich in diesem Anwendungsfall jedoch um einen Maximierungsfall handelt, muss Formel (6) mit (-1) multipliziert werden, um ein Maximierungsproblem zu erhalten (vgl. [6]). Folgende Gleichungen sind Grundlage für die Verwendung des Solvers:

$$\min f_X^T \begin{cases} A * x \leq b \\ A_{eq} * x = b \\ lb \leq x \leq ub \end{cases} \quad \begin{matrix} (6) \\ (7) \\ (8) \end{matrix}$$

A und A_{eq} sind Matrizen, welche die bestimmenden Gleichungen des Optimierungsproblems enthalten. Die Größe x ist ein Vektor der die zu optimierenden Variablen enthält und die Größe b, ebenfalls ein Vektor, enthält die Grenzen für die bestimmenden Gleichungen. Die unteren und oberen Grenzen der zu optimierenden Variablen werden in den Vektoren *lb* und *ub* ausgedrückt.

4.2.1.3 Das Optimierungsmodell

Diese Optimierungsgleichungen, Formeln (6)-(8), auf das zu lösende Optimierungsproblem angewendet, ergeben die folgenden, zu lösenden Gleichungen. In einem ersten Schritt wird zunächst die Zielfunktion in Gleichung (9) dargestellt. Es wird der Erlös *E* maximiert, indem Strom von der EEX mit der optimierten Leistung P_{laden} bzw. $P_{entladen}$ mit dem Strompreis auf dem Spotmarkt p_{EEX} zu- bzw. verkauft wird.

$$\max E = P_{entladen} * p_{EEX} - P_{laden} * p_{EEX} \quad (9)$$

Die Nebenbedingungen für die Zielfunktion sind in Formel (16) und (17) skizziert. Der erste Teil der Formel beschreibt dabei den Speicherstand des letzten Zeitschrittes. Hinzu addiert wird die Lade- bzw. Entladeleistung des aktuellen Zeitschrittes. Der Speicherstand des letzten Zeitschrittes und die Speicherstandsänderung dürfen, wie in Formel (10) gezeigt, sowohl den maximalen Speicherstand nicht überschreiten, als auch den minimalen Speicherstand, vgl. Formel (11), nicht unterschreiten.

$$\sum_{n=1}^{t-1} (P_{laden,n} * \eta_{laden} - P_{entladen,n} * \eta_{entladen}) + P_{laden,t} * \eta_{laden} - P_{entladen,t} * \eta_{entladen} \leq SP_{max} \quad (10)$$

$$\sum_{n=1}^{t-1} (P_{laden,n} * \eta_{laden} - P_{entladen,n} * \eta_{entladen}) + P_{laden,t} * \eta_{laden} - P_{entladen,t} * \eta_{entladen} \geq SP_{min} \quad (11)$$

Einen weiteren wichtigen Aspekt des Optimierungsmodells stellen die Grenzen der Optimierungsvariablen dar. Diese schränken die Lade- bzw. Entladeleistungen auf die maximal bzw. minimal möglichen Werte ein (vgl. Formel (12) - Formel (15)).

$$p_{laden} \leq p_{laden_max} \quad (12)$$

$$p_{entladen} \leq p_{entladen_max} \quad (13)$$

$$p_{laden} \geq p_{laden_min} \quad (14)$$

$$p_{entladen} \geq p_{entladen_min} \quad (15)$$

4.2.1.4 Die wirtschaftliche Auswertung des Optimierungsmodells

Nachdem mit dem Optimierungsmodell die Lade- und Entladezeitpunkte bestmöglich ausgelegt wurden, wird die Pilotanlage mit Blei-Säure Batterie wirtschaftlich bewertet und dazu ebenfalls Cashflow-Verlauf und die Barwerte berechnet. Der Erlös $E_{Optmodell,t}$ ergibt sich dabei prinzipiell aus der Zielfunktion des Optimierungsmodells wie in Formel (16) beschrieben, jedoch mit der Änderung, dass die Ladeleistung von der erneuerbaren Erzeugung, soweit vorhanden, gedeckt wird und nicht von der EEX zugekauft werden muss (vgl. Abbildung 44).

$$E_{Optmodell,t} = P_{entlade} * p_{EEX} - Kauf * p_{EEX} \quad (16)$$

In Abbildung 44 ist der Programmablauf für die Festsetzung der Lade- und Entladeleistung dargestellt. Als Eingangsparameter für dieses Modell stehen die erneuerbare Erzeugung nach der Eigenbedarfsdeckung (ERZ) und die vom Optimierungsmodell berechneten Ladeleistungen sowie die dazugehörigen Zeitpunkte zur Verfügung.

Der Programmablauf teilt sich im Wesentlichen auf drei Stränge auf:

➤ $ERZ \geq P_{Laden}$

Wenn die erneuerbare Erzeugung die Ladeleistung abdeckt, wird kein Strom auf dem Spotmarkt (EEX) zugekauft, sondern mit der eigenen Solarerzeugung gedeckt. Somit ergibt sich kein Zukauf.

➤ $ERZ < P_{Laden}$

Wenn die erneuerbare Erzeugung die notwendige Ladeleistung nicht vollständig abdeckt, wird die fehlende Differenzenergie auf dem Spotmarkt (EEX) zugekauft.

➤ $P_{Laden} = 0$

Ist die notwendige Ladeleistung null, wird im Moment der Speicher also entladen, daher muss keine Energie auf dem Spotmarkt (EEX) zugekauft werden.

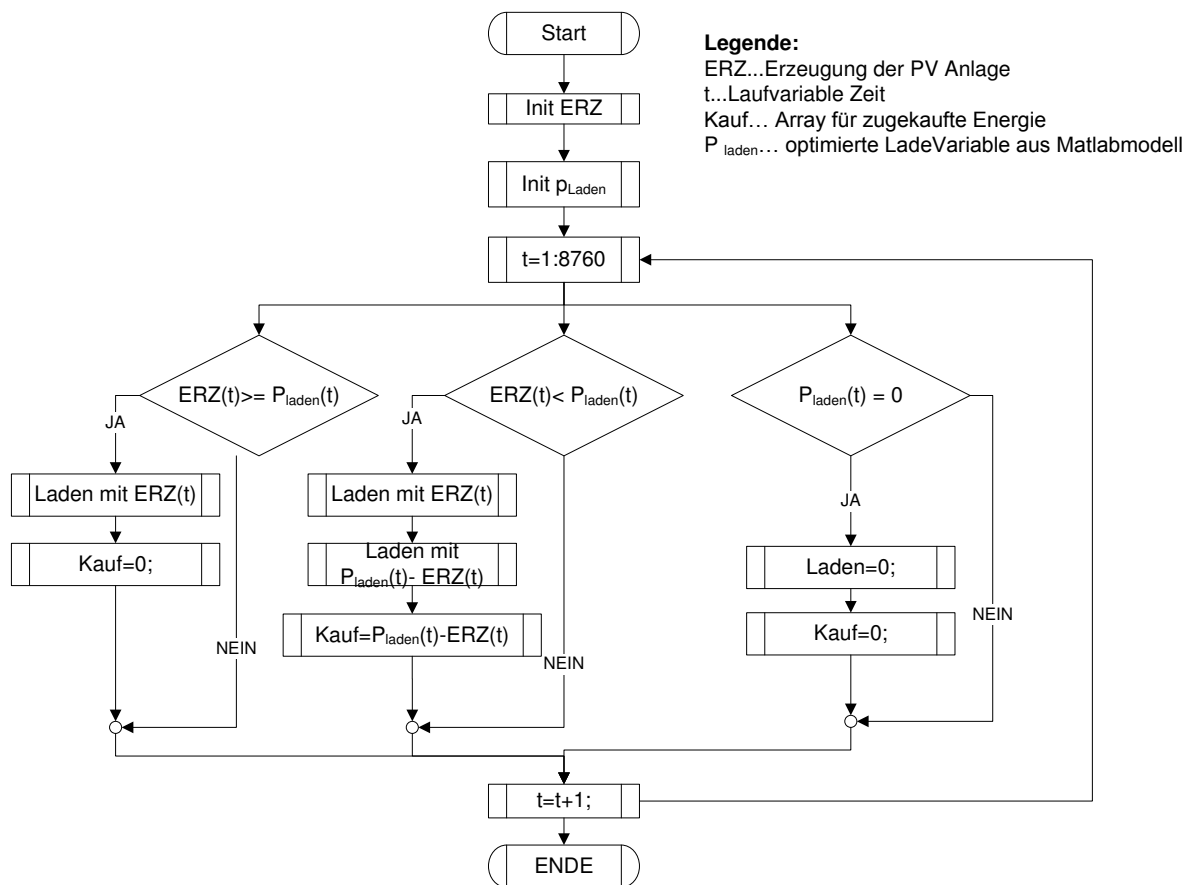


Abbildung 44: Ablaufdiagramm der wirtschaftlichen Auswertung der optimierten Anlage

Der Cashflow des optimierten Modells der Pilotanlagen mit Blei-Säure Batterie berechnet sich auf zwei verschiedene Arten, einerseits für den Zeitpunkt der Investitionsentscheidung wie in Formel (17) beschrieben und andererseits wie in Formel (18) beschrieben für die restlichen Jahre. Für den Zeitpunkt $t = 0$ ergibt sich der Cashflow aus den Investitionskosten für die PV-Anlage (€) ($I_{0,PV}$), die KWK-Anlage (€) ($I_{0,Wind}$) und die Blei-Säure Batterie (€) ($I_{0,Batt}$).

$$CF_0 = -I_{0,PV} - I_{0,Wind} - I_{0,Batt} \quad (17)$$

$$CF_t = E_{Optmodell,t} + VB_H * p_H - FB_t * p_H - (k_{l,PV} + k_{l,Wind} + k_{l,Batt}) \quad (18)$$

Die Erlösterme des Cashflows für die weiteren Betrachtungsjahre setzen sich aus den Erlösen des Optimierungsmodells (€) $E_{Optmodell,t}$ und den Opportunitätserlösen durch die gesparten Haushaltsverbräuche zusammen (€) ($VB_H * p_H$). Die Kostenterme des Cashflows ergeben sich aus den Kosten für den Fremdbezug aus dem Netz (€) ($FB * p_H$) und den laufenden Kosten für die Infrastruktur (€).

Wird die Wirtschaftlichkeit nur für den Eigenverbrauchsspeicheranteil berechnet, nicht für Eigenverbrauchsspeicher und EEX-Speicher wie in Formel (17) und Formel (18) dargestellt, ergeben sich geringfügige Änderungen in der Berechnung. Die Berechnung des Cashflows für das Startjahr wie in Formel (17) beschrieben, bleibt dieselbe. Für den Cashflow der folgenden Jahre ändert sich einzig die Erlössituation, da nun die Erlöse die am Spotmarkt lukriert werden wegfallen und einzig die Opportunitätserlöse durch den Haushaltverbrauch übrig bleiben.

4.2.2 Dynamische Optimierung

Zusätzlich zur der in Kapitel 4.2.1 beschriebenen linearen Optimierung wurde zur Ermittlung einer optimierten Ladestrategie der Pilotanlage eine dynamische Optimierung unter Zuhilfenahme der Graphentheorie durchgeführt.

Zur Optimierung mittels Dynamik Programming wird ein graphentheoretischer Ansatz von Bellman-Ford-Moore gewählt. Dieser Algorithmus sucht die kürzesten Wege zwischen einem Startknoten und allen anderen Knoten eines Graphen und kann negative Kantengewichte verarbeiten. Für die Optimierung wird ein Graph mit den möglichen Ladezuständen des Speichers über einen Zeitraum t und den erwirtschafteten Erlösen E generiert. Danach wird der optimale (kürzeste) Pfad durch diesen Graphen gesucht. Dieser Entspricht der optimalen Vermarktung. Der Optimierungsablauf ist in Abbildung 45 dargestellt.

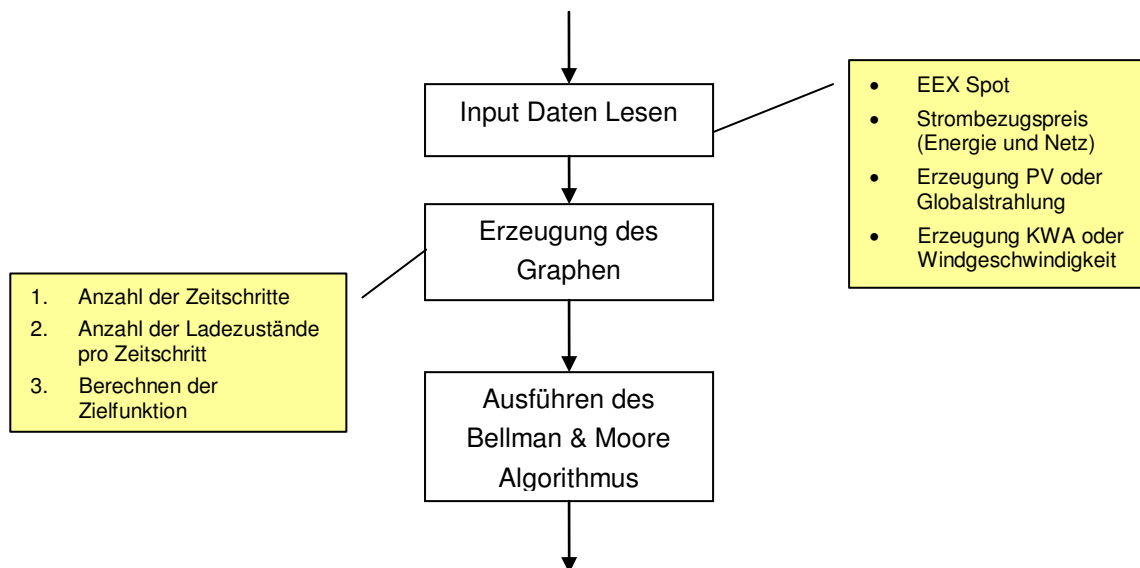


Abbildung 45: Ablaufdiagramm der dynamischen Optimierung mittels Bellman-Ford-Moore Algorithmus

In einem ersten Schritt wird zunächst die Zielfunktion in Gleichung (19) dargestellt. Es werden die Erlöse E maximiert, indem Strom von der EEX mit der Leistung $P_{Einspeisung}$ mit dem Strompreis auf dem Spotmarkt p_{EEX} verkauft und Strom durch Bezug P_{Bezug} mit dem Haushaltsstrompreisen p_{Bezug} bezogen wird.

$$\max E = \sum_{t=1}^N [P_{Einspeisung(t)} \cdot P_{EEX_Spot(t)} + P_{Bezug(t)} \cdot P_{Bezug(t)}] \quad (19)$$

Die Nebenbedingungen für die Zielfunktion sind in Formel (20) bis (23) skizziert.

$$P_{Einspeisung} \geq 0 \quad (20)$$

$$P_{Bezug(t)} \leq 0 \quad (21)$$

$$P_{Einspeisung} = P_{PV(t)} + P_{Wind(t)} + P_{SP,Entladen(t)} - P_{HH(t)} \quad (22)$$

$$P_{Bezug(t)} = P_{SP,Laden(t)} + P_{HH(t)} - P_{PV(t)} - P_{Wind(t)} \quad (23)$$

Im Modell wurde die VRF-Batterie des Herstellers Cellstrom mit der in Abbildung 3 angeführten Lade- und Entladekennlinie hinterlegt.

Abbildung der Entladekurve der VRF-Batterie:

$$P_{SP,Entladen} = \begin{cases} 0kW & SOC \leq 10\% \\ \frac{4,9kW}{15\%} * SOC + 1,8333kW & 10\% < SOC \leq 25\% \\ 10kW & 25\% < SOC \leq 83\% \\ \frac{-7,3kW}{6\%} * SOC + 109,76612kW & 83\% < SOC \leq 88\% \\ 0kW & 88\% < SOC \end{cases}$$

Abbildung der Ladekurve der VRF-Batterie:

$$P_{SP,Entladen} = \begin{cases} 0kW & SOC \leq 10\% \\ 13,8kW & 10\% < SOC \leq 45\% \\ \frac{-5,8kW}{25\%} * SOC + 24,24kW & 45\% < SOC \leq 70\% \\ \frac{-5,6kW}{18\%} * SOC + 29,80kW & 70\% < SOC \leq 88\% \\ 0kW & 88\% < SOC \end{cases}$$

Die Optimierung wurde mit der Software ENOT des Projektpartners, der EVN AG, durchgeführt und besteht einerseits aus einer Konfigurations- und Ergebnisdatenbank und andererseits aus einem Berechnungskern.

Durch Implementierung eines zusätzlichen Prognosemoduls in der Optimierungssoftware ENOT, das Erzeugungsprognosen der PV-Anlage sowie Prognosen des zu erwartenden elektrischen Verbrauches und der Entwicklung der Strompreise an den Handelsmärkten (z.B. EEX-Spotmarktpreise) beinhaltet, wurde ein kosten-optimierter Fahrplan für den Betrieb der Pilotanlage für den nächsten Tag erstellt (siehe Kapitel 2.2).

4.3 Betriebsstrategie - leistungsautarke Anlage

Die Methodik zur Ermittlung der möglichen Erlöse und der Wirtschaftlichkeit einer leistungsautarken Anlage setzt sich aus zwei Bereichen zusammen. Einerseits wurde ein Tool entwickelt, welches, um Leistungsautarkie zu erreichen, die Anlagenkonfiguration passend zu den Verbrauchsprofilen errechnet. Andererseits wurde für die errechneten Anlagenkonfigurationen eine wirtschaftliche Auswertung mittels der Barwertmethode durchgeführt.

4.3.1 Berechnungstool für leistungsautarke Anlagenauslegung

In diesem Berechnungstool sind die stündlichen Ertragsdaten der erneuerbaren Erzeugungsanlagen, einer Photovoltaik-Anlage mit einer Leistung von 15 kW_{Peak} und einer Kleinwindkraftanlage mit einer Nennleistung von 1,5 kW, die unterschiedlichen Verbrauchsprofile (siehe Kapitel 4.4.1) sowie die charakteristischen Daten der VRF-Batterie hinterlegt. Die meteorologischen Daten (Globalstrahlung und Windgeschwindigkeit) des gewählten Aufstellungsstandortes werden in Stundenintervallen in das Berechnungstool eingegeben.

Die PV-Anlage wurde als eine Einheit mit einer Leistung von 5 kW simuliert, um eine geeignete Modul-Wechselrichter Kombination zu erhalten. Die PV-Anlage wurde mittels PV*SOL [8] simuliert und die Ertragsdaten dem Berechnungstool übergeben. Größere Anlagen können im Excel-Modell per Anlagenfaktor (Skalierungsfaktor) berücksichtigt werden. Das Berechnungstool berücksichtigt dabei für die Ertragsberechnung der PV-Anlage drei unterschiedliche Aufstellungsvariationen:

- Variante 1: 25° Modulneigung, dachparallel
- Variante 2: 33° Modulneigung, aufdach/aufgeständert, optimaler Neigungswinkel
- Variante 3: 60° Modulneigung für bessere Erträge in den Wintermonaten

Die Berechnung des Ertrages der KWKA im Berechnungstool basiert auf der Leistungskennlinie (elektrische Leistung in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit) der KWK-Anlage [9]. Die Leistungskennlinie in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit wurde mathematisch abgebildet und der Ertrag der KWKA in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit berechnet.

Außerdem ist im Berechnungstool die nutzbare Speicherkapazität der VRF-Batterie als Variable vorgesehen, um die für einen leistungsautarken Haushalt erforderliche Speicherkapazität ermitteln zu können.

Die Berechnung der Energiebilanz zu jeder Stunde im Jahr erfolgt durch Gegenüberstellung des Ertrages der erneuerbaren Erzeugungsanlagen und des Verbrauchs. Bei positiver Bilanz von Erzeugung und Verbrauch wird im Modell die Batterie geladen (der Ladewirkungsgrad wird dabei mitberücksichtigt). Als Grenzwert ist die vollgeladene Batterie implementiert, wodurch bei Überschreiten der Batteriekapazität ins Netz gespeist wird. Bei negativer Bilanz muss zur Energie aus Wind und PV zusätzlich Energie (wieder wirkungsgradbehaftet) aus der Batterie dem System (Verbrauch) zugeführt werden. Grenzwert ist hier die untere Entladeschwelle der Batterie. Fehlende Energie wird als Defizit in Zeit und Menge aufsummiert und dargestellt. Wird ein Defizit von null erreicht kann die Anlage für die gewählten Profile leistungsautark betrieben werden. Abbildung 46 zeigt dazu das Ablaufdiagramm des erstellten Modells und der zuvor beschriebenen Methodik.

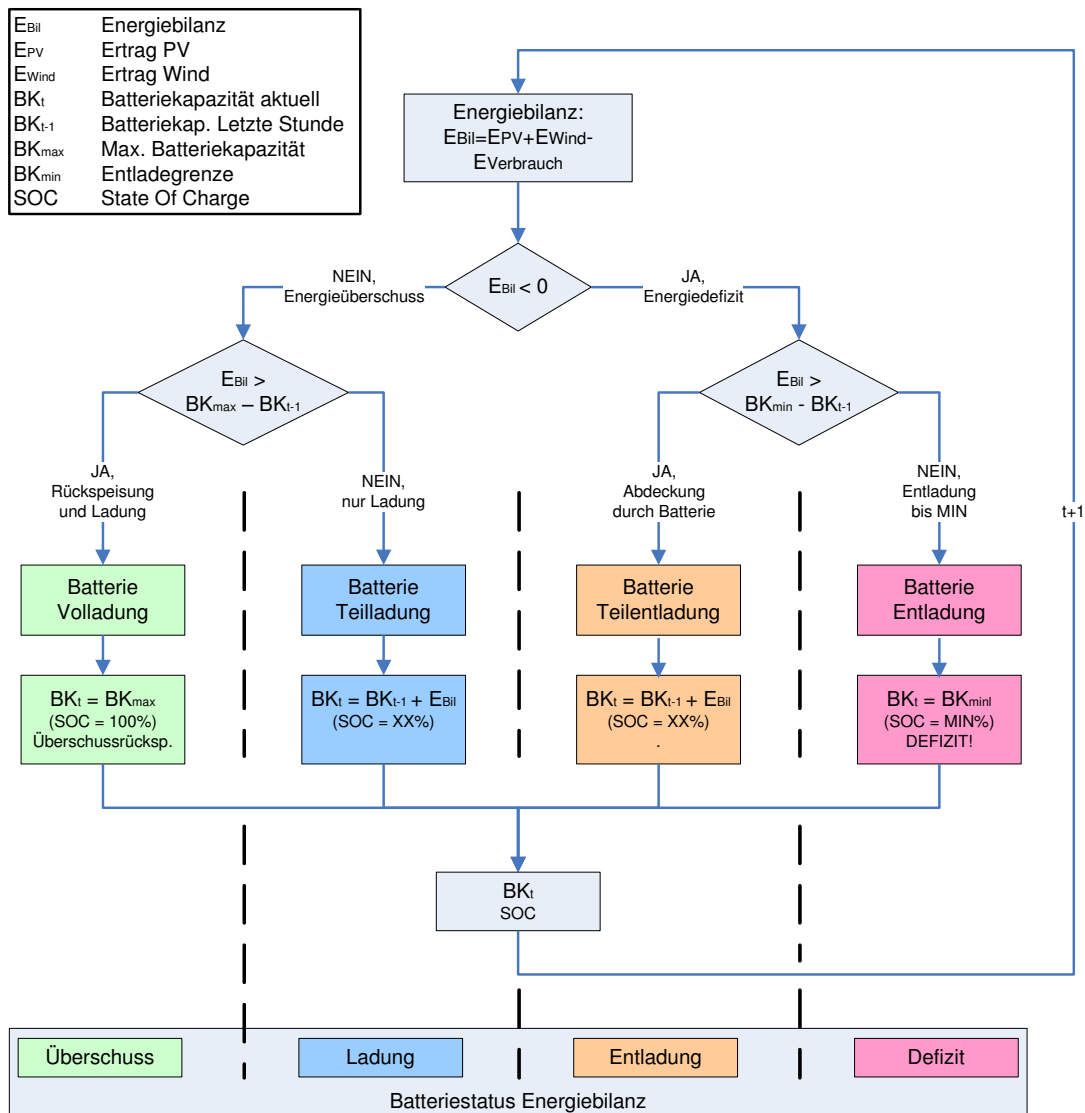


Abbildung 46: Ablaufdiagramm der Ermittlung der Leistungsautarken Anlage

4.3.2 Wirtschaftliche Methodik

Es wird für die Berechnung des Cashflows der leistungsautarken Anlage zwischen zwei verschiedenen Berechnungsformeln unterschieden wie in Formel (24) und Formel (25) gezeigt. Formel (25) stellt die Cashflow-Situation zum Zeitpunkt der getätigten Investitionen dar. Diese setzt sich aus den Investitionskosten für die PV-Anlage $I_{0,PV}$ (€), der KWK-Anlage $I_{0,Wind}$ (€) und der Batterie $I_{0,Batt}$ (€) zusammen, zuzüglich gesparter Kosten für den Hausanschluss $k_{Hausanschluss}$ (€)

$$CF_0 = -(I_{0,PV} + I_{0,Wind} + I_{0,Batt}) + k_{Hausanschluss} \quad (24)$$

In den darauffolgenden Jahren ändert sich die Berechnung des Cashflows. Die Erlösponente wird durch die Opportunitätserlöse des Haushaltsverbrauchs VB_H (kWh) multipliziert mit dem Haushaltsstrompreis p_H (€/kWh), repräsentiert. Die Kostenkomponenten setzen sich aus den laufenden Kosten für PV k_{PV} (€/a), KWKA k_{Wind} (€/a) und der Batterie $k_{Batterie}$ (€/a) zusammen.

$$CF_t = VB_H * p_H - (k_{l,PV} + k_{l,Batt} + k_{l,Wind}) \quad (25)$$

4.4 Datengrundlage

Dieses Kapitel beschreibt die Datengrundlage und Inputparameter für in den Kapiteln 4.1 bis 4.3 beschriebenen Modelle zur Ermittlung der erzielbaren Erlöse.

4.4.1 Erneuerbare Erzeugungsanlagen (PV und KWKA)

Da zum Zeitpunkt dieser Berechnungen noch keine meteorologischen Messdaten von Lichtenegg vorlagen, wurden meteorologische Daten (Stundenmittelwerte der Globalstrahlung und der Windgeschwindigkeit in 10 m Höhe) des nächstgelegenen Messstandortes (Wiener Neustadt) vom Projektpartner EVN herangezogen.

Die errichtete Photovoltaik Anlage hat eine gesamte Größe von $15 \text{ kW}_{\text{Peak}}$, wobei $10 \text{ kW}_{\text{Peak}}$ durch eine fix montierte Anlage und $5 \text{ kW}_{\text{Peak}}$ durch eine nachgeführte Anlage ausgeführt wurden (siehe Tabelle 2). Die Berechnung des Ertrages der PV-Anlage erfolgte mit PV*SOL [8]. Das resultierende Erzeugungsprofil der PV-Anlage ist in Abbildung 47 ersichtlich. Der jährliche Ertrag der PV-Anlage beträgt dabei 17.416 kWh.

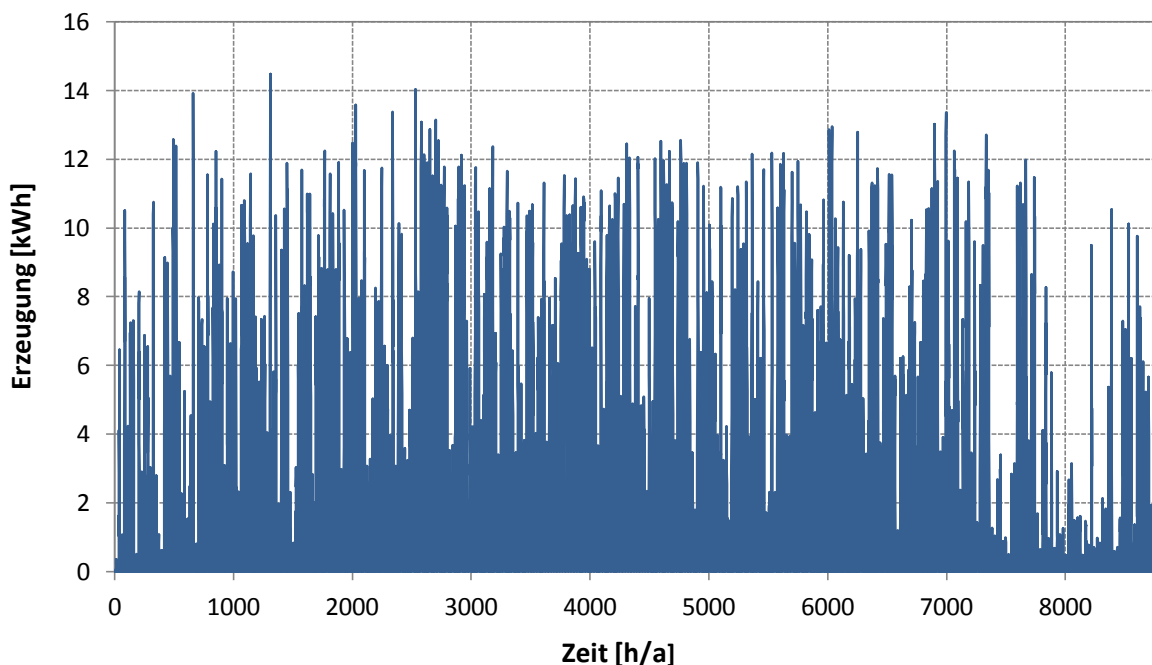


Abbildung 47: Erzeugungsprofil der $15 \text{ kW}_{\text{Peak}}$ PV-Anlage für den Standort Wiener Neustadt

Die gesamten Investitionskosten der installierten PV-Anlage betrugen € 40.293. Zusätzliche Investitionskosten für das Fundament der Anlage betrugen € 4.375. Die laufenden Kosten der PV-Anlage belaufen sich auf 1 % der Investitionskosten und betragen somit € 299,30 pro Jahr. Die spezifischen Kosten wurden laut „PV-Marktbericht“ mit $3.233 \text{ €/kW}_{\text{Peak}}$ angenommen [10].

Im Rahmen der Wohnbauförderung des Landes Niederösterreich wurden PV-Anlagen bis 31. Dezember 2010 maximal mit € 12.000 Investitionsförderung, bzw. 50 % der Investitionskosten der Photovoltaikanlagen gefördert (vgl. [11]). Im Fall der berechneten Pilotanlage reduzierten sich somit die Investitionskosten auf € 21.578.

Die Kleinwindkraftanlage Windsolar 1,5 mit einer Nennleistung von 1,5 kW produziert jährlich 1.382 kWh. Das Erzeugungsprofil der KWKA ist in Abbildung 48 zu sehen.

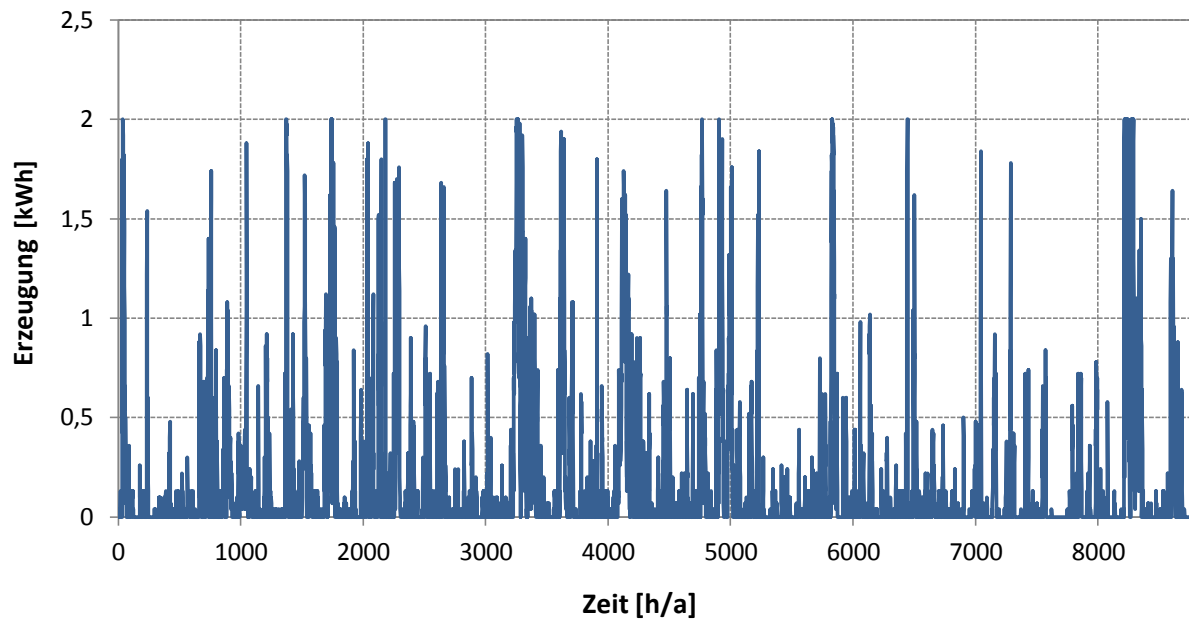


Abbildung 48: Erzeugungsprofil der Kleinwindkraftanlage mit 1,5 kW Nennleistung für den Standort Wiener Neustadt

Die gesamten Investitionskosten der installierten KWK-Anlage betragen € 12.000 und die laufenden Kosten der Anlage belaufen sich auf 1 % der Investitionskosten und betragen somit € 120 pro Jahr. Zusätzliche Investitionskosten für das Fundament der Anlage betragen € 5.000.

4.4.2 Batteriespeicher

4.4.2.1 VRF-Batterie

Zusätzlich zu den in Kapitel 2.1.1 beschriebenen Daten der VRF-Batterie, wurde im Modell die nutzbare Batteriekapazität laut Herstellerangabe mit 70 kWh implementiert. Weiters benötigt die eingesetzte VRF-Batterie im Leerlauf, um eine einwandfreie Funktion der Pumpen zu gewährleisten, 80 W Betriebsleistung. Weitere Typische Verbrauchswerte der Pumpen sind laut Hersteller:

- $P_{AC} = 4 \text{ kW}$: $P_{Pumpen} = 125 \text{ W}$
- $P_{AC} = 8 \text{ kW}$: $P_{Pumpen} = 360 \text{ W}$
- $P_{AC} = 16 \text{ kW}$: $P_{Pumpen} = 700 \text{ W}$

Der Stand-by Verbrauch der Wechselrichter beträgt etwa $3 \times 25 \text{ W} = 75 \text{ W}$.

Die gesamten Investitionskosten der installierten VRF-Batterie betragen € 104.400. Die laufenden Kosten für Betrieb, Wartung und Instandhaltung der VRF-Batterie werden ebenfalls jährlich abgerechnet und betragen € 3.500 pro Jahr.

Da für die Berechnung einer leistungsautarken Anlage die erforderlichen Speicherkapazitäten berechnet wurden, wurden aus den folgenden Literaturquellen (vgl. [12]-[19]) leistungs- und kapazitätsbezogene Preise herangezogen. Durchschnittlich ergeben sich laut diesen Literaturquellen leistungsbezogene Kosten von 100 €/kW und kapazitätsbezogene Kosten von 540 €/kWh.

4.4.2.2 Blei-Säure Batterie

Die Blei-Säure Batterie hat, um die Lebensdauer der Batterie durch den zyklischen Lade- und Entladebetrieb mittels Speicher und PV-Anlage nicht übermäßig stark zu reduzieren, im Durchschnitt einen Depth of Discharge (DOD) von 20 %. Mit einem DOD von 20 % kann eine Zyklenanzahl von ca. 1.400 Zyklen erreicht werden, dies entspricht einer Lebensdauer von ungefähr 10 Jahren (vgl. [20] und [21]). In Kapitel 4.2.1.1 wurde die Speicheraufteilung der optimierten Anlage in Eigenverbrauchspeicher und Speicher für die Vermarktung auf dem Spotmarkt vorgenommen (EEX-Speicher). Für diese Aufteilung werden nachfolgend Barwertberechnungen erstellt, um die Wirtschaftlichkeit des Batteriespeichers zu bewerten. Mit den zuvor genannten Einschränkungen der Blei-Säure Batterie ergeben sich für die berechneten Eigenverbrauchspeicher, folgende Speicherkapazitäten:

	Profil DINK_HH	Profil FNSKK_HH	Profil FSKA_HH	Profil P_HH
Speicherkapazität [kWh]	50	150	100	100

Tabelle 8: Äquivalente Speicherkapazitäten für den Eigenverbrauchsspeicher mit Blei-Säure Batterie

Um die in der Pilotanlage eingesetzten VRF-Batterie mit einer Blei-Säure Batterie zu substituieren, muss die Speicherkapazität der Blei-Säure Batterie, aufgrund des DOD angepasst werden. Durch den DOD von 20 %, würde bei einer Batterie mit einer Speicherkapazität von 100 kWh nur 20 kWh an nutzbarer Speicherkapazität zur Verfügung stehen. Um dieselbe nutzbare Batteriekapazität wie der VRF-Batterie zu erhalten, ist eine Blei-Säure Batterie von 350 kWh notwendig. In diesem beschriebenen Bereich zwischen 80 % und 100 % Ladezustand kann die Lade- und Entladeleistung der Batterie als annähernd konstant bei 10 kW angenommen werden (vgl. [22] und [23]). Tabelle 9 zeigt die durchschnittlichen wirtschaftlichen Parameter von Blei-Säure Batterien, die als Grundlage der linearen Optimierung und der Barwertberechnung der Pilotanlage mit einer Blei-Säure Batterie dienen.

Jährliche Betriebskosten	[€/kW*a]	13,1
Leistungsbezogene Investitionskosten	[€/kW]	291,42
Energiebezogene Investitionskosten	[€/kWh]	124
Gesamte Investitionskosten für 50 kWh/10 kW	[€]	9.114
Gesamte Investitionskosten für 100 kWh/10 kW	[€]	15.314
Gesamte Investitionskosten für 150 kWh/10 kW	[€]	21.514
Gesamte Investitionskosten für 350 kWh/10 kW	[€]	46.314

Tabelle 9: Durchschnittliche Kosten für Blei-Säure Batterien aus verschiedenen Literaturquellen [20], [24], [25] und [26]

Der Wirkungsgrad der Blei-Säure Batterie wird mit $\eta = 0,9$ für das Laden und Entladen der Batterie festgesetzt.

4.4.3 Verbrauchsprofile

Da es zum Zeitpunkt der Durchführung dieses Projektes keine repräsentativen Verbrauchsprofile für unterschiedliche Einfamilienhaushalte gab, wurden im Rahmen des Projekts anhand von typischen Haushalten/Familien Lastprofile erstellt. Mit dem Programm PV*SOL [8] wurden vier unterschiedliche Haushaltsprofile generiert.

➤ **Profil 1: DINK_HH (Double Income No Kids)**

Es werden zwei berufstätige Erwachsene dem Verbrauchsprofil DINK_HH zugrunde gelegt, die während der Woche Arbeitszeiten von 08:00 - 17:00 haben. Laut Annahmen ist am Wochenende der Stromverbrauch gering, da sich das Paar nicht zu Hause aufhält. Weiters werden fünf Wochen Urlaub im Jahr nicht zuhause verbracht. Der Gesamtverbrauch des DINK-Profiles beträgt 3.234 kWh/a und im Durchschnitt werden 0,37 kWh stündlich verbraucht (Abbildung 49).

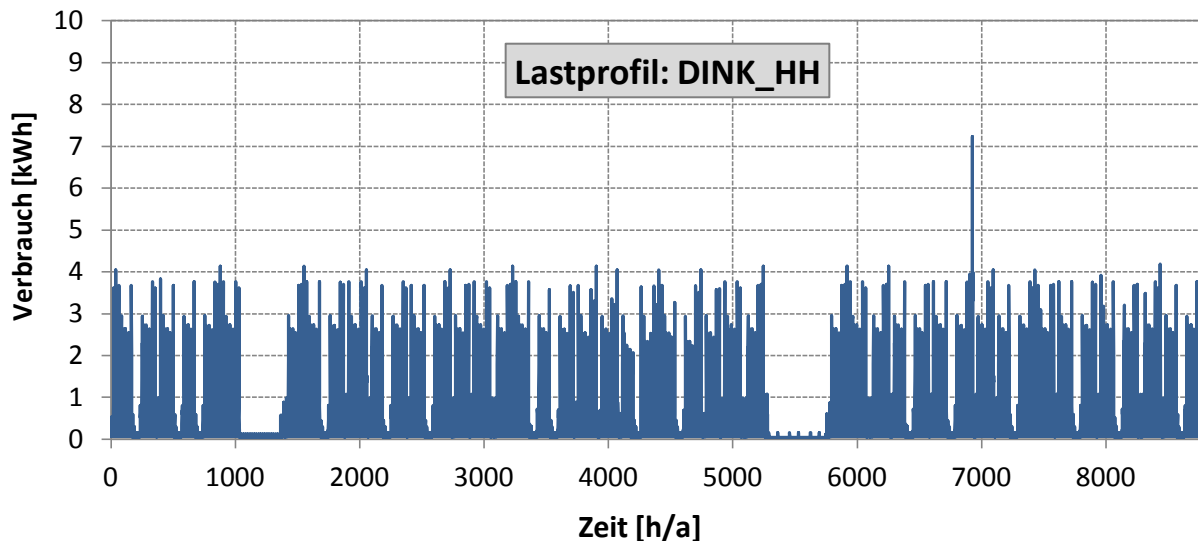


Abbildung 49: Darstellung des Verbrauchsprofils DINK_HH

➤ **Profil 2: FNSKK_HH (Familie mit zwei nicht schulpflichtigen Kindern, ein Elternteil in Karenz)**

In diesem Profil ist der Stromverbrauch konstanter über den Tag verteilt, da nur ein Elternteil berufstätig ist und der zweite zu Hause ist und sich um die Kinder kümmert. Von den fünf Wochen Urlaub jährlich werden nur 3 Wochen nicht zu Hause verbracht, auch am Wochenende befindet sich die Familie größtenteils zu Hause. Der Gesamtverbrauch des FNSKK_HH Profils beträgt 5.780 kWh/a und im Durchschnitt werden 0,66 kWh stündlich verbraucht (Abbildung 50).

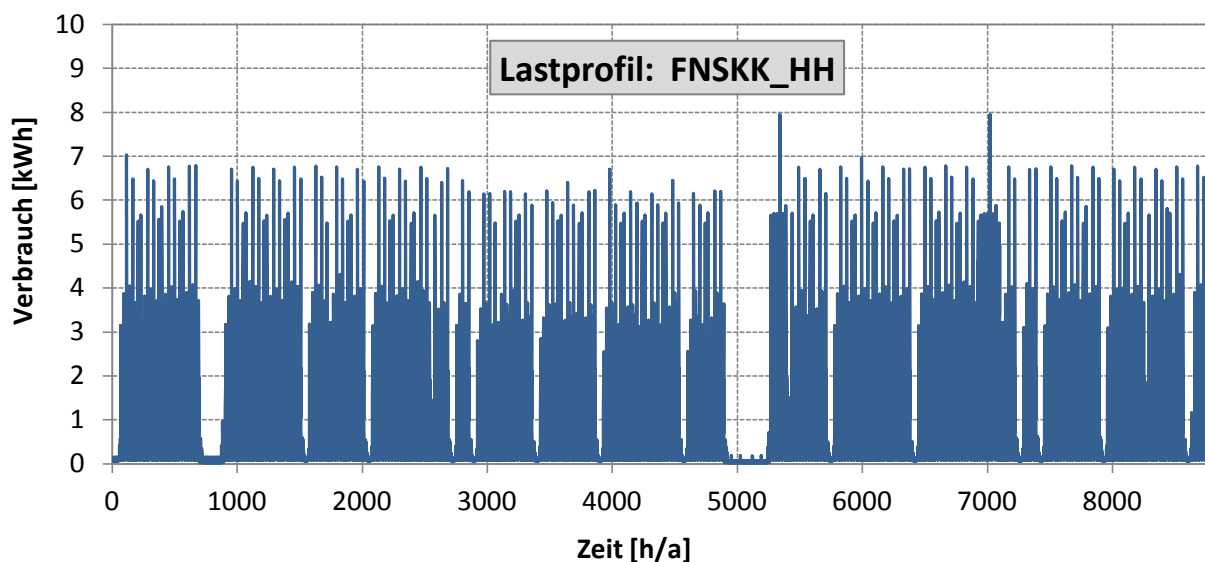


Abbildung 50: Darstellung des Verbrauchsprofils FNSKK_HH

➤ **Profil 3: FSKA_HH (Familie mit zwei schulpflichtigen Kindern, beide Elternteile arbeiten)**

In diesem Haushalt leben zwei berufstätige Erwachsene, (Arbeitszeiten wochentags von 08:00-17:00) und zwei schulpflichtige Kinder. Während der Woche ist die Familie 50 % der Zeit abends zu Hause, am Wochenende 70 % der gesamten Zeit. Zwei Wochen des Urlaubs werden zu Hause verbracht. Der Gesamtverbrauch des Verbrauchsprofil FSKA_HH Profils beträgt 5.507kWh/a und im Durchschnitt werden 0,63 kWh stündlich verbraucht, dargestellt in Abbildung 51.

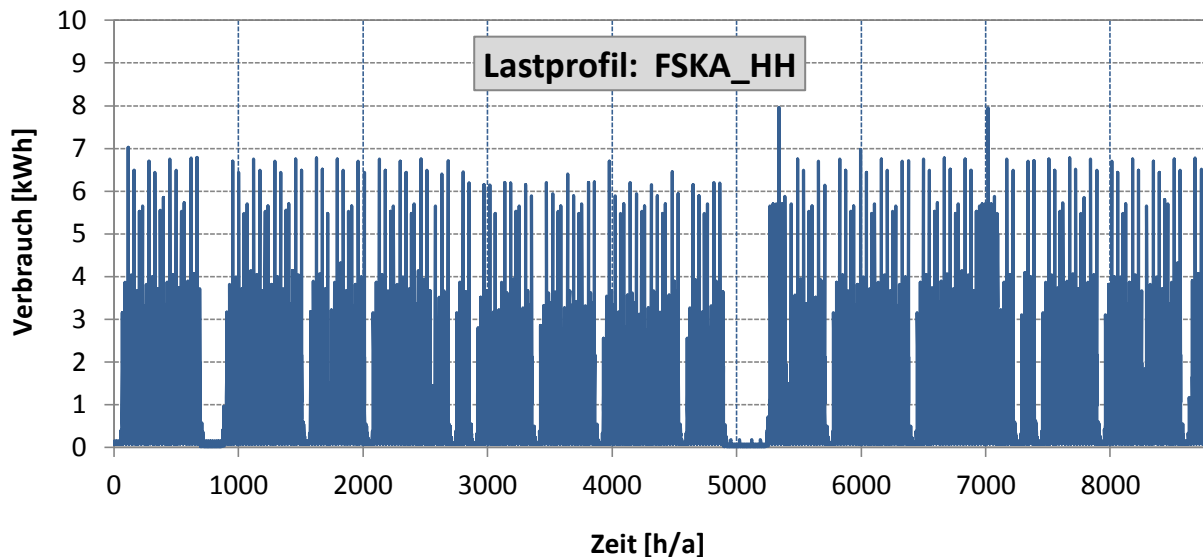


Abbildung 51: Darstellung des Verbrauchsprofils FSKA_HH

➤ **Profil 4: P_HH (Pensionistenhaushalt)**

Dieses Profil stellt den Stromverbrauch zweier Erwachsener dar, die unter der Woche 100 % der Zeit am Abend zuhause verbringen. Auch am Wochenende hält sich das Paar 70 % der Zeit im Haus auf. Fünf Wochen Urlaub im Jahr werden nicht zu Hause verbracht, der Strombezug sinkt somit in dieser Zeit ab. Der Gesamtverbrauch des Verbrauchsprofil P_HH beträgt 3.835 kWh/a und im Durchschnitt werden 0,44 kWh stündlich verbraucht, siehe Abbildung 52.

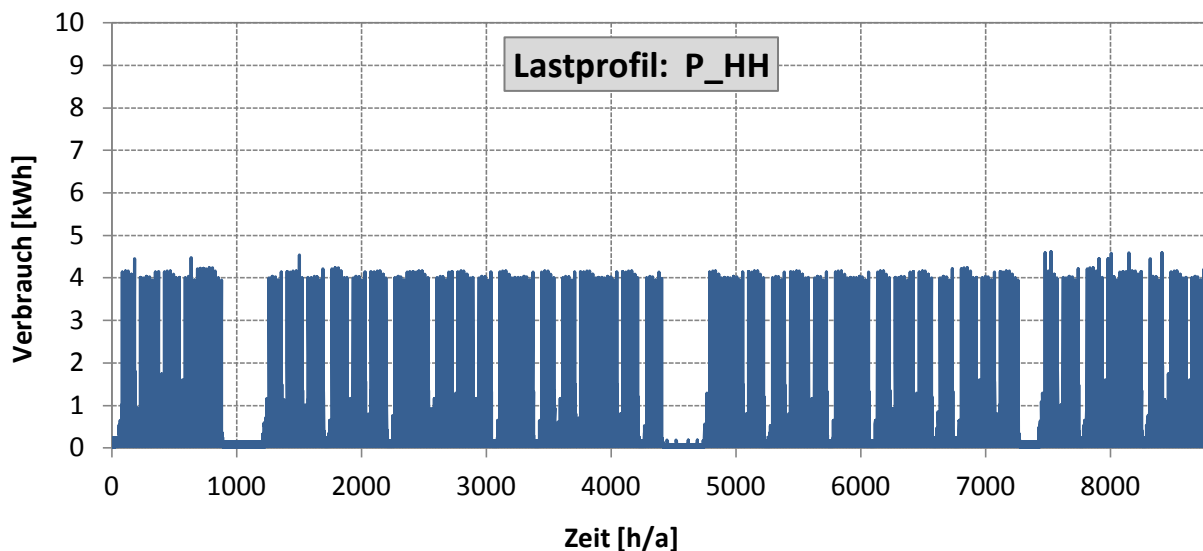


Abbildung 52: Darstellung des Verbrauchsprofils P_HH

4.4.4 Haushaltsstrompreis

In Österreich betrug der durchschnittliche Haushaltsstrompreis 19 Cent/kWh im Jahr 2010 (vgl. [27]). Da die Pilotanlage im niederösterreichischen Lichtenegg errichtet wurde, werden für die Berechnung die historischen Haushaltsstrompreise aus den Jahren 2003 - 2010 des niederösterreichischen Energieversorgers EVN herangezogen. Der Haushaltsstrompreis betrug im Jahr 2010 in Niederösterreich 19,7 Cent/kWh [28].

Da die Anlage im Netzgebiet der EVN errichtet wurde, wurde außerdem, um den erzeugten Solarstrom zu vermarkten, ein Tarif-Produkt der EVN gewählt. Für die Gültigkeit dieses Tarifs, muss zuerst der Eigenverbrauch des Haushaltes gedeckt werden und der Rest der erneuerbaren Erzeugung wird ins öffentliche Stromnetz eingespeist. Die Vergütung der Einspeisung beträgt 8,173 Cent/kWh. Bei diesem Tarifmodell handelt es sich um einen 1:1 Tarif, für den Strombezug wird somit derselbe Energiepreis verrechnet wie der Kunde für die Stromlieferung bekommt. Die Laufzeit dieses Tarifes ist für 10 Jahre garantiert (vgl. [29]).

4.4.5 Handelsstrompreis an der EEX/EXAA

Der produzierte elektrische Strom wird im Modell sowohl zur Deckung des Eigenverbrauches verwendet als auch ins elektrische Netz eingespeist und auf dem Spotmarkt gehandelt. Die Spotmarktpreise an der Energy Exchange Austria (EXAA) und European Energy Exchange (EEX) waren Grundlage für die Barwertberechnungen (vgl. [30] und [31]). Der Strompreis an der EXAA und der EEX im Jahr 2010 sind in Abbildung 53 dargestellt. Der mittlere Basis-Strompreis (0-24 h) an der EXAA betrug im Jahr 44,81 €/MWh und im Vergleich dazu an der EEX in Leipzig 44,49 €/MWh. An der EXAA betrug der Preis für Spitzenstrom (09-20 h) 51,82 €/MWh und für Off-Peak Zeiten (01-08 h und 21-24 h). Die daraus resultierende mittlere Differenz von Base- zu Peak-Preisen betrug im Jahr 2010 somit 7,01 €/MWh und die mittlere Differenz von Off-Peak- zu Peak-Preisen 14,01 €/MWh.

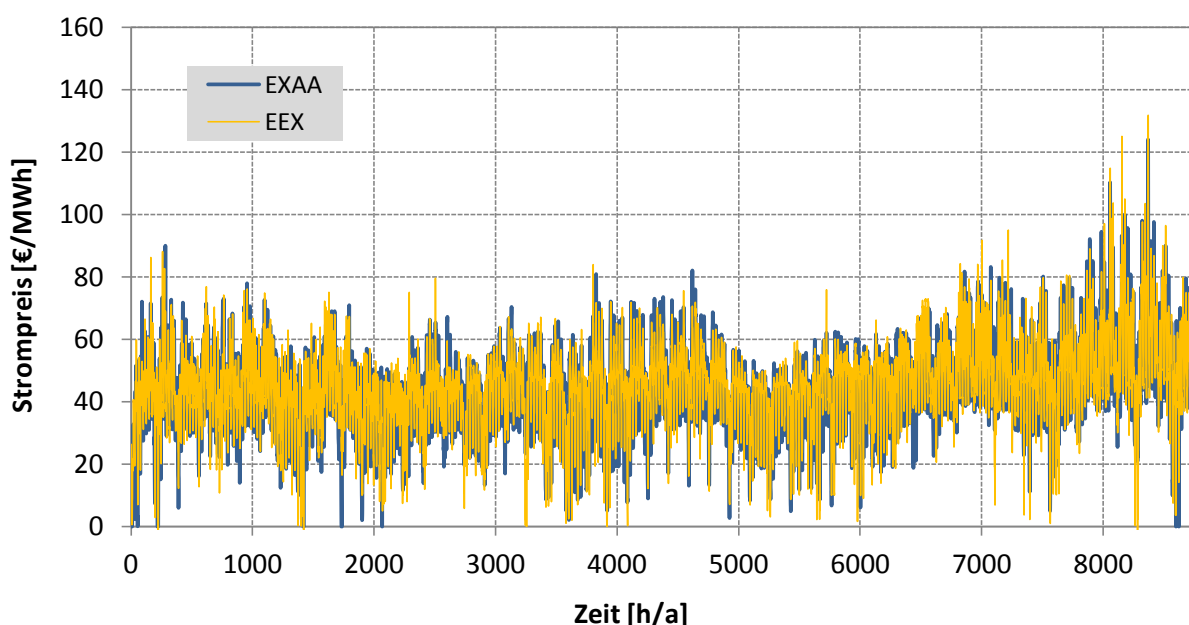


Abbildung 53: Strompreis an der EXAA und EEX im Jahr 2010 (vgl. [30] und [31])

4.5 Ergebnisse der ökonomischen Untersuchungen

4.5.1 Pilotanlage

Der Cashflow für die Pilotanlage, bei Vorgabe von Vermarktungszeitfenstern, wird in keinem der betrachteten Jahre positiv, da die laufenden Kosten (größter Kostenpunkt sind dabei die laufenden Kosten der Speichereinheit mit € 3.500 jährlich) die gesamten Erlöse, welche ca. € 750 pro Jahr betragen, übersteigen. Die gesamten Erlöse beinhalten dabei auch die Opportunitätserlöse, die durch die Reduktion der Netzbezüge aufgrund der Eigenverbrauchsdeckung erzielt werden. Die jährlichen Kosten sind im Vergleich zu den Erlösen, exemplarisch für das Verbrauchsprofil DINK_HH, 6-mal so hoch wie die jährlichen Erlöse und belaufen sich auf € 3.900.

Eine weitere Möglichkeit ergibt sich, wenn die Speichereinheit der Pilotanlage nur für den Eigenverbrauch dimensioniert wird. Die optimalen Speicherkapazitäten für die unterschiedlichen Verbrauchsprofile sind in Tabelle 6 aufgelistet. Es sinken zwar die Investitionskosten für die Speichereinheit mit einer Kapazität von ca. 50 kWh, jedoch bleiben sowohl die im Vergleich sehr hohen laufenden Kosten für die VRF-Batterie, als auch die Investitionskosten und die laufenden Kosten für die erneuerbaren Erzeugungseinheiten bestehen. Des Weiteren fallen die am Spotmarkt lukrierten Erlöse weg, wodurch die laufenden Kosten stärker ins Gewicht fallen als bei der Anlage mit größerer Batteriekapazität. Somit ist auch dieser Modellfall, mit kleinerem Eigenverbrauchsspeicher nicht wirtschaftlich.

Stattdessen wurde eine weitere Batterietechnologie, eine Blei-Säure Batterie als Speichereinheit für die Größe der Pilotanlage berechnet. Die Vorteile dieser Technologie sind sowohl geringere Investitions- als auch laufende Kosten und entsprechende Betriebserfahrungen. Für diese neue Konstellation wurde die Lade- und Entladestrategie linear optimiert, um so mit einer verbesserten Strategie mehr wirtschaftliche Erlöse zu lukrieren.

4.5.2 Betriebsstrategie - Kostenoptimierter Haushalt

Für die Pilotanlage mit einer Blei-Säure Batterie anstatt der VRF-Batterie wurden die Erlöse linear für eine kombinierte Speichernutzung zur Eigenverbrauchsdeckung und einer Vermarktung am Strommarkt optimiert. Da auch die Erlöse aus der Eigenverbrauchsdeckung (Reduktion der Netzbezüge durch Haushaltseigenverbrauch des erzeugten PV Stroms) den Batterien zugerechnet wurden, wurden die maximal erreichbaren Erlöse bei der Variante mit dem größten Haushaltsverbrauch ermittelt. Für diesen Best Case wurden Erlöse von ca. 1.400 €/a für das Verbrauchsprofil FNSKK_HH durch lineare Optimierung berechnet. Diese reichen nach wie vor nicht aus, um die Investitionskosten zu decken. Zudem werden die laufenden Erlöse am Spotmarkt größtenteils durch die laufenden Kosten der Komponenten aufgebraucht, sodass in Summe ein negativer Barwert für alle Verbrauchsprofile entsteht. Zu einem sehr ähnlichen Ergebnis führte die dynamische Optimierung der Pilotanlage mit der VRF-Batterie. Die dynamische Optimierung liefert für Verbrauchsprofil FNSKK_HH einen jährlichen Erlös von ca. 880 €.

4.5.3 Betriebsstrategie - leistungsautarke Anlage

Mit dem in Kapitel 4.3.1 beschriebenen Berechnungstool wurde auf Basis der in diesem Projekt umgesetzten Pilotanlage untersucht, wie Leistungsautarkie erreicht werden kann. Ausgehend von der errichteten Pilotanlage (ohne Kleinwindkraftanlage) werden durch Veränderung der folgenden Anlagenparameter verschiedene leistungsautarke Varianten berechnet:

- Leistung der PV-Anlage
- Kapazität der VRV-Batterie
- mit/ohne Kleinwindkraftanlage (KWKA) mit 1,5 kW

Die weiteren Anlagenparameter wurden für die Berechnung der Leistungsautarkie nicht verändert und mit folgenden Werten berücksichtigt:

- Neigung PV-Anlage: 33°
- Verbrauch: 5.781 kWh (Haushaltsprofil FNSKK_HH)
- Start SOC des Speichers: 50 %

Variante 1: Pilotanlage

Die errichtete Pilotanlage ohne Kleinwindkraft ist mit einem Jahresüberschuss von 5.116 kWh über das Jahr gesehen zwar energieautark, muss jedoch an 1.228 Stunden im Jahr zusätzliche Energie aus dem Netz beziehen um den Verbrauch entsprechend decken zu können. Abbildung 54 zeigt deutlich, dass diese Defizite ausschließlich in den Monaten von November bis Februar auftreten. Aufgrund des hohen Überschusses besteht an 1.437 h - erwartungsgemäß in den Sommermonaten - ein Energieüberschuss, der ins öffentliche Stromnetz eingespeist werden kann. Der daraus resultierende Jahresertrag der PV-Anlage beträgt 1.012 kWh/kW_{Peak}. Besteht jedoch mangels Netzanschluss keine Möglichkeit zur Überschusseinspeisung, sinkt der spezifische Jahresertrag auf 501 kWh/kW_{Peak}.

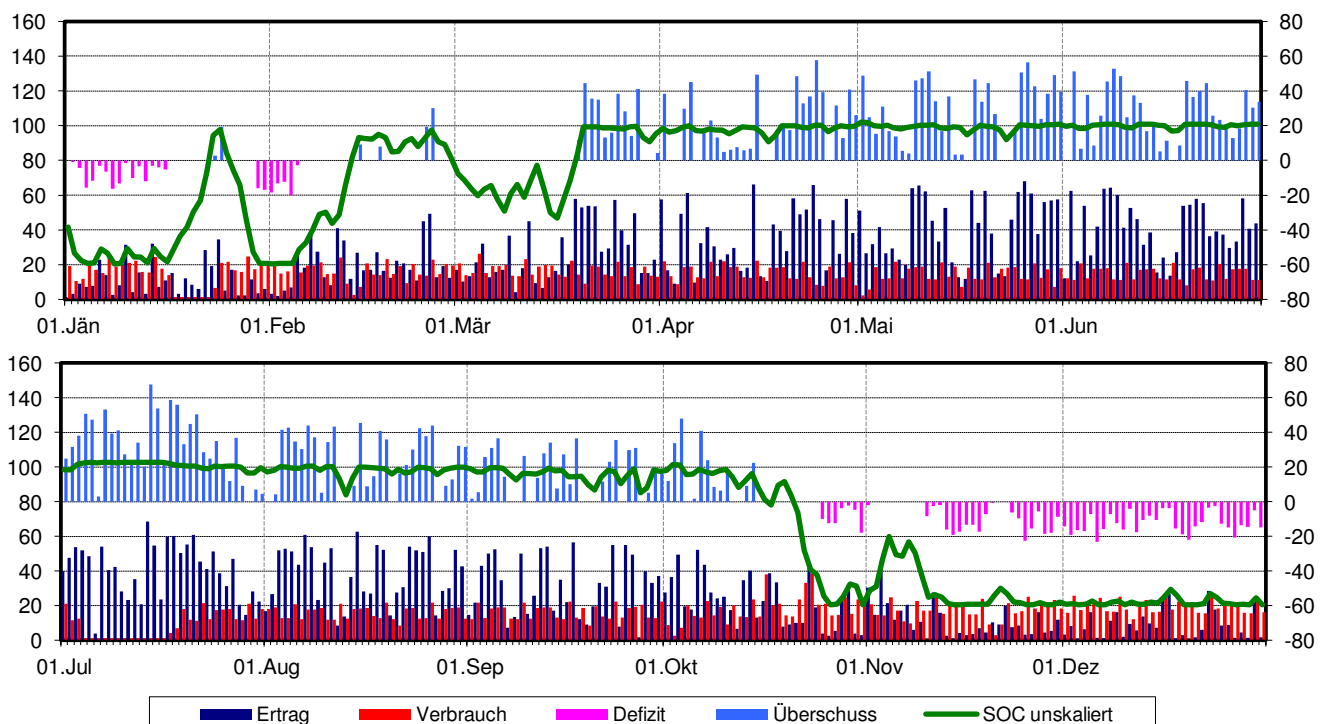


Abbildung 54: Berechnungsergebnisse zur Verbrauchs-, Erzeugungs- und Überschusssituation der Anlagenvariante 1 (Pilotanlage) im Betrachtungszeitraum von 01.01. bis 31.12

Variante 2: Leistungsautarkie der Pilotanlage durch Anpassung der Speicherkapazität

Ein möglicher Parameter, um die errichtete Pilotanlage leistungsautark betreiben zu können, ist die Erhöhung der Speicherkapazität. Um die geringen Erträge in den Monaten November bis März kompensieren zu können, muss die Speicherkapazität dementsprechend erhöht werden. Dazu bedarf es einer Erhöhung der nutzbaren Kapazität von 77,2 kWh auf 783 kWh. Berücksichtigt man darüber hinaus auch die wirtschaftliche Komponente (Speicherkosten von ca. 540 €/kWh, siehe Kapitel 4.4.2.1), ist diese leistungsautarke Variante nicht vertretbar.

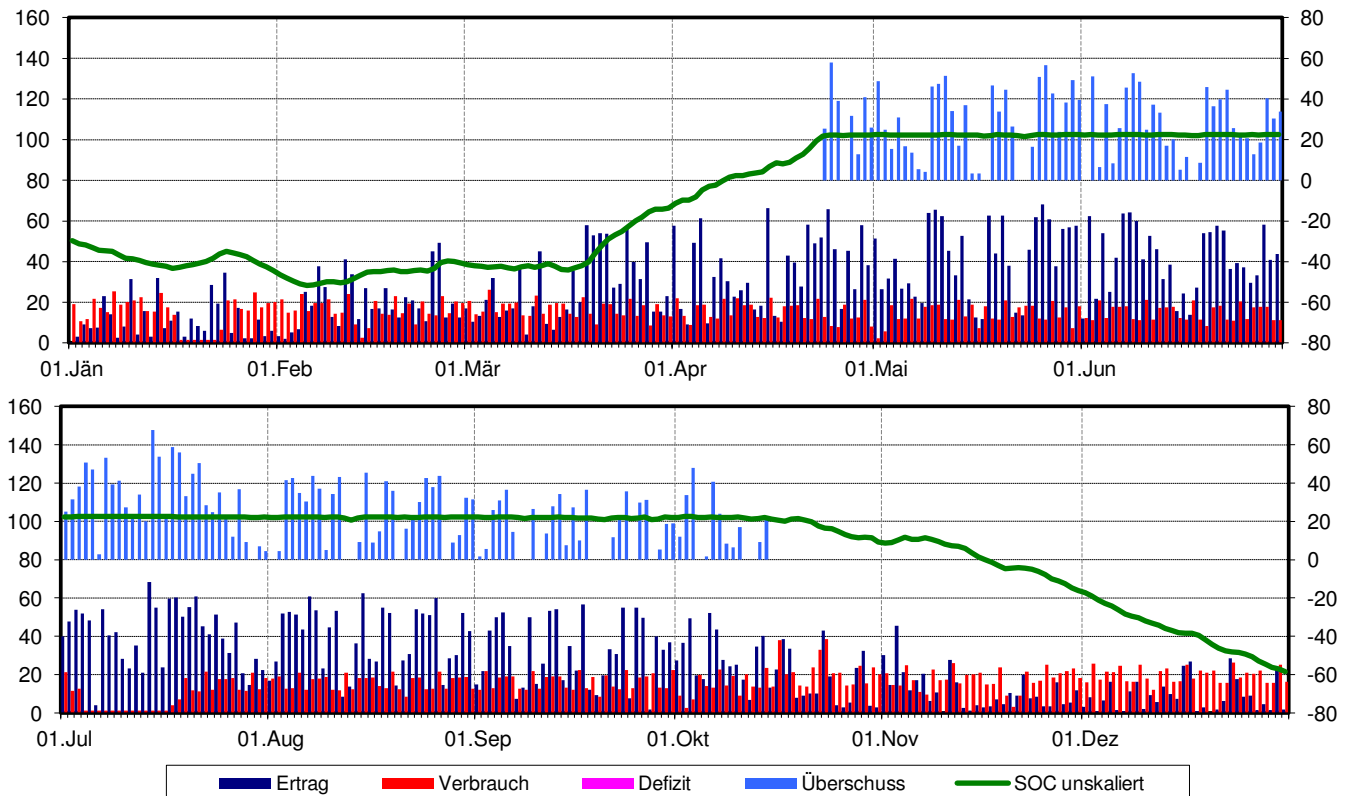


Abbildung 55: Berechnungsergebnisse zur Verbrauchs-, Erzeugungs- und Überschusssituation der Anlagenvariante 2 (max. Speicherkapazität) im Betrachtungszeitraum von 01.01. bis 31.12

Variante 3: Leistungsautarkie der Pilotanlage durch Anpassung der PV-Anlage

Ein leistungsautarker Betrieb kann auch über die Erhöhung der installierten PV-Leistung erreicht werden. Dazu sind $43,5 \text{ kW}_{\text{Peak}}$ erforderlich um an 8.760 Stunden im Jahr leistungsautark zu sein. Über das Jahr gesehen können jedoch nur ca. 5 MWh der Jahresproduktion von 44 MWh für den Eigenbedarf genutzt werden. Kann darüber hinaus der jährliche Energieüberschuss von 39 MWh mangels Netzanschluss nicht eingespeist werden, sinkt der spezifische Jahresertrag der PV-Anlage auf $116 \text{ kWh/kW}_{\text{Peak}}$. Obwohl mit einer PV-Anlage mit $43,5 \text{ kW}_{\text{Peak}}$ auch zu Zeiten mit niedriger Globalstrahlung wie Mitte Dezember bis Anfang Jänner der Verbrauch vollständig gedeckt werden kann, wäre es wirtschaftlicher, diese Zeiten mit alternativen Erzeugern abzudecken. Dies auch unter dem Aspekt, dass für die Installation einer solchen Leistung ein Flächenbedarf von etwa 400 m^2 besteht (siehe Abbildung 56).

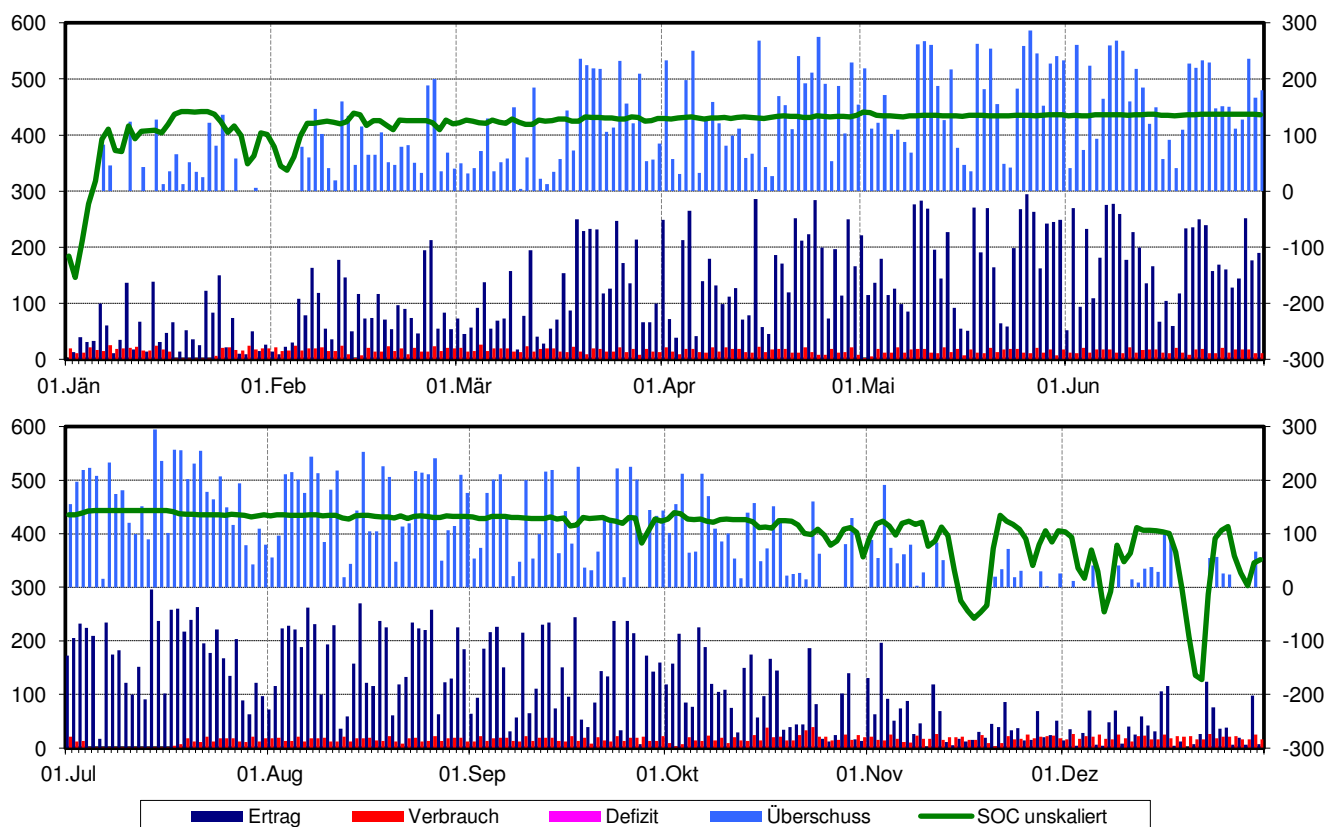


Abbildung 56: Berechnungsergebnisse zur Verbrauchs-, Erzeugungs- und Überschusssituation der Anlagenvariante 3 (max. PV-Leistung) im Betrachtungszeitraum von 01.01. bis 31.12

Variante 4: Pilotanlage mit KWKA

Eine gute Ergänzung zur PV-Anlage stellt die Kleinwindkraft dar, da Energiedefizite ausschließlich in den seitens der PV- Anlage ertragsarmen Zeiten von Ende Oktober bis Anfang Februar auftreten und die Kleinwindkraftanlage auch in diesen Zeiten Erträge erzielt – wie in Abbildung 48 ersichtlich. Mit einer 1,5 kW Kleinwindkraftanlage gelingt es die Anzahl der Stunden, an denen Strom vom Netz bezogen werden muss von 1.228 auf 793 Stunden zu senken (-35 %). Allein im Dezember sinkt das Energiedefizit durch die Integration der Kleinwindkraftanlage von 393 kWh auf 226 kWh (- 43 %), wie in Abbildung 56 ersichtlich ist. Um eine annähernd gleich hohe Reduktion mit Photovoltaik zu erzielen, müsste zusätzlich eine PV-Leistung im Ausmaß von 4 kW_{Peak} installiert werden.

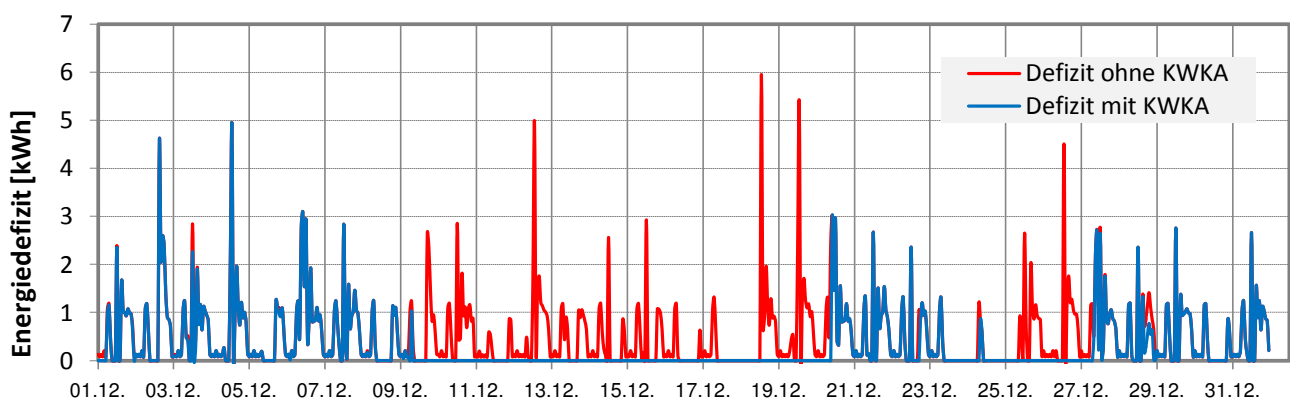


Abbildung 57: Vergleich des Energiedefizits im Betrachtungszeitraum von 1.12. bis 31.12. der Pilotanlage mit und ohne Kleinwindkraftanlage (KWKA)

Variante 5: Leistungsautarkie der Pilotanlage mit KWKA durch Anpassung der Speicherkapazität

Die leistungsautarke Abdeckung der verbleibenden 793 Stunden pro Jahr kann wie in Variante 3 über eine Erhöhung der Speicherkapazität erfolgen. Aufgrund der zusätzlichen Kleinwindkraftanlage können nun auch in den Monaten November bis Februar nennenswerte Erträge erzielt werden. Dies führt dazu, dass eine Erhöhung der nutzbaren Speicherkapazität auf 530 kWh ausreicht, um über das ganze Jahr leistungsautark zu sein. Dies bedeutet eine Reduktion der Speichervariante von über 30 % gegenüber der Variante ohne Kleinwindkraftanlage.

Variante 6: Leistungsautarkie der Pilotanlage mit KWKA durch Anpassung der PV-Anlage

Anders als bei Variante 5 sind die Auswirkung der Kleinwindkraftanlage auf die installierte PV-Leistung, die erforderlich ist um über das Jahr leistungsautark bilanzieren zu können, nur minimal. Im Vergleich zu Variante 3 kann die ohne Kleinwindkraftanlage für den leistungsautarken Betrieb erforderliche PV-Leistung von 43,5 kW_{Peak} auf 42 kW_{Peak} reduziert werden.

In Tabelle 10 sind die Ergebnisse der unterschiedlichen Varianten zusammengefasst:

Variante	1	2	3	4	5	6
PV-Leistung [kW _{Peak}]	10,0	10,0	43,5	10,0	10,0	42,0
nutzbare Speicherkapazität [kWh]	77,2	783,0	77,2	77,2	530,0	77,2
KWKA-Leistung [kWh/a]				1,5	1,5	1,5
Jahresertrag PV [kWh/a]	10.125	10.125	44.043	10.125	10.125	42.524
Jahresertrag KWKA [kWh/a]	0	0	0	1.382	1.382	1.382
Gesamtertrag [kWh/a]	10.125	10.125	44.043	11.507	11.507	43.906
Energie-Überschuss [kWh/a]	5.116	4.354	39.005	6.260	5.771	38.752
Energie-Defizit [kWh/a]	892	0	0	574	0	0
Überschuss-Stunden [h]	1.437	1.234	2.879	1.869	1.713	3.148
Defizit-Stunden [h]	1.227	0	0	805	0	0
Defizit-Stunden [%]	14,0%	0,0%	0,0%	9,2%	0,0%	0,0%
spez. Jahresertrag PV ¹ [kWh/kW _{Peak}]	501	577	116	387	435	90

¹ Unter der Annahme einer 100 %igen Eigenbedarfsnutzung der Erträge der Kleinwindkraftanlage

Tabelle 10: Mögliche Anlagenkonfigurationen zur Erreichung der Leistungsautarkie

Wie einleitend beschrieben, basieren diese Berechnungen auf der Annahme eines Neigungswinkels der PV-Anlage von 33°. Da bei einer Montage der PV-Module mit einem kleineren Neigungswinkel der jährliche Ertrag sinkt, muss dementsprechend die Speicherkapazität der Batterie erhöht werden, um weiterhin einen leistungsautarken Haushalt zu ermöglichen. Das bedeutet für Variante 2 (10 kW_{Peak} PV-Anlage und Anpassung der Speicherkapazität), dass die erforderliche nutzbare Speicherkapazität von 783 kWh um 76,8 kWh auf 860,2 kWh erhöht werden muss, wenn der Neigungswinkel der PV-Anlage von 33° auf 25° reduziert wird. Dazu ist eine zusätzliche Speicherkapazität in der Größenordnung der VRF-Batterie der Pilotanlage erforderlich (77,2 kWh).

In Tabelle 11 sind die für einen leistungsautarken Haushalt erforderlichen Speicherkapazitäten für die unterschiedlichen Verbrauchsprofile sowie die unterschiedliche Neigung der PV-Module für Variante 2 dargestellt.

Haushaltsprofil	DINK_HH		FNSKK_HH		FSKA_HH		P_HH	
Verbrauch [kWh/a]	3.234		5.780		5.507		3.835	
PV-Neigung [°]	33	25	33	25	33	25	33	25
PV-Leistung [kW_{Peak}]	10	10	10	10	10	10	10	10
Speicherkapazität [kWh/a]	196	238	979	1.075	780	871	481	600
nutzbare Speicherkapazität [kWh/a]	157	190	783	860	624	697	384	480
Jahresertrag PV [kWh/a]	10.125	9.791	10.525	9.791	10.125	9.791	10.125	9.791
Energie-Überschuss [kWh/a]	6.987	6.657	4.354	4.024	4.580	4.235	6.399	6.000
Überschuss-Stunden [h]	2.014	1.977	1.234	1.182	1.256	1.205	1.880	1.818
spez. Jahresertrag PV [$\text{kWh}/\text{kW}_{\text{Peak}}$]	314	313	617	577	555	556	373	379
notwendige Erhöhung Speicherkapazität [%]		21,35		9,80		11,69		24,87

Tabelle 11: Erforderliche Speicherkapazitäten für unterschiedliche Verbrauchsprofile und Aufstellbedingungen der PV-Anlage für leistungsautarken Betrieb der Pilotanlage (ohne KWKA)

Die Berechnungsergebnisse zum leistungsautarken Betrieb der Pilotanlage sind wie folgt zu interpretieren:

- Aufgrund der niedrigen Ertragswerte der PV in den Wintermonaten ist aus wirtschaftlicher Sicht ein leistungsautarker Haushalt mit dem gewählten Batteriespeichersystem mit einer Speicherkapazität entsprechend der Pilotanlage in Kombination mit einer PV-Anlage nicht sinnvoll.
- Generell ist Leistungsautarkie über das gesamte Jahr hinweg nur mit einem unverhältnismäßig hohen finanziellen Aufwand zu erreichen. So bedarf es entweder einer Vergrößerung der PV-Anlage von $10 \text{ kW}_{\text{Peak}}$ auf $43,5 \text{ kW}_{\text{Peak}}$ oder einer Erhöhung der Speicherkapazität von $77,2 \text{ kWh}$ auf 783 kWh damit die Pilotanlage mit einem Energie-Defizit an 1.228 h im Jahr Leistungsautarkie erreicht.
- Die PV-Anlage müsste für einen leistungsautarken Haushalt unverhältnismäßig groß dimensioniert werden, um die ertragsarmen Wintermonate abdecken zu können. Dies würde zu einem großen Überschuss an elektrischer Energie in den Sommermonaten führen, der jedoch mangels Netzanbindung nicht eingespeist werden kann. Aufgrund der Wirkleistungsbegrenzung der PV-Anlage sinkt der spezifische Jahresertrag gegenüber einer netzgekoppelten Anlage um nahezu 90% auf $116 \text{ kWh}/\text{kW}_{\text{Peak}}$.

- Eine kombinierte Dimensionierung der Speicherkapazität und der Leistung der PV-Anlage ist unter Berücksichtigung der damit verbundenen Investitionen ebenfalls keine Alternative.
- Die Erfahrung zeigt, dass die Integration einer PV-Anlage, mit einer Leistung die deutlich größer als $5 \text{ kW}_{\text{Peak}}$ ist, in Einfamilienhäusern aus Platzgründen kaum möglich ist. Leistungsautarkie kann daher in den meisten Fällen nur durch Erhöhung der Speicherkapazität erfolgen.
- Durch die zusätzliche Einbindung einer KWK-Anlage mit einer Nennleistung von 1,5 kW kann, da diese auch in den Wintermonaten einen wesentlichen Beitrag zur Versorgung liefert die Energiebilanz eines Haushaltes deutlich verbessert werden. Obwohl sich die Erzeugungsprofile der PV-Anlage und der Kleinwindkraftanlage gut ergänzen, kann aufgrund der zusätzlichen Investitionskosten für die KWKA die Wirtschaftlichkeit einer leistungsautarken Anlage nicht wesentlich verbessert werden.
- Die laufenden Kosten übersteigen die jährlichen Erlöse von maximal € 1.140 (Strombezugskosten des Haushaltes FNSKK), begründet durch die hohen laufenden Kosten der VRF-Batterie von 3.500 €/a, so dass ein negativer Cashflow entsteht. Für sämtliche untersuchten Anlagenvarianten wurde gezeigt, dass ein leistungsautarker Betrieb nicht wirtschaftlich ist.
- Durch die Unabhängigkeit vom Stromnetz treten jedoch nicht-monetäre Vorteile der leistungsautarken Anlage aus Kundensicht auf. Die Kunden sind nicht von Netzstörungen sowie von Schwankungen des Strompreises betroffen und können sich selbst eine hohe Versorgungssicherheit gewährleisten. Diese Vor- und Nachteile müssen bei einer etwaigen Entscheidung für oder gegen eine leistungsautarke Anlage vom Kunden individuell abgewogen werden.

Abbildung 58 illustriert die Systemkonfiguration der modellierten Anlage. Der Speicher agiert als eigenständige Einheit, welche bei Verfügbarkeit auch überschüssigen PV-Strom zwischenspeichern und anschließend auf dem Regelenergie- sowie Spotmarkt vermarkten kann. Dies ermöglicht eine Bewertung des reinen Speichereinsatzes sowohl für Großkraftwerke (10 MW, 100 MWh), als auch für ein Pooling von Kleinspeichern (10 kW, 100 kWh) mit kombinierter PV-Anlage und Haushalt.

Abbildung 3 (siehe Kapitel 2.1.1) zeigt die Lade- und Entladekennlinie der VRF-Batterie, welche im Modell berücksichtigt wurde (10 kW, 100 kWh). Diese wird dabei zwischen 10 % und 83 % des SOC betrieben. Für eine Teilnahme am Regelenergiemarkt (tertiär und sekundär) muss das Batteriesystem für Zeitblöcke von 4 Stunden konstante Leistung bereitstellen können. Daher kann für die implementierte Entladekennlinie ein Bereich zwischen 25 % und 83 % SOC mit konstanter Leistung von 10 kW verwendet werden. Für die Ladung wurde ein SOC Bereich zwischen 10 und 61,38 % bei 10 kW Leistung implementiert (siehe Abbildung 3).

Wie bereits erwähnt, wurde die Modellierung für einen kombinierten Einsatz des Speichers auf dem Regelenergie- und Spotmarkt ausgelegt. Der Einsatz auf dem Regelenergiemarkt wird dabei auf den Sekundär- und Tertiärregelenergiemarkt beschränkt, wobei entsprechende Frequenzabweichungen durch Ungleichgewicht von Erzeugung und Verbrauch (siehe auch [35]) ausgeglichen werden. Abbildung 59 zeigt in diesem Zusammenhang die Verteilung von Regelenergieabrufen zwischen 2006 und 2010 für positive Tertiär- und Sekundärregelenergie.

Die Regelenergiereserve wird mit den Anlagen, die mit Austrian Power Grid (APG) unter Vertrag stehen, in Primär-, Sekundär- und Tertiärreserve unterteilt. Die Aktivierung der erwähnten Reserven basiert auf Frequenzmessungen und ein sequentielles Kontrollsystem. Beim Auftreten eines Fehlers ist die Primärreserve in der Lage, die Frequenz des Systems zu stabilisieren, wenn die Frequenz von 50 Hz (± 20 mHz) abweicht. Eine weitere Abweichung von ± 180 mHz führt zur Aktivierung der gesamten Primärreserve. Die Sekundärreserve wird innerhalb von Sekunden aktiviert (automatisch), womit versucht wird den normalen Frequenzwert wiederherzustellen und die Primärreserve, die für mögliche andere Fehler wieder vorgehalten wird, zu ersetzen. Die Sekundärreserve restabliert dabei auch den geplanten Energiefluss zwischen den verschiedenen Regelzonen. Hält die Frequenzabweichung in der Regelzone weiter an (z.B. innerhalb 15 Minuten) wird schließlich die Tertiärreserve (manuelle Aktivierung) eingesetzt und setzt damit die Sekundärreserve frei (Wiederherstellung des Frequenzwertes vor der Frequenzabweichung). Die erwähnten Abweichungen kommen aufgrund von Ungleichheiten zwischen der Erzeugung und dem Verbrauch zustande, wobei eine erhöhte Erzeugung bzw. ein verringerter Verbrauch eine Frequenzerhöhung des Systems zur Folge hat. In diesem Fall muss das System mit Verringerung der Erzeugung oder Erhöhung des Verbrauchs entsprechend beeinflusst werden. Bei einer umgekehrten Abweichung zwischen Erzeugung und Verbrauch wird das System mit zusätzlicher Einspeisung oder dem Rückgang des Verbrauchs stabilisiert.

Die Auflösung der Analysedaten (15 min Werte) ergibt damit 96 mögliche Abrufe pro Tag. Auf dem Tertiärregelenergiemarkt ist im Betrachtungszeitraum eine sinkende Tendenz von täglichen Abrufen zu erkennen, welche mit einer Reduktion der abgerufenen Energie von 63 GWh (2006) auf 9 GWh (2010) verbunden ist. Konträr dazu stieg die Anzahl der Abrufe am Sekundärregelenergiemarkt sowie auch der Energieumsatz von 270 GWh (2006) auf etwa 300 GWh (2010).

Wird dieser Umstand interpretiert, so könnten folgende Gründe zu einer Substitution von Tertiärregelenergie durch Sekundärregelenergie geführt haben:

- Kürzere Intervalle der Abweichungen zwischen Erzeugung und Verbrauch
- Verbesserte Prognosesysteme und damit Effizienzsteigerung
- Zusätzliche Kapazitäten werden am Sekundärregelenergiemarkt eingesetzt

Jedenfalls ist davon auszugehen, dass sinkende Energieumsätze auf dem Tertiärregelenergiemarkt zu geringeren Erlösmöglichkeiten für den Speichereinsatz führen werden. Dies wird in den Ergebnissen entsprechend diskutiert. Für die weitere Analyse wird zudem davon ausgegangen, dass der Einsatz der untersuchten Anlagengrößen auf dem Regelenergiemarkt möglich ist, obwohl die Marktregeln (vgl. [37]) vor allem ein Pooling von Kleinanlagen derzeit noch nicht zulassen. Die ermittelten Ergebnisse sind daher als theoretische Werte zu interpretieren, welche zur Ableitung allgemeiner Aussagen herangezogen werden sollen (siehe Kapitel 7).

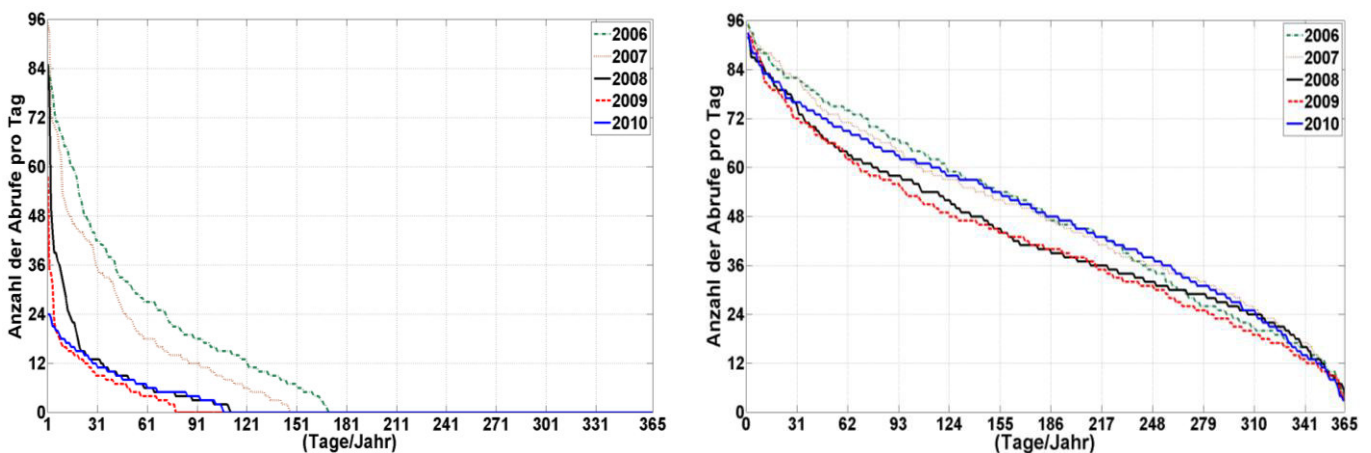


Abbildung 59: Verteilung von Regelenergieabrufen pro Tag zwischen 2006 und 2010 für positive Tertiärregelenergie (links) und positive Sekundärregelenergie (rechts)

Schließlich zeigt Abbildung 60 die Einsatzstrategie der Batterie bei kombiniertem Einsatz auf dem Spot- und Regelenergiemarkt (hier beispielhaft für Tertiärregelenergie; gleiche Einsatzstrategie im Sekundärregelenergiemarkt). Die blauen Balken in der Grafik zeigen dabei die täglichen Abrufe für Tertiärregelenergie im Jahr 2010. Positive Regelenergieabrufe zwischen 0:00 und 12:00 sowie 16:00 und 20:00 repräsentieren dabei längerfristige Abweichungen der Erzeugung vom Verbrauch durch nicht prognostizierte Verbrauchssteigerungen. Konträr dazu verursachen Lastabwürfe in den Morgenstunden z.B. zwischen 00:00 und 04:00 den Bedarf an negativer Regelenergie auf dem Tertiärregelenergiemarkt.

Folglich werden vor allem für diese Zeitfenster (höchste Anzahl an Regelenergieabrufen) Regelblöcke definiert, in denen die Batterien Regelleistung vorhalten und auf dem Regelenergiemarkt anbieten. Wird zu Beginn dieser Regelblöcke keine Regelleistung abgerufen, so kann das Optimierungsmodell die vorhandenen Batteriekapazitäten auf dem Spotmarkt anbieten und entsprechende Peak-Off Peak Arbitrage durchführen. Die restlichen Zeitblöcke (04:00 bis 08:00; 20:00 bis 24:00) werden auf dem Spotmarkt derart gehandelt, dass die vorzuhaltenden Speicherkapazitäten für die Regelenergieblöcke erreicht werden können.

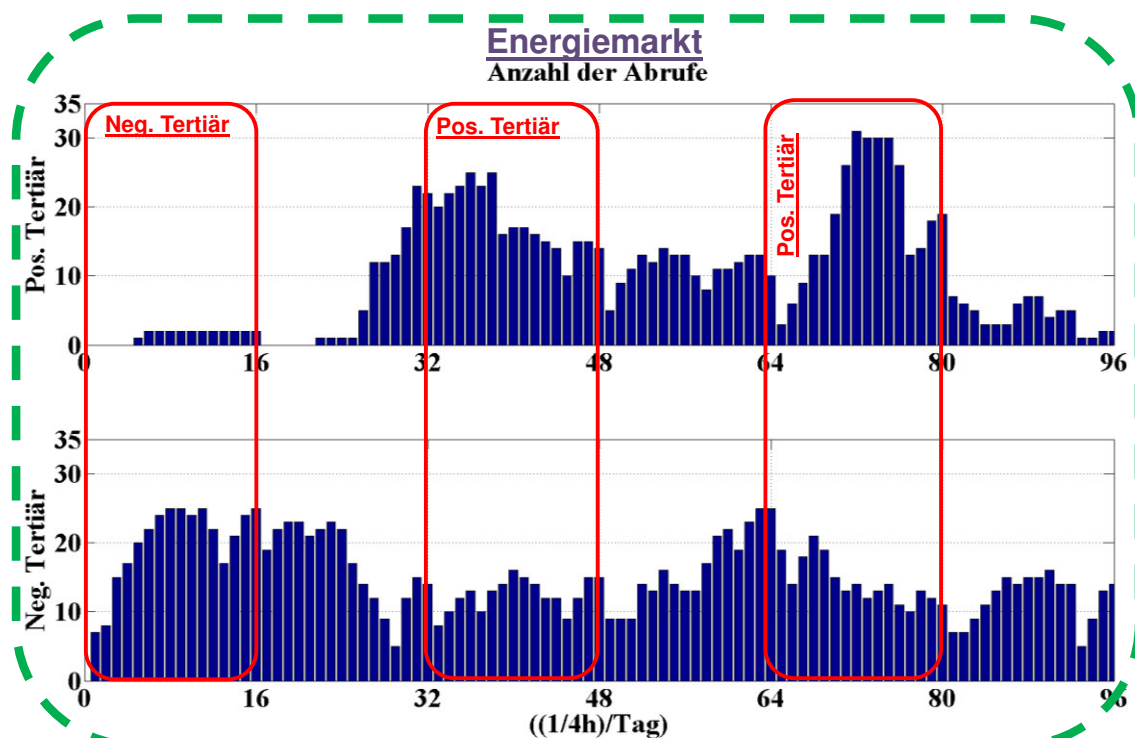


Abbildung 60: Einsatzstrategie der Batterie basierend auf historischen Marktdaten bei kombiniertem Einsatz am Regelenenergie- und Spotmarkt

Das Optimierungsproblem und die entsprechenden Randbedingungen sind dabei wie folgt implementiert worden, wenn angenommen wird, dass

- die Batterie einen Eigenverbrauch von 155 Watt besitzt (= Parametervorgabe der Pilotanlage)
- die Lade- und Entladeeffizienz bei 95 % liegt
- die Lade und Entladekennlinie aus Abbildung 3 gültig ist.

Somit gilt (26) mit den Randbedingungen (27) bis (29).

$$Z_{VRB}(t+1) = Z_{VRB}(t) + P_{Lade}(t+1)(Z_{VRB}(t)) * \eta_{Lade} - P_{Entlade}(t+1)(Z_{VRB}(t)) - EV \quad (26)$$

$$0 \text{ kWh} \leq Z_{VRB} \leq 83 \text{ kWh} \quad (27)$$

$$2,4 \text{ kW} \leq P_{Lade,t}(Z_{VRB}(t)) \leq 10 \text{ kW} \quad (28)$$

$$5,2 \text{ kW} \leq P_{Entlade,t}(Z_{VRB}(t)) \leq 10 \text{ kW}$$

$$65 \text{ kWh} \leq Z_{VRB,Regelmarkt,positiv} \leq 83 \text{ kWh} \quad (29)$$

$$Z_{VRB,Regelmarkt,negativ} \leq 21,38 \text{ kWh}$$

Mit:

Z_{VRF} Speicherinhalt der Batterie in [kWh]

P Lade-/Entladeleistung in [kW]

EV Eigenverbrauch der Batterie in [kWh]

η Wirkungsgrad

Formel (30) bezeichnet dabei die Randbedingung zur Teilnahme am positiven oder negativen Regelenenergiemarkt. Entsprechende Batterieladezustände sind einzuhalten, damit die reservierten Blöcke auf dem Regelenenergiemarkt erfüllt werden können.

Entsprechend werden die Deckungsbeiträge des Speichereinsatzes auf dem Regelenenergie- und Spotmarkt aus den Differenzen der Kosten der Stromeinkäufe (Bezug) sowie den Erlösen aus den Stromverkäufen (Lieferung) berechnet. Dazu wurden historische Marktdaten vom Spotmarkt der EEX aus dem Jahr 2010 (vgl. [31]) sowie der Regelenenergiemarktdaten auf dem Tertiärregelenenergiemarkt in Österreich (vgl. [36]) verwendet. Für Erlöse auf dem Sekundärregelenenergiemarkt wurden Preisdaten aus Deutschland verwendet, da zum österreichischen Sekundärregelmarkt im Untersuchungszeitraum noch keine Daten vorhanden waren (vgl. [37]). Es ist jedoch zu erwarten, dass die österreichischen Preise durch die Kopplung der Märkte nahezu gleich ausfallen werden. Tabelle 12 zeigt die im Modell verwendeten Zahlenwerte für die Regelenenergiearten, auf denen die Bewertungsergebnisse in Kapitel 5.3.1 beruhen.

		Leistungspreis [€/MW/h]	Energiepreis [€/MWh]
Tertiär	Positiv	1	98
	Negativ	5	4
Sekundär	Positiv	10,62	129,17
	Negativ	13,46	19,40

Tabelle 12: Verwendete Leistungs- und Energiepreise auf den Regelenenergiemärkten des Jahres 2010

5.2 Kooperative Vermarktung von Regelenergie im virtuellen Regelkraftwerk

In Zusammenhang mit dem entwickelten Modell aus Kapitel 5.1 wird in diesem Kapitel die Auswertung einer Vermarktung von vielen kleinen erneuerbaren Erzeugungsanlagen als virtuelles Regelkraftwerk (EE-Kraftwerk) vorgenommen. Untersucht wird vor allem, ob eine verteilte Einbindung kleiner dezentraler Speicherkraftwerke einen Zusatzerlös im Vergleich zu einem Großkraftwerk erreichen kann.

Es wird dazu angenommen, dass die technischen Mindestanforderungen zur Bereitstellung von Regelenergie durch ein Pooling von Speichieranlagen erfüllt werden. Entsprechende Erlösmöglichkeiten durch Pooling werden daraus abgeleitet und dienen als Grundlage der Bewertung des bestehenden Förderbedarfs, der für einen wirtschaftlichen Betrieb von Erzeuger/Speicherkombinationen auf dem Regelenergiemarkt notwendig wäre (siehe Kapitel 6.4.3).

Das entwickelte Matlab-Modell wurde für die Anforderungen dieser Untersuchung adaptiert, um für eine gleichmäßige Verteilung von 1.000 Kleinanlagen (10 kW, 100 kWh) auf alle österreichischen Stadt- und Landbezirke (inkl. dem Teststandort Lichtenegg bei 10 Anlagen je Bezirk) den kumulierten Einsatz auf dem Regelenergiemarkt automatisiert betrachten zu können. Jede Anlage wird dazu mit den regional erhobenen PV-Erzeugungsprofilen aus Kapitel 6 und dem Haushaltsprofil FNSKK (siehe Kapitel 4.4.3) kombiniert und deren Einsatz am Regelenergie- sowie Spotmarkt optimiert.⁵ Die je Anlage erreichbaren Erlöse werden schließlich kumuliert und in Bezug zum Erlös einer Einzelanlage (Großanlage mit 10 MW und 100 MWh) gestellt. Dies wird in Kapitel 5.3.2 vorgenommen.

5.3 Ergebnisse und Schlussfolgerungen

5.3.1 EE-Kraftwerk zum Einsatz auf dem Regelenergie- und Spotmarkt

Die Berechnungsergebnisse zum Einsatz eines EE-Kraftwerks auf dem Regelenergie- und Spotmarkt werden in den folgenden Abbildungen getrennt für den Tertiärregelmarkt und Sekundärregelmarkt (jeweils kombiniert mit dem Spotmarkt) dargestellt. Die jeweiligen Ergebnisse werden dabei in drei unterschiedliche Erlösallokationsschemata eingeteilt nach:

- **Erlöszuteilungsschema 1 (EZS 1):** Alleiniger Einsatz des Speichers auf dem Regelenergie- und Spotmarkt.
- **Erlöszuteilungsschema 2 (EZS 2):** zusätzlich zu EZS 1 werden Erlöse durch Eigenbedarfsdeckung des Haushaltsverbrauches durch die PV-Erzeugung der Batterie gegengerechnet. Die PV-Anlagen werden dabei als bereits abgeschrieben betrachtet.
- **Erlöszuteilungsschema 3 (EZS 3):** zusätzlich zu EZS 1 & 2 wird überschüssiger PV-Strom zum Nulltarif verwendet, um den Speicher für die Regelenergievermarktung zu füllen; Dies stellt das „Best Case“ für die wirtschaftlichen Bewertungen dar.

⁵Dahingehend ist anzumerken, dass keine Auswirkung des Anlagenkollektivs auf den Regelenergiepreis unterstellt wurde.

Abbildung 61 zeigt die Berechnungsergebnisse zum Batterieeinsatz auf dem Tertiärregelenergiemarkt in Kombination mit dem Spotmarkt für die zuvor beschriebenen Erlösallokationsschemata. Aufgrund der geringeren Anzahl an Abrufen und gehandelter Regelernergie, sind für den alleinigen Einsatz des 10 kW, 100 kWh Speichers Erlöse von etwa 430 €/Jahr im Jahr 2010 zu erwirtschaften. Wird dies für eine Großanlage mit 10 MW und 100 MWh skaliert, so wären diese Erlöse mit dem Faktor 1.000 zu multiplizieren, woraus in etwa 430 k€/Jahr resultieren. Entsprechend höher fallen die jährlichen Gesamterlöse für die weiteren Erlösallokationen aus (EZS 2 rund 930 €/Jahr; EZS 3 rund 1.070 €/Jahr). Signifikant höhere Erlöse können auf dem Sekundärenergieregulmarkt kombiniert mit dem EEX-Spotmarkt im Jahr 2010 erreicht werden - wie Abbildung 62 zeigt. Gesamterlöse bis zu 2.950 €/a sind dabei im Best Case zu erreichen.

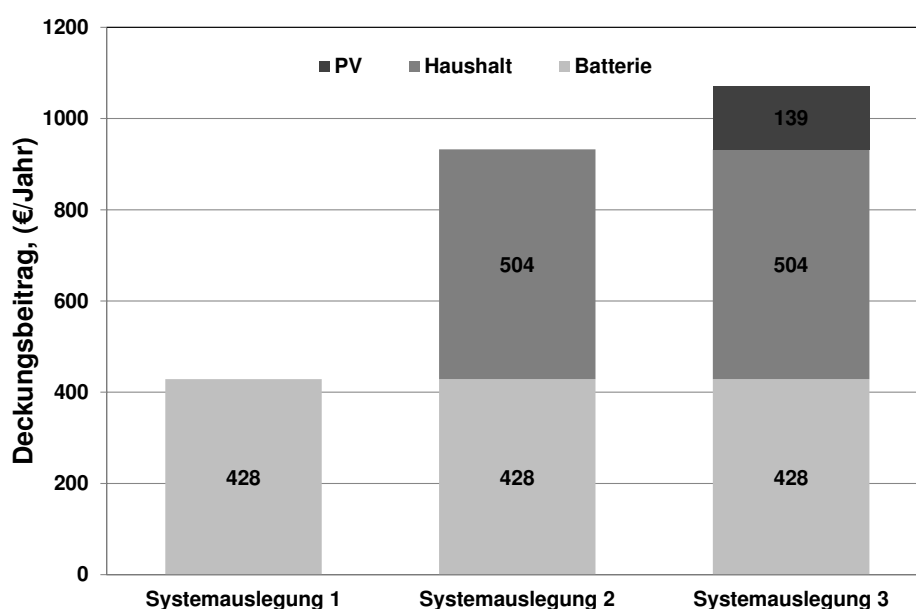


Abbildung 61: Erlöse des Batteriesystemeinsatzes auf dem Tertiärregelenergie- und Spotmarkt für drei Erlösallokationsschemata

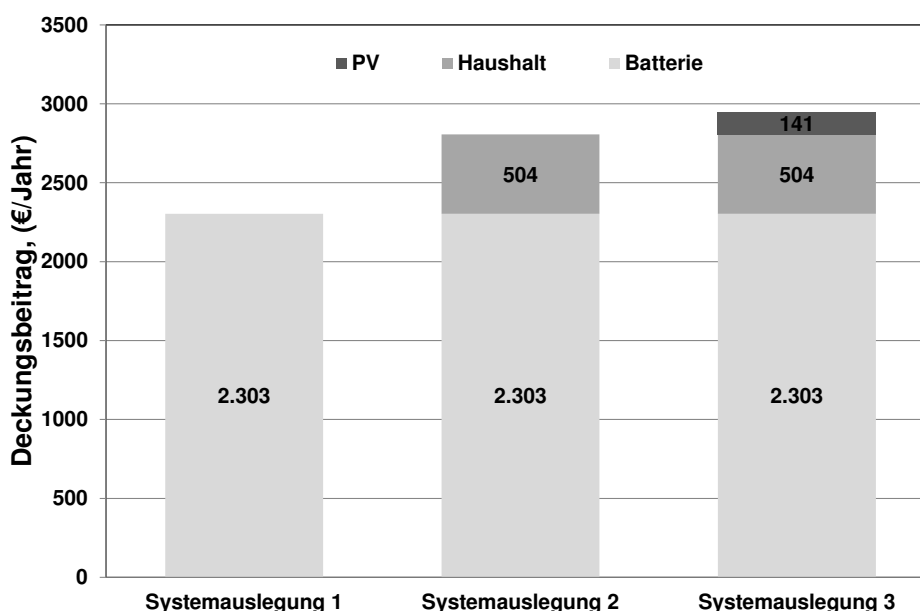


Abbildung 62: Erlöse des Batteriesystemeinsatzes auf dem Sekundärregelenergie- und Spotmarkt für drei Erlösallokationsschemata

Wird eine Sensitivitätsanalyse der Preisparameter auf dem Sekundärregelenergiemarkt je Einsatzart durchgeführt, so zeigt Abbildung 63 die entsprechenden Auswirkungen auf die erreichbaren Erlöse. Eine Variation des Energiepreises hat dabei signifikant höhere Auswirkungen als jene des Leistungspreises. Dies reflektiert auch das implementierte Verhältnis von Leistung zu Kapazität (1:10 bei der VRF-Batterie) im Bewertungsmodell.

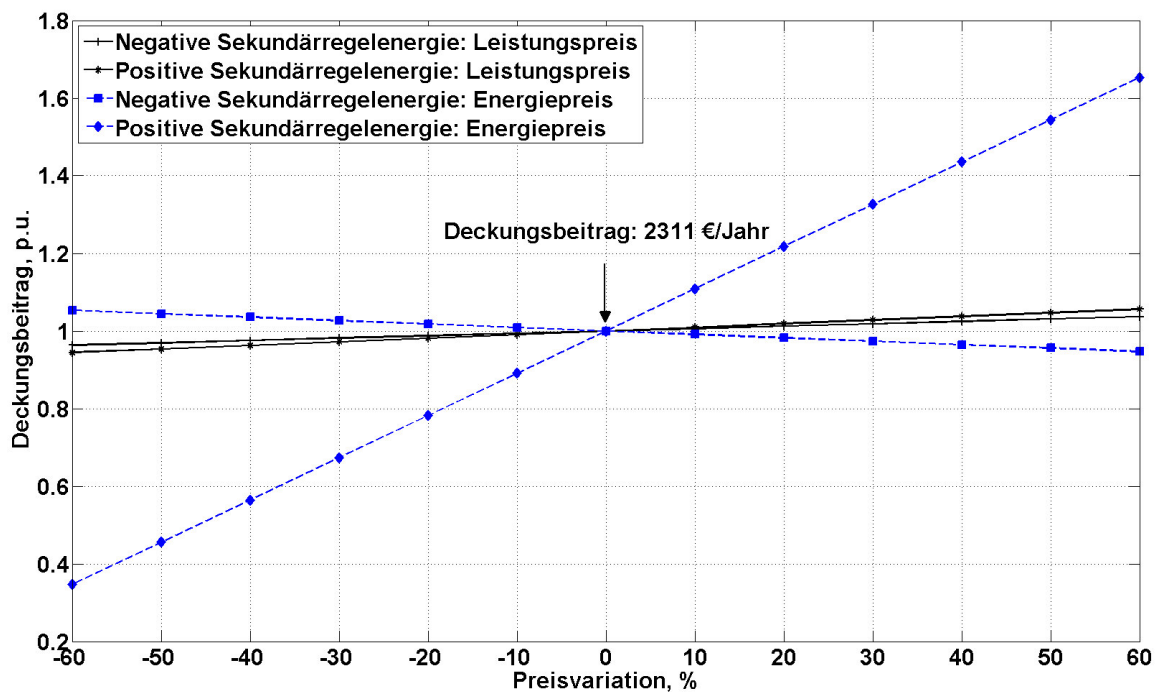


Abbildung 63: Sensitivitätsanalyse des VRF-Batterie Speichereinsatzes auf dem Regelenergie- und Spotmarkt

5.3.2 Kooperative Vermarktung von Regelenergie im virtuellen Regelkraftwerk

Im Zusammenhang mit der kooperativen Vermarktung der Regelenergie in einem virtuellen Regelkraftwerk wurde das Erlöspotential des behandelten Batteriesystems für alle Bezirke in Österreich berechnet. Die Bandbreite der Erlöse ergibt sich aus den unterschiedlichen PV-Erzeugungsprofile (10 kW_{Peak}) je Bezirk. Die Erzeugungsprofile ergeben sich aus der Ermittlung der Globalstrahlungswerte unter Berücksichtigung der Anteile von Direkt- und Diffusstrahlung und des Reflexionsanteil sowie den technischen Eigenschaften der PV-Module (Wirkungsgrad, Ausrichtung und Neigung der PV-Anlage).

Abbildung 64 stellt die Bandbreite der Erlöse der PV-Anlage (10 kW_{Peak}) in allen vorhandenen Bezirken (insgesamt 100 Bezirke) in Österreich für Erlöskalkulationsschema 2 und 3 dar. Die rote Linie repräsentiert dabei den Medianwert, innerhalb des blauen Rechtecks liegen 50% der errechneten Werte und die strichlierte Linie gibt die Bandbreite aller Werte an.

Die Erlöse liegen beim Erlöszuteilungsschema 2, Sekundärregelenergie, in einer Bandbreite von 2.444 bis 2.528 €/Jahr mit einem maximalen Unterschied von 84 €/Jahr (siehe Tabelle 13). Werden jedoch alle Anlagen des Poolings betrachtet, ergibt sich daraus lediglich ein Erlösgewinn von etwa 0,7% im Vergleich zu einer einzelnen Großanlage.

Weitere Bandbreiten liegen beim Erlöszuteilungsschema 3 - Sekundärregelenergie, bei rund 200 €/Jahr bzw. beim Tertiärregelenergiemarkt bei ca. 150 €/Jahr (siehe Tabelle 13 und Tabelle 14).

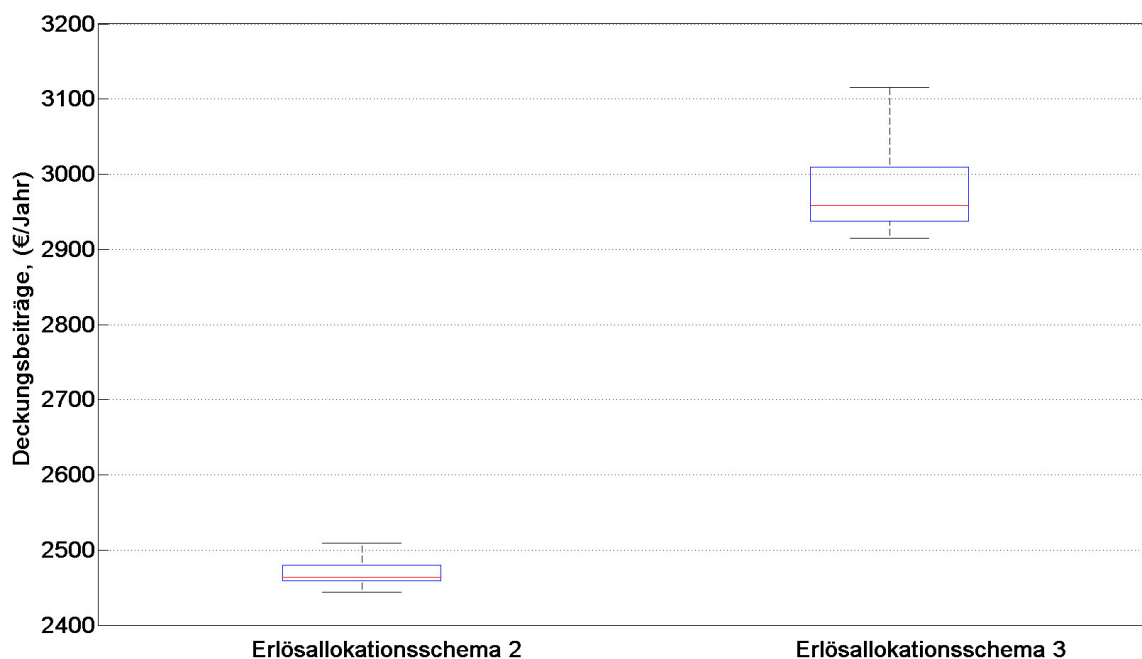


Abbildung 64: Erlöse des Batteriesystemeinsatzes auf dem Sekundärregelenergiemarkt für die Erlöskalkulationsschemata 2 und 3 für alle österreichischen Bezirke mit unterschiedlichen PV-Profilen

		Erlöszuteilungsschema 2	Erlöszuteilungsschema 3
Deckungsbeitrag (€/Jahr)	Maximum	2.528	3.115
	Minimum	2.444	2.915
	Median	2.463	2.958

Tabelle 13: Statistische Kenngrößen der Erlöse des Batteriesystemeinsatzes auf dem Sekundärregelenergiemarkt für alle österreichischen Bezirke

		Erlöszuteilungsschema 2	Erlöszuteilungsschema 3
Deckungsbeitrag (€/Jahr)	Maximum	642	1.229
	Minimum	568	1.037
	Median	585	1.079

Tabelle 14: Statistische Kenngrößen der Erlöse des Batteriesystemeinsatzes auf dem Tertiärregelenergiemarkt für alle österreichischen Bezirke

6 Gesamtwirtschaftliche Auswirkungen PV-Batteriespeicher-Systemen in Österreich

6.1 Potentialanalyse

Die Potential- und Kostenanalyse auf regionaler Ebene baut auf den Ergebnissen des Projekts „Regio-Energy“ (vgl. [38]) sowie Experteninputs zu regionalen Potentialen in Niederösterreich seitens der EVN auf. Dabei wurden aus lokalen Photovoltaikpotentialen in städtischen und ländlichen Gebieten für unterschiedliche Batterieauslegungen (leistungsautarke Anlagen, Pilotanlagendimensionierung, Großanlagen) theoretisch verfügbare Batteriepotentiale abgeleitet. Für Niederösterreich wurde dies detailliert auf Bezirksebene für die restlichen Bundesländer aggregiert auf Bundeslandsebene abgebildet. Eine Ausnahme bilden österreichische Stadtbezirke, die gesondert betrachtet wurden.

Die somit errechneten theoretischen Potentiale wurden schließlich für ein PV Potentialausschöpfungsszenario im Jahr 2020 unter Berücksichtigung der Batterieaufstellungsmöglichkeiten in städtischen und ländlichen Regionen in erreichbare Batteriestückzahlen umgerechnet. Aufbauend darauf wurden die kumulierten Gesamtkosten einer solchen regionsspezifischen Potentialausschöpfung (für unterschiedliche Durchdringungsraten) gesammelt und in Relation zum erreichbaren Nutzen (abgeleitet aus den Ergebnissen in Kapitel 4) für die jeweiligen Einsatzstrategien (z.B. optimierter Haushalt, EEX Vermarktung, Regelenergie) gestellt.

Im Projekt „Regio Energy“, welches als hauptsächliche Datenbasis für die durchgeführte Potentialanalyse diente, wurden reduzierte technische Potentiale für Photovoltaik erfasst. Diese beziehen sich auf erreichbare Energiepotenziale, die für jeden Bezirk in Österreich erhoben wurden. Alle ermittelten Potenziale sind dabei Gesamtpotenziale, das bedeutet, dass die angegebenen Werte keine Restpotenziale darstellen, sondern auch den derzeitigen Bestand beinhalten. Zur Berechnung dieser Photovoltaikpotentiale wurden folgende Annahmen getroffen:

- Das technische und das reduzierte technische Potenzial resultiert auf der Basis eines Flächenpotenzials.
- Es wird dabei davon ausgegangen, dass entsprechende Netzzugänge verfügbar sind
- Die Flächenkonkurrenz zur Solarthermie, wurde im reduzierten technischen Potential berücksichtigt (Aufteilung Solarthermie: Photovoltaik = 50:50)

Folgende Flächen wurden für die Kalkulation der theoretischen Batteriepotentiale untersucht und Klein- bzw. Großspeicheranlagen zugeordnet.

Für Kleinanlagen (Leistung 10 kW, Kapazität 100 bis 1.100 kWh) sind dies:

- Gebäudedächer
- Gebäudefassaden

Für Großanlagen (10 MW, 100 MWh) wurden folgende PV Flächenpotentiale umgerechnet:

- 2 % der Verkehrsflächen (Katasterflächen Straßenverkehr und Bahngrund)
- 1 % der landwirtschaftlichen Nutzflächen
- 1 % der Ödlandflächen.

Das reduzierte technische Potenzial aus Photovoltaik in Österreich beläuft sich auf 56.729 GWh/a und beträgt etwa 80,7 % des technischen Potenzials.

6.1.1 Potentiale für Pilotanlagen

Im Rahmen der durchgeführten Potentialanalysen wurden getrennt für Dachflächen und Fassaden theoretische Batteriepotentiale (in der Größe der Pilotanlage des Projekts MBS) für städtische und ländliche Regionen in Österreich abgeleitet. Die Trennung in Stadt und Land wurde vorgenommen, um mögliche Durchdringungsraten getrennt betrachten zu können, da in Städten aufgrund der Flächenverfügbarkeit geringere Batteriedurchdringungen zu erwarten wären als auf dem Land. Dies wird vor allem in den Berechnungen zu den möglichen Kosten/Nutzen Relationen berücksichtigt. Im Folgenden seien daher die Berechnungsergebnisse zu diesen theoretischen Potentialen für österreichische Städte dargestellt.

6.1.1.1 Städtische Bezirke

Im Bereich der Dachflächen wurden die PV-Potentialbasiswerte (reduziertes technisches Potential aus dem Projekt Regio Energy) herangezogen und durch die PV-Anlagengröße der Pilotanlage (in diesem Fall 10 kW_{Peak}) geteilt. Daraus resultiert das in Tabelle 15 dargestellte theoretische Potential für österreichische Stadtbezirke (Wien wurde dabei nicht in einzelne Bezirke geteilt).

Bundesland	Bezirk	Potentialausschöpfung				
		10 %	25 %	50 %	75 %	100 %
1 BGLD	Eisenstadt (Stadt)	170	426	852	1.277	1.703
	Rust (Stadt)	44	109	218	326	435
2 KTN	Klagenfurt (Stadt)	1.047	2.617	5.235	7.852	10.470
	Villach (Stadt)	591	1.477	2.955	4.432	5.909
3 NÖ	Krems an der Donau (Stadt)	298	745	1.490	2.236	2.981
	Sankt Pölten (Stadt)	585	1.462	2.924	4.386	5.848
	Waidhofen an der Ybbs (Stadt)	125	313	626	939	1.252
	Wiener Neustadt (Stadt)	428	1.069	2.138	3.207	4.276
4 OÖ	Linz (Stadt)	1.511	3.777	7.555	1.1332	15.109
	Steyr (Stadt)	357	894	1.787	2.681	3.574
	Wels (Stadt)	524	1.310	2.620	3.930	5.240
5 SBG	Salzburg (Stadt)	1.166	2.915	5.829	8.744	11.658
6 STMK	Graz (Stadt)	2.034	5.085	10.170	15.255	20.339
7 TIR	Innsbruck-Stadt	801	2.002	4.003	6.005	8.006
9 WIEN	Wien gesamt	10.945	27.364	54.727	82.091	109.454

Tabelle 15: Berechnungsergebnisse zu theoretisch erreichbaren Batteriestückzahlen für Dachflächen in Stadtbezirken

Eine Potentialausschöpfung von 10 % bedeutet dahingehend, dass 10 % der vorhandenen Dachflächenpotentiale für PV-Anlagen genutzt und mit Batteriespeichern der Pilotanlagengröße kombiniert werden. Entsprechend der Größe und Anzahl der nutzbaren Dachfläche je Stadtbezirk ergeben sich daher unterschiedlich stark ausgeprägte Batteriepotentiale, wie auch in Abbildung 65 und Abbildung 66 in Form der Potentiallandkarten (theoretische Potentiale) für 10 % und 25 % Potentialausschöpfung illustriert wird.

MBS - Batteriespeicherpotentiale in österreichischen Städten 10% Durchdringung für PV-Dachflächen

Stückzahlen für VRB-Speicher (10 kW, 100 kWh)
in Abhängigkeit regionaler PV Potentiale

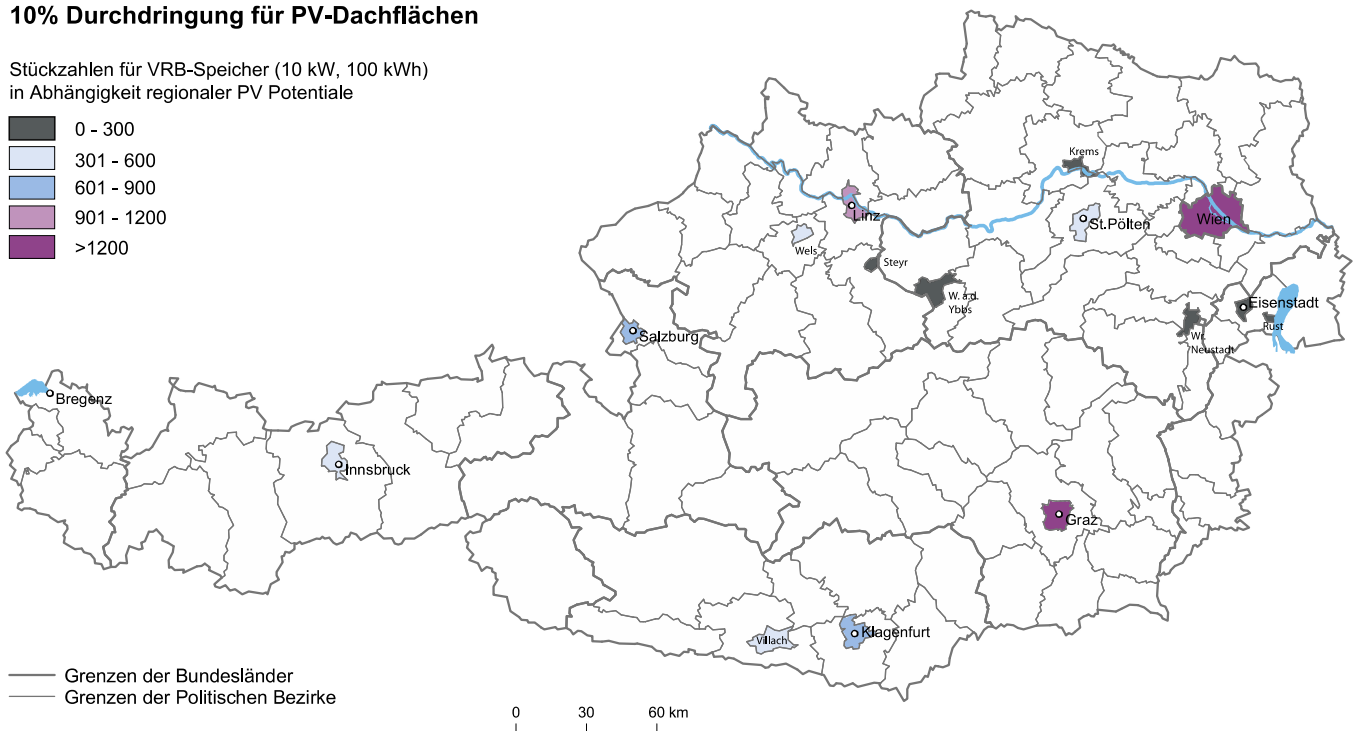
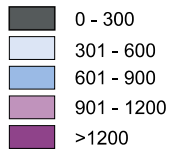


Abbildung 65: Theoretische Batteriespeicherpotentiale in Städten bei 10 % PV-Potentialausschöpfung von Dachflächen

MBS - Batteriespeicherpotentiale in österreichischen Städten 25% Durchdringung für PV-Dachflächen

Stückzahlen für VRB-Speicher (10 kW, 100 kWh)
in Abhängigkeit regionaler PV Potentiale

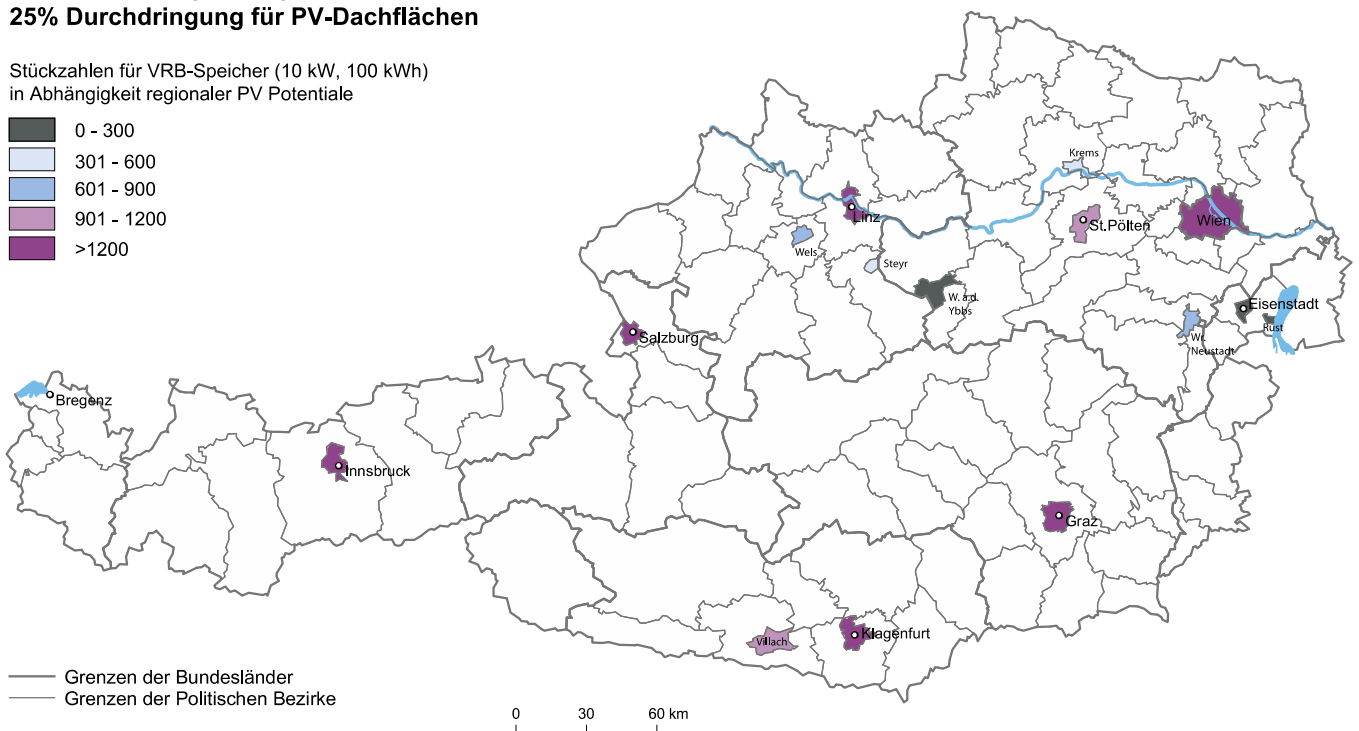
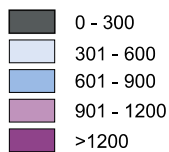


Abbildung 66: Theoretische Batteriespeicherpotentiale in Städten bei 25 % PV-Potentialausschöpfung von Dachflächen

Wie zu erkennen ist, sind diese theoretischen Potentiale in den großen österreichischen Städten (Wien, Graz, Salzburg und Linz) aufgrund der vorhandenen Dachflächen sehr hoch. Kleinere Stadtverbünde wie z.B. Rust hingegen weisen moderate Potentiale auf. Aus diesen theoretischen Potentialen werden schließlich realistischere Batteriestückzahlsszenarien für das Jahr 2020 wie folgt abgeleitet.

Als Basis für die Analyse der Kosten-/Nutzenrelation möglicher Ausschöpfungswerte der Speicherpotentiale im Jahr 2020 wird für die österreichischen Stadtbezirke das Maximalszenario aus dem Projekt Regio Energy verwendet. Dies bedeutet eine PV Potentialausschöpfung (ökonomisches Potential) von etwa 1 %. Basierend darauf wird angenommen, dass in städtischen Regionen zwischen 1 und 5 % der prognostizierten PV-Kapazitäten mit Batteriespeichern der Pilotanlagengröße kombiniert werden können. Die Ergebnisse dazu sind in Kapitel 6.2 angeführt.

Tabelle 16 zeigt die Berechnungsergebnisse zu theoretischen Batteriepotentialen für Fassaden in städtischen Bezirken Österreichs. Wie zu erwarten ist die Verteilung der möglichen Batteriestückzahlen dabei sehr ähnlich wie diese für Dachflächen verteilt sind. Großstädte weisen sehr hohe theoretische Potentiale (violette Einfärbung) auf, kleinere Städte moderatere Werte (graue Einfärbung). Abbildung 67 und Abbildung 68 zeigen dazu die Potentiallandkarten für Stadtbezirke bei 10 % sowie 25 % Potentialausschöpfung.

Bundesland	Bezirk	Potentialausschöpfung				
		10 %	25 %	50 %	75 %	100 %
1 BGLD	Eisenstadt (Stadt)	128	319	638	957	1.276
	Rust (Stadt)	28	70	139	209	279
2 KTN	Klagenfurt (Stadt)	932	2.330	4.660	6.989	9.319
	Villach (Stadt)	534	1.335	2.671	4.006	5.341
3 NÖ	Krems an der Donau (Stadt)	329	823	1.645	2.468	3.290
	Sankt Pölten (Stadt)	524	1.309	2.618	3.927	5.235
	Waidhofen an der Ybbs (Stadt)	147	367	735	1.102	1.470
	Wiener Neustadt (Stadt)	443	1.108	2.216	3.324	4.431
4 OÖ	Linz (Stadt)	1.327	3.318	6.636	9.955	13.273
	Steyr (Stadt)	270	676	1.352	2.028	2.704
	Wels (Stadt)	540	1.351	2.702	4.053	5.404
5 SBG	Salzburg (Stadt)	533	1.332	2.663	3.995	5.327
6 STMK	Graz (Stadt)	1.548	3.870	7.739	11.609	15.479
7 TIR	Innsbruck-Stadt	487	1.218	2.437	3.655	4.874
9 WIEN	Wien gesamt	4.986	12.466	24.932	37.398	49.864

Tabelle 16: Berechnungsergebnisse zu theoretisch erreichbaren Batteriestückzahlen für Fassaden in Stadtbezirken

MBS - Batteriespeicherpotentiale in österreichischen Städten 10% Durchdringung für PV-Fassadenflächen

Stückzahlen für VRB-Speicher (10 kW, 100 kWh)
in Abhängigkeit regionaler PV Potentiale

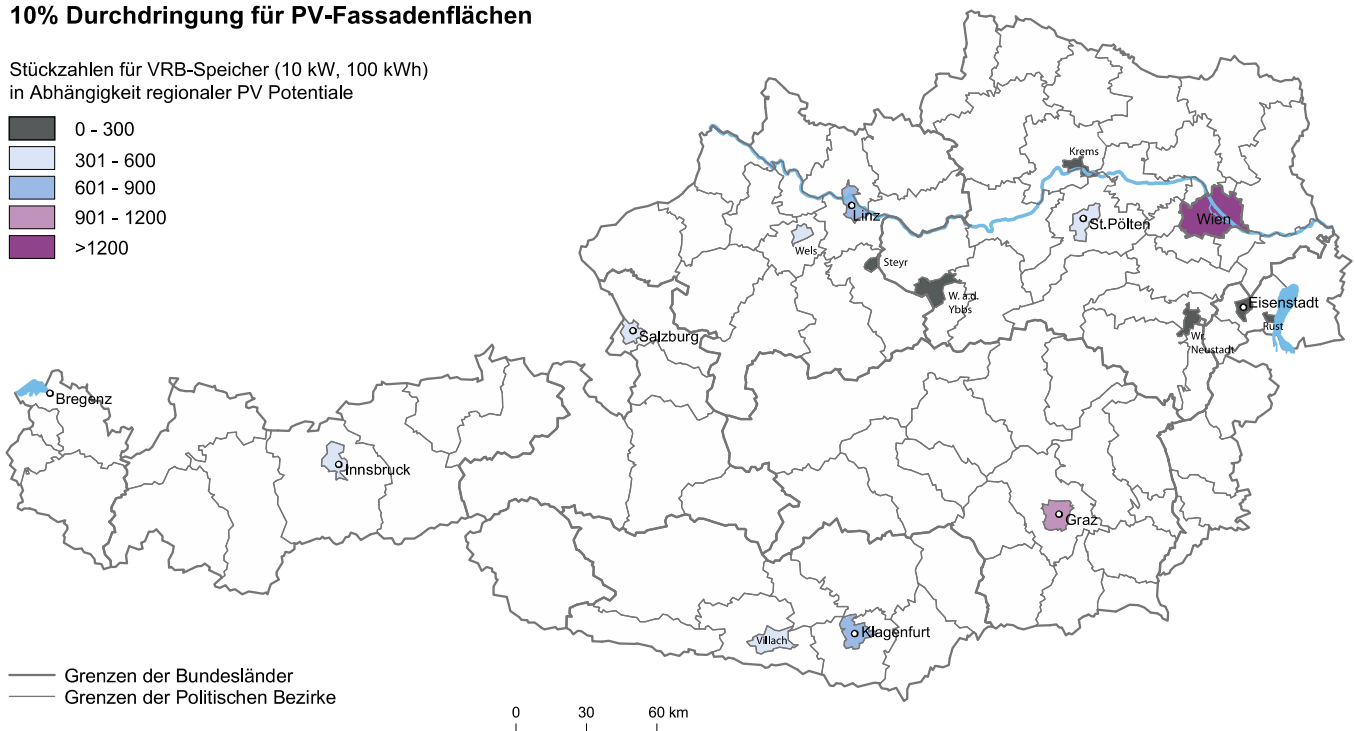
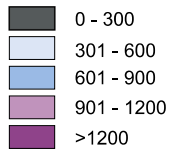


Abbildung 67: Theoretische Batteriespeicherpotentiale in Städten bei 10 % PV-Potentialausschöpfung von Fassaden

MBS - Batteriespeicherpotentiale in österreichischen Städten 25% Durchdringung für PV-Fassadenflächen

Stückzahlen für VRB-Speicher (10 kW, 100 kWh)
in Abhängigkeit regionaler PV Potentiale

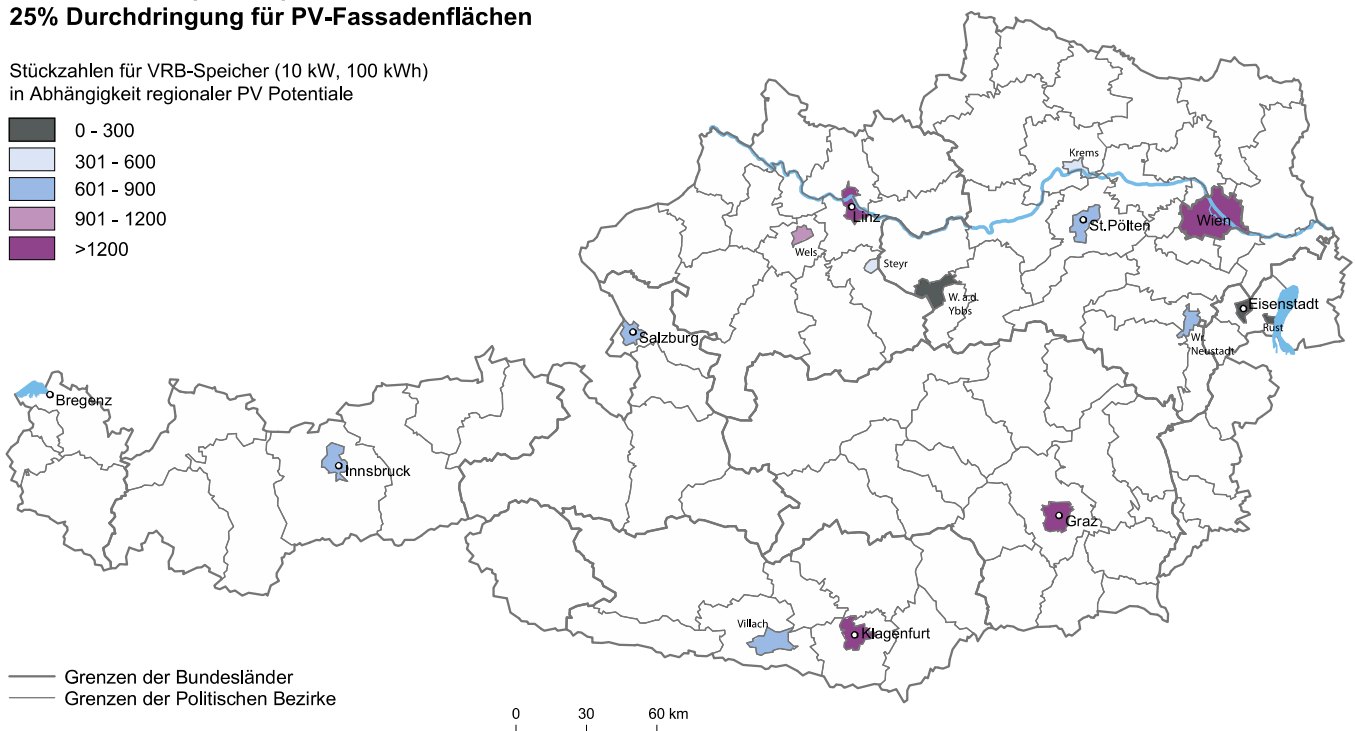
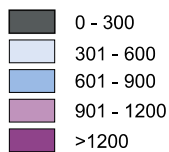


Abbildung 68: Theoretische Batteriespeicherpotentiale in Städten bei 25 % PV-Potentialausschöpfung von Fassaden

6.1.1.2 Ländliche Bezirke

Für ländliche Bezirke wurde die Analyse der theoretischen Batteriepotentiale methodisch in gleicher Weise durchgeführt, wie für den städtischen Bereich. Die Größe der PV-Anlage, die mit der VRF-Batterie mit einer Speicherkapazität entsprechend der Pilotanlage kombiniert wurde, wurde ebenfalls mit 10 kW_{Peak} gewählt.

Tabelle 17 zeigt dazu die errechneten Werte für Dachflächen in den einzelnen Bezirken im Bundesland Niederösterreich. Erwartungsgemäß zeigt sich dabei, dass in weniger dicht besiedelten Regionen (nördliches Niederösterreich) die Potentiale signifikant niedriger ausfallen als in dichter besiedelten (vor allem die Zone rund um Wien und entlang der Donau). Die nachfolgenden Abbildungen 69 und 70 verdeutlichen dies entsprechend in den Potentialkarten für 10 % und 25 % Potentialausschöpfung.

Für die Bewertung der Kosten/Nutzenrelation in Kapitel 6.2 wird neben einer ca. 1 %igen Ausschöpfung des vorhandenen PV Potentials im Jahr 2020 eine Flächenverfügbarkeit von 1 bis 10 % für Batteriespeicher angenommen.

Bundesland	Bezirk	Potentialausschöpfung				
		10 %	25 %	50 %	75 %	100 %
NÖ	Amstetten	1.180	2.950	5.900	8.850	11.800
	Baden	1.703	4.258	8.517	12.775	17.033
	Bruck an der Leitha	665	1.662	3.324	4.986	6.648
	Gänserndorf	1.502	3.754	7.509	11.263	15.018
	Gmünd	647	1.617	3.235	4.852	6.469
	Hollabrunn	879	2.198	4.396	6.595	8.793
	Horn	527	1.319	2.637	3.956	5.275
	Korneuburg	1.020	2.549	5.098	7.647	10.196
	Krems (Land)	852	2.130	4.259	6.389	8.519
	Lilienfeld	399	997	1.993	2.990	3.986
	Melk	941	2.352	4.705	7.057	9.410
	Mistelbach	1.242	3.106	6.211	9.317	12.422
	Mödling	1.412	3.530	7.060	10.590	14.120
	Neunkirchen	1.270	3.174	6.349	9.523	12.697
	Sankt Pölten (Land)	1.243	3.108	6.216	9.324	12.432
	Scheibbs	490	1.224	2.449	3.673	4.898
	Tulln	1.051	2.627	5.254	7.881	10.507
	Waidhofen an der Thaya	465	1.162	2.324	3.486	4.647
	Wiener Neustadt (Land)	1.568	3.920	7.840	11.759	15.679
	Wien-Umgebung	1.124	2.810	5.620	8.431	11.241
	Zwettl	650	1.625	3.249	4.874	6.498

Tabelle 17: Berechnungsergebnisse zu theoretisch erreichbaren Batteriestückzahlen für Dachflächen in Landbezirken

MBS - Batteriespeicherpotentiale in ländlichen Bezirken 10% Durchdringung für PV-Dachflächen

Stückzahlen für VRB-Speicher (10 kW, 100 kWh)
in Abhängigkeit regionaler PV Potentiale

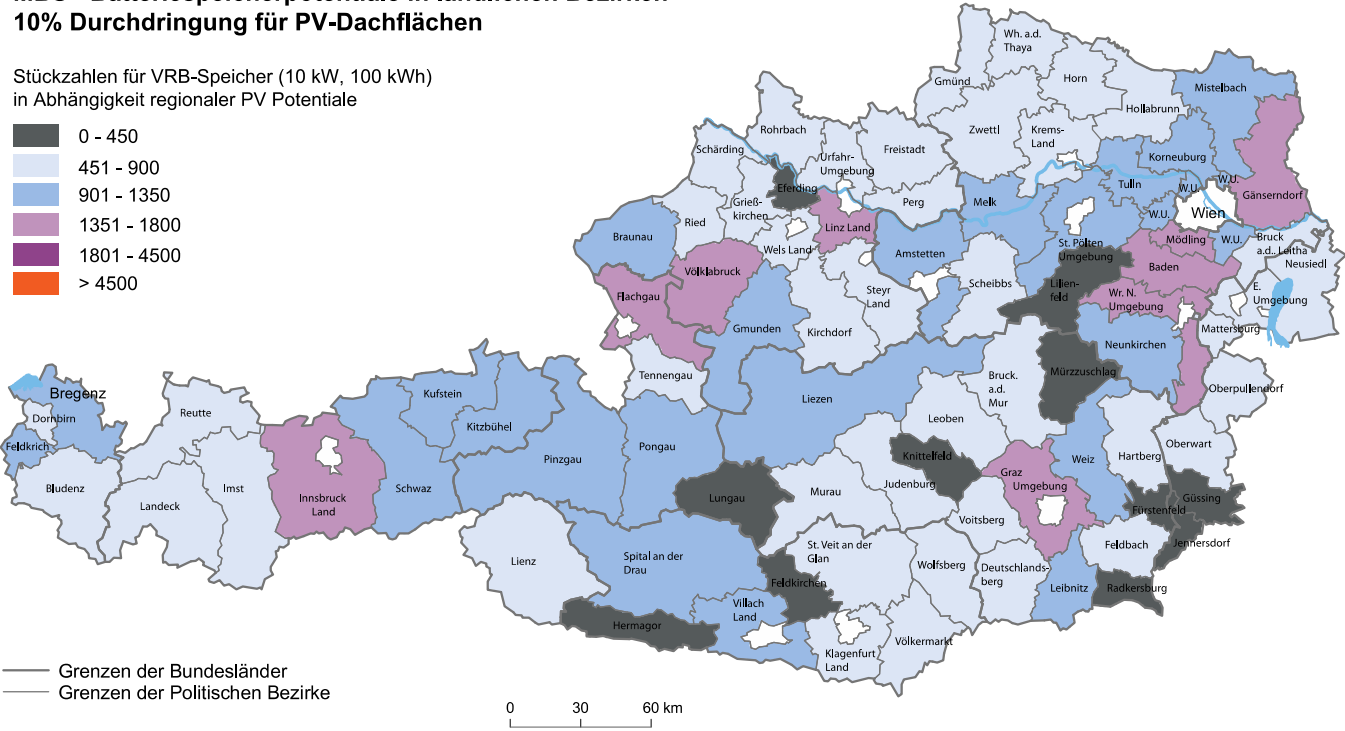
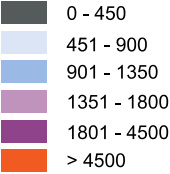


Abbildung 69: Theoretische Batteriespeicherpotentiale in ländlichen Bezirken bei 10 % PV-Potentialausschöpfung auf Dächern

MBS - Batteriespeicherpotentiale in ländlichen Bezirken 50% Durchdringung für PV-Dachflächen

Stückzahlen für VRB-Speicher (10 kW, 100 kWh)
in Abhängigkeit regionaler PV Potentiale

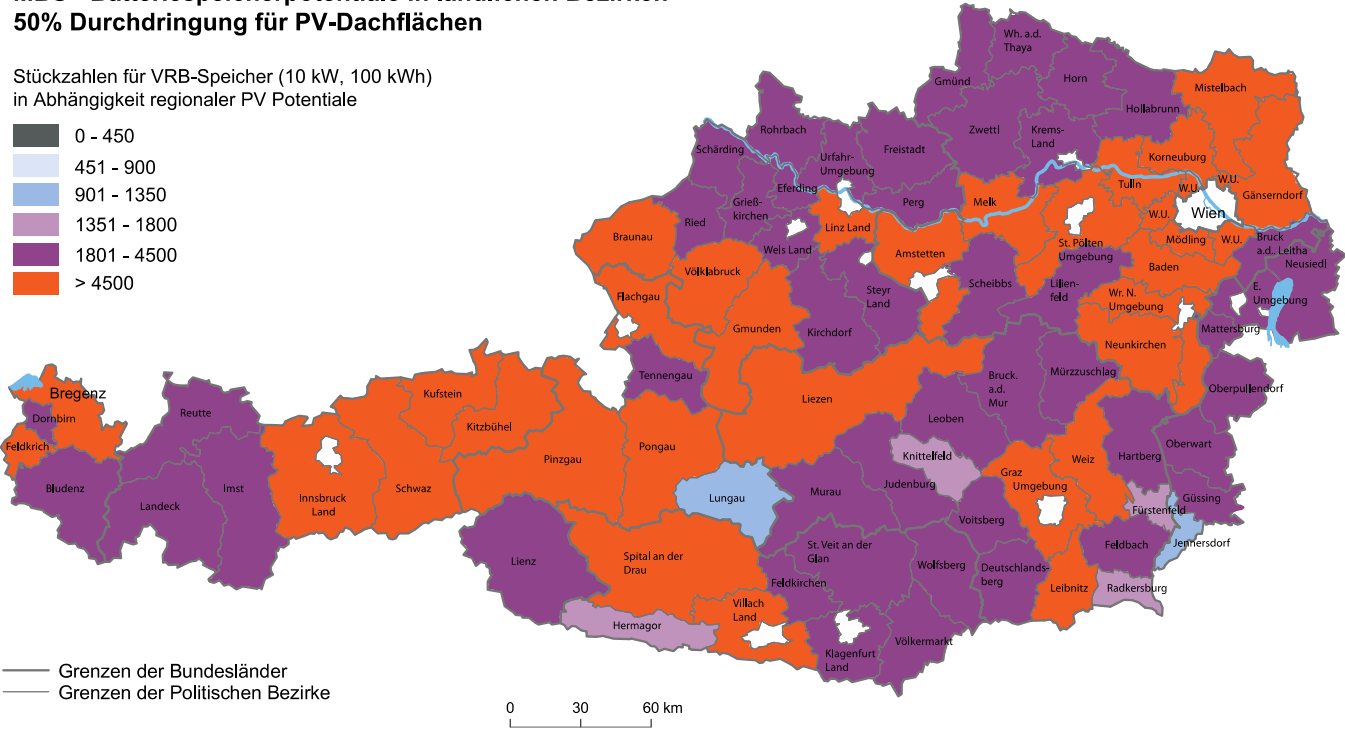
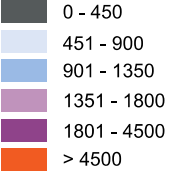


Abbildung 70: Theoretische Batteriespeicherpotentiale in ländlichen Bezirken bei 50 % PV-Potentialausschöpfung auf Dächern

Tabelle 18 zeigt schließlich die kumulierten theoretischen Batteriepotentiale korrelierend mit der PV-Dachflächenausschöpfung für die restlichen Bundesländer (exkl. Wien). Entsprechende Potentialreduktionen werden für die Kosten/Nutzenanalyse in gleicher Form wie für Niederösterreich durchgeführt. Für Fassadensysteme ergibt sich die Verteilung ebenfalls ähnlich zu den PV-Dachanlagen, denn Regionen mit vielen Häusern erreichen entsprechend höhere theoretische Potentiale als dünn besiedelte. Tabelle 18, Abbildung 71 und Abbildung 72 illustrieren dies wieder für Niederösterreich.

Bundesland: Potentialausschöpfung	10%	25%	50%	75%	100%
Burgenland	4.040	10.099	20.199	30.298	40.398
Kärnten	5.609	14.023	28.046	42.070	56.093
Niederösterreich	20.829	52.072	104.145	156.217	208.290
Oberösterreich	12.863	32.157	64.314	96.471	128.628
Salzburg	4.614	11.534	23.068	34.602	46.135
Steiermark	12.185	30.463	60.925	91.388	121.850
Tirol	7.127	17.817	35.634	53.452	71.269
Vorarlberg	3.963	9.907	19.814	29.722	39.629

Tabelle 18: Theoretisch erreichbare Batteriestückzahlen für Dachflächen in den Bundesländern (exkl. Wien)

Bundesland	Bezirk	Potentialausschöpfung				
		10 %	25 %	50 %	75 %	100 %
NÖ	Amstetten	1.350	3.374	6.748	10.122	13.496
	Baden	1.938	4.846	9.691	14.537	19.382
	Bruck an der Leitha	756	1.891	3.782	5.673	7.563
	Gänserndorf	1.746	4.365	8.729	13.094	17.458
	Gmünd	746	1.866	3.732	5.599	7.465
	Hollabrunn	1.031	2.578	5.155	7.733	10.311
	Horn	605	1.511	3.023	4.534	6.046
	Korneuburg	1.166	2.914	5.828	8.742	11.657
	Krems (Land)	985	2.462	4.925	7.387	9.850
	Lilienfeld	456	1.139	2.279	3.418	4.558
	Melk	1.081	2.703	5.406	8.109	10.812
	Mistelbach	1.456	3.640	7.280	10.921	14.561
	Mödling	1.615	4.038	8.076	12.114	16.152
	Neunkirchen	1.470	3.676	7.351	11.027	14.703
	Sankt Pölten (Land)	1.440	3.599	7.198	10.797	14.396
	Scheibbs	565	1.412	2.824	4.236	5.648
	Tulln	1.215	3.038	6.076	9.113	12.151
	Waidhofen an der Thaya	539	1.347	2.693	4.040	5.386
	Wiener Neustadt (Land)	1.799	4.496	8.993	13.489	17.986
	Wien-Umgebung	1.286	3.215	6.430	9.646	12.861
	Zwettl	749	1.872	3.743	5.615	7.487

Tabelle 19: Berechnungsergebnisse zu theoretisch erreichbaren Batteriestückzahlen für Fassaden in Landbezirken

MBS - Batteriespeicherpotentiale in ländlichen Bezirken 10% Durchdringung für PV-Fassadenflächen

Stückzahlen für VRB-Speicher (10 kW, 100 kWh)
in Abhängigkeit regionaler PV Potentiale

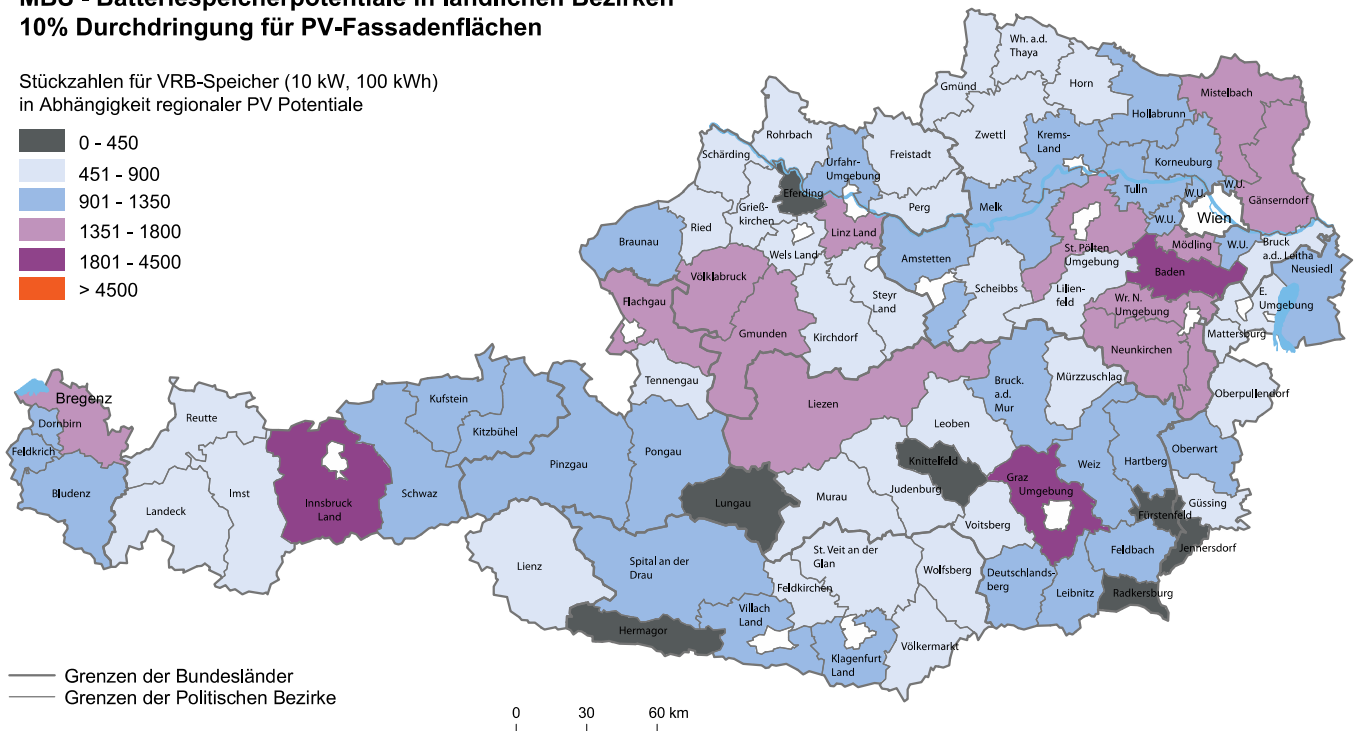
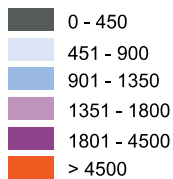


Abbildung 71: Theoretische Batteriespeicherpotentiale in ländlichen Bezirken bei 10 % PV-Potentialausschöpfung auf Fassaden

MBS - Batteriespeicherpotentiale in ländlichen Bezirken 50% Durchdringung für PV-Fassadenflächen

Stückzahlen für VRB-Speicher (10 kW, 100 kWh)
in Abhängigkeit regionaler PV Potentiale

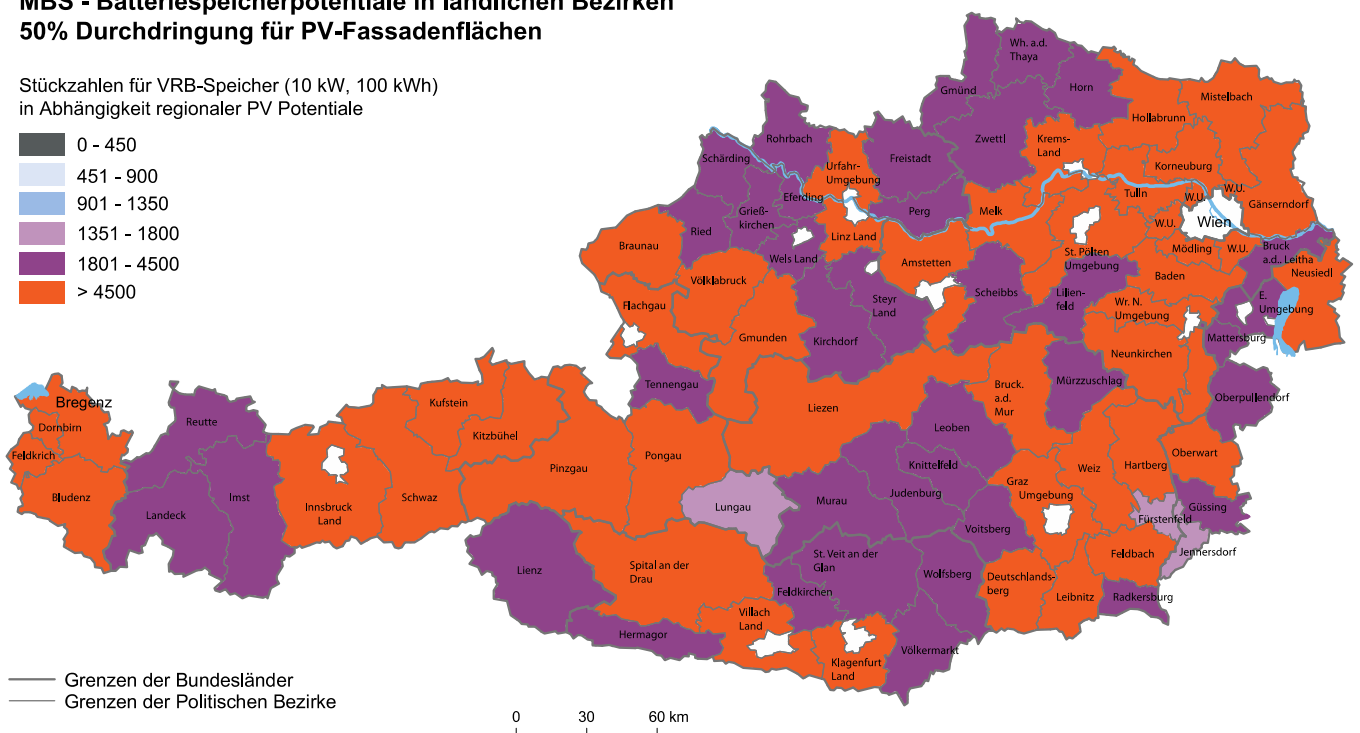
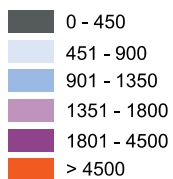


Abbildung 72: Theoretische Batteriespeicherpotentiale in ländlichen Bezirken bei 50% PV-Potentialausschöpfung auf Fassaden

Zur abschließenden Analyse der theoretischen Potentiale für Pilotanalgen in Österreich zeigt Tabelle 20 einen Überblick zu erreichbaren theoretischen Batteriestückzahlen für Fassadensysteme in den österreichischen Bundesländern.

Die damit einhergehenden ökonomischen Bewertungen in Kapitel 6.2 greifen dabei auf dieselben Parameter wie bei der Bewertung jener Potentiale, die mit Dachflächen korrelieren, zurück.

Bundesland: Potentialausschöpfung	10%	25%	50%	75%	100%
Burgenland	4.744	11.861	23.722	35.583	47.444
Kärnten	6.465	16.163	32.326	48.489	64.653
Niederösterreich	23.993	59.982	119.964	179.946	239.928
Oberösterreich	14.726	36.814	73.628	110.442	147.256
Salzburg	5.261	13.152	26.305	39.457	52.609
Steiermark	14.001	35.003	70.007	105.010	140.013
Tirol	8.138	20.344	40.688	61.032	81.376
Vorarlberg	4.541	11.353	22.705	34.058	45.410

Tabelle 20: Theoretisch erreichbare Batteriestückzahlen für PV-Fassadenflächen in den Bundesländern (exkl. Wien)

6.1.2 Potentiale für Großanlagen

Neben der Potentialabschätzung für Batteriedimensionierungen in der Größenordnung der Pilotanlage, wurden auch Potentiale für Großanlagen im Bereich von 10 MW und 100 MWh ermittelt. Dies entspricht etwa 1.000 Pilotanlagengrößen. Diesen Anlagen wurden vor allem PV-Flächenpotentiale von Ödland, landwirtschaftlichen und öffentlichen Flächen auf Basis des Projekts Regio Energy zugeordnet. Die herangezogene Größe der mit der Batterie kombinierten PV-Großanlagen, wurde ebenfalls mit 10 MW festgelegt, da dies auch der Batterieleistung entspricht. Der Einsatzbereich dieser Großanlagen wurde vor allem für den Regelenergiemarkt sowie für eine Vergleichmäßigung der volatilen erneuerbaren Stromerzeugung konzipiert und bewertet.

Die so ermittelten theoretischen Batteriestückzahlen werden schließlich wiederum für die ökonomische Bewertung mit unterschiedlichen Potentialausschöpfungsszenarien für PV und Batterie reduziert. Im Falle der Photovoltaik wird dazu das Maximalszenario aus Regio Energy herangezogen, welches eine ökonomische Potentialausschöpfung von etwa 1 % im Jahr 2020 für die verwendeten Flächenpotentiale prognostiziert⁶. Ökonomische Analysen inklusive der Betrachtung zukünftiger Batteriekosten sowie möglicher Economies of Scale dazu werden in Kapitel 6.2 durchgeführt.

Tabelle 21 zeigt schließlich die Berechnungsergebnisse zu theoretischen Potentialen (Stückzahlen) für Großspeicheranlagen in österreichischen Stadtbezirken bei Potentialausschöpfungen zwischen 10 und 100 %. Abbildung 73 illustriert dies entsprechend in der Potentiallandkarte für Städte.

Bundesland	Bezirk	Potentialausschöpfung				
		10 %	25 %	50 %	75 %	100 %
1 BGLD	Eisenstadt (Stadt)	0	1	1	2	2
	Rust (Stadt)	0	0	0	0	0
2 KTN	Klagenfurt (Stadt)	1	2	3	5	6
	Villach (Stadt)	0	1	2	3	5
3 NÖ	Krems an der Donau (Stadt)	0	1	1	2	2
	Sankt Pölten (Stadt)	1	2	5	7	9
	Waidhofen an der Ybbs (Stadt)	1	2	5	7	9
	Wiener Neustadt (Stadt)	0	1	2	3	4
4 OÖ	Linz (Stadt)	0	1	2	4	5
	Steyr (Stadt)	0	0	1	1	2
	Wels (Stadt)	0	1	2	3	3
5 SBG	Salzburg (Stadt)	0	1	2	2	3
6 STMK	Graz (Stadt)	0	1	2	4	5
7 TIR	Innsbruck-Stadt	0	1	1	2	3
9 WIEN	Wien gesamt	2	4	8	12	16

Tabelle 21: Theoretisch erreichbare Batteriestückzahlen für Großanlagen auf nutzbaren Stadtflächen

⁶ Es ist dazu entsprechend anzumerken, dass im Projekt Regio Energy gleichbleibende Fördermaßnahmen für PV in Österreich angenommen wurden.

MBS - Batteriespeicherpotentiale in österreichischen Städten 50% Durchdringung für öffentliche & landwirtschaftliche Flächen sowie Ödland

Stückzahlen für VRB-Speicher (10 MW, 100 MWh)
in Abhängigkeit regionaler PV Potentiale

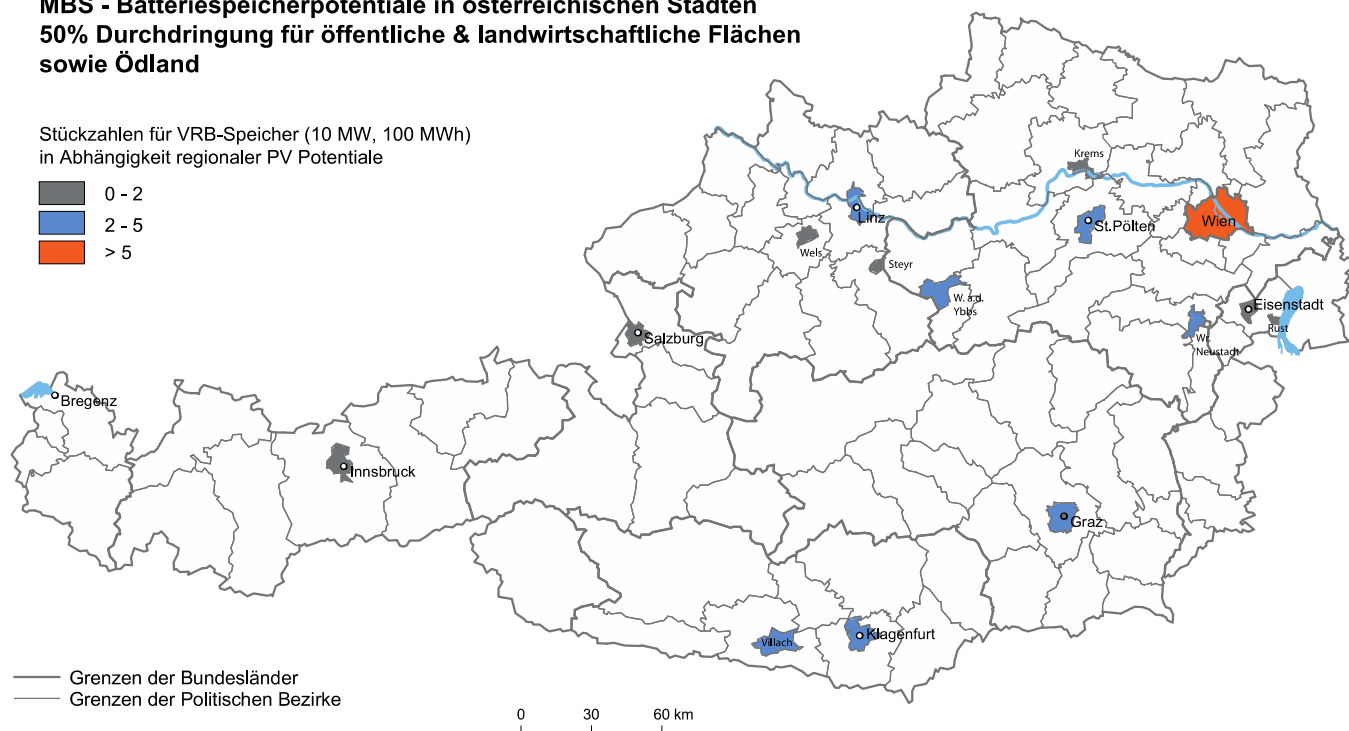
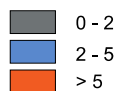


Abbildung 73: Theoretische Großspeicherpotentiale in Städten bei 50 % PV-Potentialausschöpfung

MBS - Batteriespeicherpotentiale in ländlichen Bezirken 50% Durchdringung für öffentliche & landwirtschaftliche Flächen sowie Ödland

Stückzahlen für VRB-Speicher (10 MW, 100 MWh)
in Abhängigkeit regionaler PV Potentiale

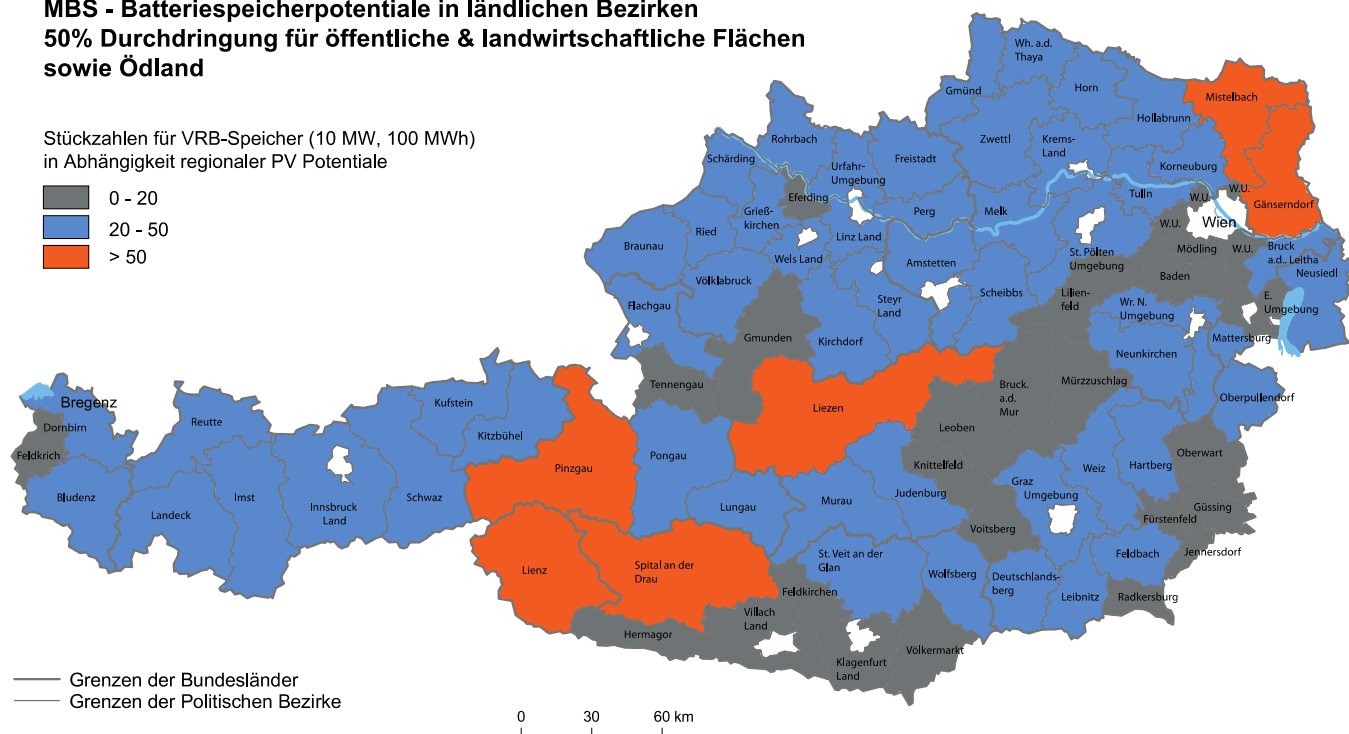
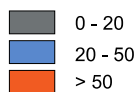


Abbildung 74: Theoretische Großspeicherpotentiale in ländlichen Bezirken bei 50 % PV-Potentialausschöpfung

Abbildung 74 und Tabelle 22 zeigen entsprechende Berechnungsergebnisse für ländliche Bezirke in Niederösterreich. Dabei zeigt sich, dass vor allem Bezirke mit hohem Ödlandanteil sowie verfügbaren landwirtschaftlichen Flächen hohe Potentiale aufweisen, strukturstärkere Regionen dahingehend geringere. Für die ökonomische Analyse wird in ländlichen Regionen schließlich angenommen, dass zwischen 10 % und 100 % der installierten PV-Anlagen im Jahr 2020 (wieder ca. 1 % der theoretischen Potentiale ökonomisch realisierbar) mit Batteriespeichern kombiniert werden. Tabelle 23 zeigt schließlich die Ergebnisse kumuliert auf Bundesländerebene.

Bundesland	Bezirk	10 %	25 %	50 %	75 %	100 %
3 NÖ	Amstetten	9	24	47	71	94
	Baden	4	10	20	29	39
	Bruck an der Leitha	4	11	21	32	43
	Gänserndorf	13	32	64	96	128
	Gmünd	5	11	23	34	46
	Hollabrunn	9	22	44	66	88
	Horn	7	17	34	51	69
	Korneuburg	6	15	30	45	60
	Krems (Land)	5	12	24	37	49
	Lilienfeld	3	6	13	19	25
	Melk	7	18	36	54	72
	Mistelbach	13	32	64	96	127
	Mödling	2	4	8	12	15
	Neunkirchen	4	11	22	33	44
	Sankt Pölten (Land)	8	21	42	64	85
	Scheibbs	5	12	24	35	47
	Tulln	5	13	26	39	53
	Waidhofen an der Thaya	6	15	29	44	58
	Wiener Neustadt (Land)	5	12	23	35	47
	Wien-Umgebung	3	7	15	22	29
	Zwettl	9	23	46	69	92

Tabelle 22: Theoretisch erreichbare Batteriestückzahlen für Großanlagen in Landbezirken Niederösterreichs

Bundesland: Durchdringung	10%	25%	50%	75%	100%
Burgenland	28	70	140	210	280
Kärnten	46	114	229	343	457
Niederösterreich	131	327	655	982	1.310
Oberösterreich	79	198	395	593	790
Salzburg	39	98	196	294	392
Steiermark	71	178	355	533	711
Tirol	60	151	301	452	602
Vorarlberg	15	37	75	112	149

Tabelle 23: Theoretisch erreichbare Batteriestückzahlen für Großanlagen auf Bundesländerebene

6.1.3 Potentiale für leistungsautarke Anlagen

Neben Pilotanlagen und Großanlagen wurde zudem eine Potentialanalyse für leistungsautarke Anlagen durchgeführt. Dazu wurde mit einem Berechnungstool (siehe Kapitel 4.3.1) für die unterschiedlichen Verbrauchsprofile die notwendige Anlagendimensionierung für eine vollständig leistungsautarke Anlage (berechnet für ein Jahr ohne Defizit) ermittelt. Die maximale PV-Anlagengröße wurde dazu mit 10 kW_{Peak} festgesetzt. Dies stellt bereits eine obere Schranke dar, da die vorhandenen und geeigneten Dachflächen auf Einfamilienhäusern limitiert sind. Es wurde außerdem keine KWKA berücksichtigt. Die größte Speicherkapazität wird für das Verbrauchsprofil mit dem höchsten Jahresverbrauch benötigt. Die erforderliche Speicherkapazität für einen Haushalt mit dem Verbrauchsprofil FNSKK_HH beträgt 1,1 MWh (nutzbare Speicherkapazität von 860 kWh), wobei ein jährlicher Energieüberschuss von etwa 4 MWh entsteht (siehe Tabelle 11).

Entsprechend der PV-Anlagengröße von 10 kW wurden wiederum theoretische Batteriepotentiale für unterschiedliche PV-Potentialausschöpfungen abgeleitet, wobei die Potentiale für Dach- und Fassadenflächen zusammengefasst wurden. Abbildung 75 und Tabelle 24 zeigen diese theoretischen Ergebnisse für niederösterreichische Landbezirke. Städte wurden für die leistungsautarken Anlagen nicht untersucht, da in Städten die einzelnen Netzanschlusspunkte sehr verbrauchernah zu finden sind. Tabelle 25 zeigt schließlich Ergebnisse auf Bundesländerebene.

Bundesland	Bezirk	10 %	25 %	50 %	75 %	100 %
NÖ	Amstetten	2.530	6.324	12.648	18.972	25.296
	Baden	3.642	9.104	18.208	27.311	36.415
	Bruck an der Leitha	1.421	3.553	7.106	10.659	14.212
	Gänserndorf	3.248	8.119	16.238	24.357	32.476
	Gmünd	1.393	3.484	6.967	10.451	13.934
	Hollabrunn	1.910	4.776	9.552	14.328	19.104
	Horn	1.132	2.830	5.660	8.490	11.320
	Korneuburg	2.185	5.463	10.926	16.390	21.853
	Krems (Land)	1.837	4.592	9.184	13.777	18.369
	Lilienfeld	854	2.136	4.272	6.408	8.544
	Melk	2.022	5.055	10.111	15.166	20.221
	Mistelbach	2.698	6.746	13.492	20.237	26.983
	Mödling	3.027	7.568	15.136	22.704	30.272
	Neunkirchen	2.740	6.850	13.700	20.550	27.400
	Sankt Pölten (Land)	2.683	6.707	13.414	20.121	26.828
	Scheibbs	1.055	2.637	5.273	7.910	10.546
	Tulln	2.266	5.665	11.329	16.994	22.658
	Waidhofen an der Thaya	1.003	2.508	5.017	7.525	10.033
	Wiener Neustadt (Land)	3.366	8.416	16.832	25.249	33.665
	Wien-Umgebung	2.410	6.025	12.051	18.076	24.102
	Zwettl	1.399	3.496	6.993	10.489	13.985

Tabelle 24: Theoretisch erreichbare Batteriestückzahlen für leistungsautarke Anlagen in Niederösterreich

MBS - Batteriespeicherpotentiale in ländlichen Bezirken 10% Durchdringung für PV-Dach- & Fassadenflächen

Stückzahlen für VRB-Speicher (10 kW, 1.1 MWh)
in Abhängigkeit regionaler PV Potentiale

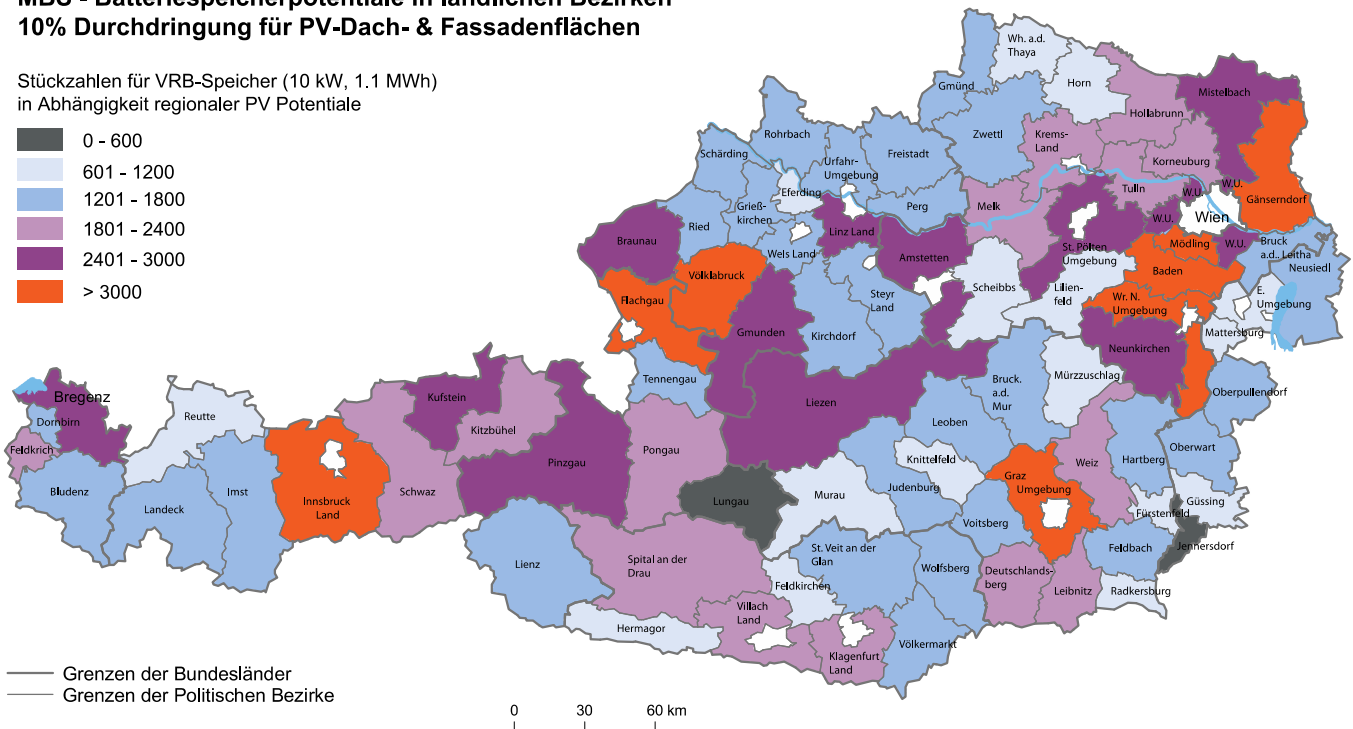
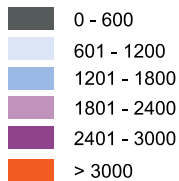


Abbildung 75: Theoretische Batteriespeicherpotentiale für leistungsautarke Anlagen (10 % Durchdringung)

Bundesland: Durchdringung	10 %	25 %	50 %	75 %	100 %
Burgenland	8.784	21.960	43.921	65.881	87.842
Kärnten	12.075	30.186	60.373	90.559	120.746
Niederösterreich	44.822	112.054	224.109	336.163	448.217
Oberösterreich	27.588	68.971	137.942	206.913	275.884
Salzburg	9.874	24.686	49.372	74.058	98.744
Steiermark	26.186	65.466	130.932	196.398	261.863
Tirol	15.265	38.161	76.323	114.484	152.645
Vorarlberg	8.504	21.260	42.520	63.779	85.039

Tabelle 25: Theoretische Batteriepotentiale für leistungsautarke Anlagen in den Bundesländern

Das diese theoretischen Potentiale genutzt werden, ist bei den errechneten Anlagengrößen (238 kWh bis zu 1,1 MWh) für den leistungsautarken Betrieb eines Haushalts sehr unwahrscheinlich. Daher wurde unter dem Gesichtspunkt vorhandener und zuverlässiger Stromnetze auf eine ökonomische Bewertung einer Potentialausschöpfung verzichtet. Alternativ dazu wurde jedoch bewertet, welche Entfernung zum Stromnetz notwendig wäre (z.B. für abgelegene Regionen), um die Kosten eines leistungsautarken Speichers rechtfertigen zu können. Kapitel 6.2.3 führt dazu wiederum die Vorgehensweise und Ergebnisse an.

6.2 Kosten/Nutzenanalyse

Wie in den vorangegangenen Kapiteln bereits erläutert wurde, beschäftigt sich dieser Abschnitt mit der ökonomischen Bewertung der einzelnen Batteriespeicher auf Ebene der Pilotanlagengröße (10 kW, 100 kWh) sowie von Großanlagen (10 MW, 100 MWh). Entsprechend wird für diese Anlagengrößen dargestellt, wie hoch fehlende Deckungsbeiträge oder Profite für einzelne Anwendungsbereiche (EEX Vermarktung, Regelenergie) sind, wenn die ermittelten Batteriestückzahlen installiert werden. Daraus kann abgeleitet werden, wie hoch der gesamte Förderbedarf wäre.

Eine Ausnahme bildet die Bewertung leistungsautarker Anlagendimensionierungen, da eine Umsetzung sowohl aus technischer Sicht (Gewicht und Größe des Speichers) als auch aus ökonomischer Sicht (sehr hohe Kosten) höchst unwahrscheinlich ist. Dahingehend wird abgeleitet, wie weit einzelne Wohnhäuser (unterschiedliche Verbrauchsprofile) vom nächsten Netzanschlusspunkt entfernt sein müssten, um einen wirtschaftlich sinnvollen Betrieb eines leistungsautarken Speichers zu ermöglichen.

6.2.1 Pilotanlagen

Für Batterien in der Größe der Pilotanlagen wurden im Projekt MBS Kosten- und Erlösparameter nach Tabelle 26 ermittelt und für die weiteren Berechnungen herangezogen. Diese Kosten unterscheiden sich zu denen in Kapitel 4, da ein Update zur nutzbaren Kapazität der VRF-Technologie vom Hersteller Cellstrom bereitgestellt wurde. Die Kostenauswirkungen in diesem Kapitel im Vergleich zu Kapitel 4 können jedoch als gering erachtet werden.

Batterietechnologie		Vanadium-Redox-Flow	Blei-Säure	Natrium-Schwefel I	Natrium-Schwefel II
Leistung (nutzbar)	kW	10	60	10	10
Nennkapazität	kWh	100	193	129	129
Nutzbare Kapazität	kWh	77,2	77,2	77,2	77,2
Anlagekosten inkl. Wechselrichter, Montage und Reinvestition	€/kW	9.872	2.635	14.200	11.800
Anlagekosten inkl. Wechselrichter, Montage und Reinvestition	€/kWh (nutzbar)	1.279	2.048	1.839	1.529
Betriebskosten (BK)	€/a	3.500	500	556	556
Zinssatz	%	7	7	7	7
Abschreibedauer / Lebensdauer	a	20	20	20	20
Annuität	€/a	-9.318	-14.925	-13.404	-11.138
Annuität und BK	€/a	-12.818	-15.425	-13.960	-11.694
Erlöse: Lineare Optimierung (inkl. Eigenverbrauch)	€/a	-	1400	-	-
Erlöse: EEX Zeitfenstervorgabe	€/a	750	-	750	750
Erlöse: EEX dynamisch optimiert	€/a	880	-	880	880
Erlöse: Regelenergie (inkl. Eigenverbrauch)	€/a	2.900	2.900	2.900	2.900

Tabelle 26: Bewertungsparameter sowie erreichbare Erlöse der bewerteten Batterietechnologien für Pilotanlagengröße

Die Kostendaten der Batterietechnologien beruhen dabei auf den im Projekt entstandenen Realisierungskosten der VRF-Batterie sowie den Angaben seitens der EVN AG. Diese ermittelte die Kosten von Blei-Säure- und Schwefelbatterien, der Montage sowie von Wechselrichtern. Für Natrium Schwefel Batterien wurde neben den Kostenangaben seitens EVN auch eine alternative Quelle für ein Großprojekt (300 MW in den Vereinigten Arabischen Emiraten (vgl. [39]) verwendet. Diese Bewertungsvariante ist durch „Natrium Schwefel II“ charakterisiert und wird im entsprechenden Unterkapitel detailliert erläutert. Mit Ausnahme der VRF-Batterie⁷ ist bei allen Batterietechnologien ein Tausch des Wechselrichters nach 10 Jahren angenommen und in die Batteriekosten eingerechnet worden. Die einzelnen Entladetiefen für die unterschiedlichen Technologien wurden so ausgelegt, dass eine Lebensdauer der Batterien von 20 Jahren erreicht wird. Für Blei-Säure Batterien ist dabei eine Reinvestition der Batterie nach 10 Jahren in den Gesamtkosten berücksichtigt, wobei die Kosten auf heutige Barwerte diskontiert (Zinssatz 7 %) wurden.

Die angegebenen Erlöse in Tabelle 26 beruhen auf Berechnungsergebnissen aus Kapitel 4. Dazu ist anzumerken, dass auch die Erlöse aus der Eigenverbrauchsdeckung (Reduktion der Netzbezüge durch Haushaltseigenverbrauch des erzeugten PV-Stroms) den Batterien zugerechnet wurden, um einen Best Case für die spätere Batteriebewertung ableiten zu können. Da chemische Stromspeicher im Vergleich zu Pumpspeichern oder Druckluftspeichern noch um Größenordnungen teurere Speicherkosten aufweisen, reichen jedoch auch bei diesem Best Case die auf den Strom- bzw. Regelenergiemärkten erzielbaren Erlöse nicht aus, um ausreichende jährliche Deckungsbeiträge für einen wirtschaftlichen Betrieb in diesen Einsatzvarianten erzielen zu können.

Batterietechnologie		Vanadium-Redox-Flow	Blei-Säure	Natrium-Schwefel I	Natrium-Schwefel II
Jährliche Kosten (Fix- und Betriebskosten)	€/a	-12.818	-15.425	-13.960	-11.694
Erlöse: Regelenergie – Best Case	€/a	2.900	2.900	2.900	2.900
Fehlender Deckungsbeitrag: Status Quo	€/a	12.918	14.170	13.117	10.182
Fehlender Deckungsbeitrag: 50 % Kostenreduktion (CAPEX & OPEX)	€/a	5.009	5.635	5.108	3.641
Fehlender Deckungsbeitrag: 77 % Kostenreduktion (CAPEX & OPEX)	€/a	264	514	303	-284

Tabelle 27: Zusammenfassung der fehlenden Deckungsbeiträge der bewerteten Batterietechnologien für den Best Case der Regelenergiebereitstellung

Tabelle 26 gibt dazu einen Überblick zu den fehlenden Deckungsbeiträgen im Vergleich zu den Maximalerlösen des Best Cases „Regelenergiebereitstellung“ für die aktuelle Kostensituation (Status Quo) sowie einer Kostenreduktion von 50 – 77 % der heutigen Kosten (Reduktion der Betriebskosten – OPEX und Kapitalkosten – CAPEX im gleichem Umfang).

⁷ Der Tausch des Wechselrichters ist bei der VRF-Technologie durch den Vollwartungsvertrag bereits abgedeckt und in den Betriebskosten enthalten.

Wie zu erkennen ist, treten dabei lediglich bei der Natrium Schwefel II Variante Deckungsbeitragsüberhänge (negatives Vorzeichen) im Fall einer 77 %igen Kostenreduktion auf (OPEX und CAPEX) auf, wenn die Erlöse auf dem Regelenergiemarkt konstant bleiben. Diese Erlössituation bildet neben den ökonomisch realisierbaren Batteriestückzahlen, die im folgenden Abschnitt erläutert werden, die Bewertungsgrundlage für die einzelnen Speichertechnologien.

6.2.1.1 Ökonomische PV-Potentiale und Batteriestückzahlen

Die in Kapitel 6.1 ermittelten theoretischen Potentiale erreichbarer Batteriestückzahlen wurden mit theoretischen PV-Potentialen ermittelt. Da jedoch technische und ökonomische Barrieren bestehen, können nicht alle diese Potentiale umgesetzt werden. Für die weiteren Analysen werden daher basierend auf dem „Maximalszenario 2020“ aus dem Projekt Regio Energy ökonomisch realisierbare PV-Potentiale bis zum Jahr 2020 verwendet, um damit korrelierende Batteriestückzahlen ableiten zu können. Wie bereits erwähnt wurde, stellt das ökonomisch realisierbare PV-Potential bis zum Jahr 2020 im Projekt Regio Energy etwa 1 % des theoretischen Potentials dar. Dieser Wert wurde auch im Projekt MBS für die ökonomischen PV-Potentiale verwendet.

Bundesland	Bezirk	Nutzung der Dach PV-Kapazitäten im Jahr 2020 für Batterien (gerundet auf ganze Anlagen)				
		1 %	2 %	3 %	4 %	5 %
1 BGLD	Eisenstadt (Stadt)	0	0	1	1	1
	Rust (Stadt)	0	0	0	0	0
2 KTN	Klagenfurt (Stadt)	1	3	4	5	7
	Villach (Stadt)	1	2	2	3	4
3 NÖ	Krems an der Donau (Stadt)	0	1	1	2	2
	Sankt Pölten (Stadt)	1	2	2	3	4
	Waidhofen an der Ybbs (Stadt)	0	0	0	1	1
	Wiener Neustadt (Stadt)	1	1	2	2	3
4 OÖ	Linz (Stadt)	2	4	6	8	10
	Steyr (Stadt)	0	1	1	2	2
	Wels (Stadt)	1	1	2	3	3
5 SBG	Salzburg (Stadt)	2	3	5	6	8
6 STMK	Graz (Stadt)	3	5	8	11	13
7 TIR	Innsbruck-Stadt	1	2	3	4	5
9 WIEN	Wien gesamt	14	28	42	57	71
Summe		27	53	79	108	134

Tabelle 28: Berechnungsergebnisse zu erreichbaren Batteriestückzahlen im Jahr 2020 unter Berücksichtigung ökonomischer PV-Potentiale auf Dachflächen in österreichischen Stadtbezirken

Zudem wurde angenommen, dass in Städten aufgrund der Flächenverfügbarkeit zwischen 1 und 5 % der PV-Anlagen mit Batteriespeichern kombiniert werden könnten. In ländlichen Gebieten wurde dieser Anteil zwischen 1 und 10 % variiert, da höhere Flächenverfügbarkeit zu erwarten ist. Tabelle 28 zeigt dazu die Berechnungsergebnisse für mögliche Batteriestückzahlen in Stadtbezirken in Kombination mit PV-Dachanlagen.

Wie zu erkennen ist, liegen die mit PV-Dachsystemen kombinierbaren Batteriestückzahlen - unter den getroffenen Annahmen - zwischen etwa 25 und 135 Anlagen in österreichischen Städten bis zum Jahr 2020. Diese Batteriestückzahlen repräsentieren dabei die Pilotanlagengröße (10 kW, 100 kWh) und wurden mit PV-Anlagen mit einer Größe von 10 kW_{Peak} kombiniert. Die verwendete Batterietechnologie ist in diesem Zusammenhang unerheblich.

Ähnliche Ergebnisse ergeben sich für ökonomisch realisierbare PV-Fassadenflächenpotentiale in 2020 und damit erreichbare Batteriestückzahlen in österreichischen Stadtbezirken. Tabelle 29 zeigt dazu die Berechnungsergebnisse, die zwischen 17 und 81 Anlagen liegen.

Bundesland	Bezirk	Nutzung der Fassaden PV-Kapazitäten im Jahr 2020 für Batterien (gerundet auf ganze Anlagen)				
		1 %	2 %	3 %	4 %	5 %
1 BGLD	Eisenstadt (Stadt)	0	0	0	1	1
	Rust (Stadt)	0	0	0	0	0
2 KTN	Klagenfurt (Stadt)	1	2	4	5	6
	Villach (Stadt)	1	1	2	3	3
3 NÖ	Krems an der Donau (Stadt)	0	1	1	2	2
	Sankt Pölten (Stadt)	1	1	2	3	3
	Waidhofen an der Ybbs (Stadt)	0	0	1	1	1
	Wiener Neustadt (Stadt)	1	1	2	2	3
4 OÖ	Linz (Stadt)	2	3	5	7	9
	Steyr (Stadt)	0	1	1	1	2
	Wels (Stadt)	1	1	2	3	3
5 SBG	Salzburg (Stadt)	1	1	2	3	3
6 STMK	Graz (Stadt)	2	4	6	8	10
7 TIR	Innsbruck-Stadt	1	1	2	3	3
9 WIEN	Wien gesamt	6	13	19	26	32
Summe		17	30	49	68	81

Tabelle 29: Berechnungsergebnisse zu erreichbaren Batteriestückzahlen im Jahr 2020 unter Berücksichtigung ökonomischer PV-Potentiale für Fassadenflächen in österreichischen Stadtbezirken

Für Niederösterreich und dessen Landbezirke ergeben sich Batteriestückzahlen im Zusammenhang mit PV-Dachflächen zwischen 29 und 267 und 33 bis 312 für Fassadenflächen. Eine detaillierte Aufteilung auf Bezirksebene ist in Anhang C dieses Dokuments zu entnehmen. In Summe ergeben sich für alle österreichischen Bundesländer im ländlichen Bereich Stückzahlen zwischen etwa 200 und 2.000 Batterien, wenn Dachflächen- und Fassadenpotentiale aus Tabelle 30 und Tabelle 31 addiert werden.

Nutzung von PV-Potentialen auf Dächern für Batterien im Jahr 2020	1 %	2,5 %	5 %	7,5 %	10 %
Burgenland	6	14	26	39	51
Kärnten	7	18	36	54	72
Niederösterreich	29	68	134	201	267
Oberösterreich	18	40	83	126	165
Salzburg	6	15	31	45	59
Steiermark	15	39	78	118	159
Tirol	9	24	45	70	93
Vorarlberg	5	13	26	39	50
Summe	95	231	459	692	916

Tabelle 30: Errechnete Batteriestückzahlen in den Bundesländern (exkl. Wien) für unterschiedliche Nutzungsgrade der PV-Kapazitäten in 2020 auf Dächern

Nutzung von PV-Potentialen auf Fassaden für Batterien im Jahr 2020	1 %	2,5 %	5 %	7,5 %	10 %
Burgenland	6	14	31	45	62
Kärnten	8	20	41	62	83
Niederösterreich	33	76	155	230	312
Oberösterreich	19	50	95	144	188
Salzburg	6	17	34	51	68
Steiermark	18	45	90	134	180
Tirol	11	27	51	80	105
Vorarlberg	5	15	29	44	59
Summe	106	264	526	790	1057

Tabelle 31: Errechnete Batteriestückzahlen in den Bundesländern (exkl. Wien) für unterschiedliche Nutzungsgrade der PV-Kapazitäten im Jahr 2020 für Fassadenflächen

6.2.1.2 Kosten/Nutzenrelation von Vanadium-Redox-Flow Batterien

Die Kostenparameter aus Tabelle 26 werden herangezogen, um die jährlichen Kosten des VRF-Batteriesystems zu berechnen. Diese setzen sich aus den Kapital- und Betriebskosten zu ca. 12,8 k€ zusammen und stehen maximalen jährlichen Erlösen (Nutzen) von etwa € 2.900 auf dem Sekundärregelenergiemarkt⁸ gegenüber. Dahingehend entstehen jährlich fehlende Deckungsbeiträge in der Höhe von etwa 9,9 k€, was keinen wirtschaftlichen Betrieb des Speichers auf dem Regelenergie- oder auf dem EEX-Strommarkt zulässt.

Wird eine Variation der Kosten- und Bewertungsparameter (+/- 30 % des Originalwerts aus Tabelle 26) vorgenommen, so zeigt Abbildung 76, dass sich die Investitionskosten (CAPEX) gefolgt von der Abschreibedauer am stärksten auf die Gesamtkosten der Anlage auswirken. Geringeren, aber dennoch signifikanten Einfluss haben der Bewertungszinssatz sowie die Betriebskosten (OPEX) der Anlage.

⁸ Eine Teilnahme von Speichern in der Größe der Pilotanlage am Regelenergiemarkt wäre unter derzeitigen Rahmenbedingungen nicht möglich; diese Restriktion wurde jedoch für die Ableitung eines Best Case der möglichen Erlöse vernachlässigt.

Vanadium Redox Flow Batterie: Sensitivitätsanalyse

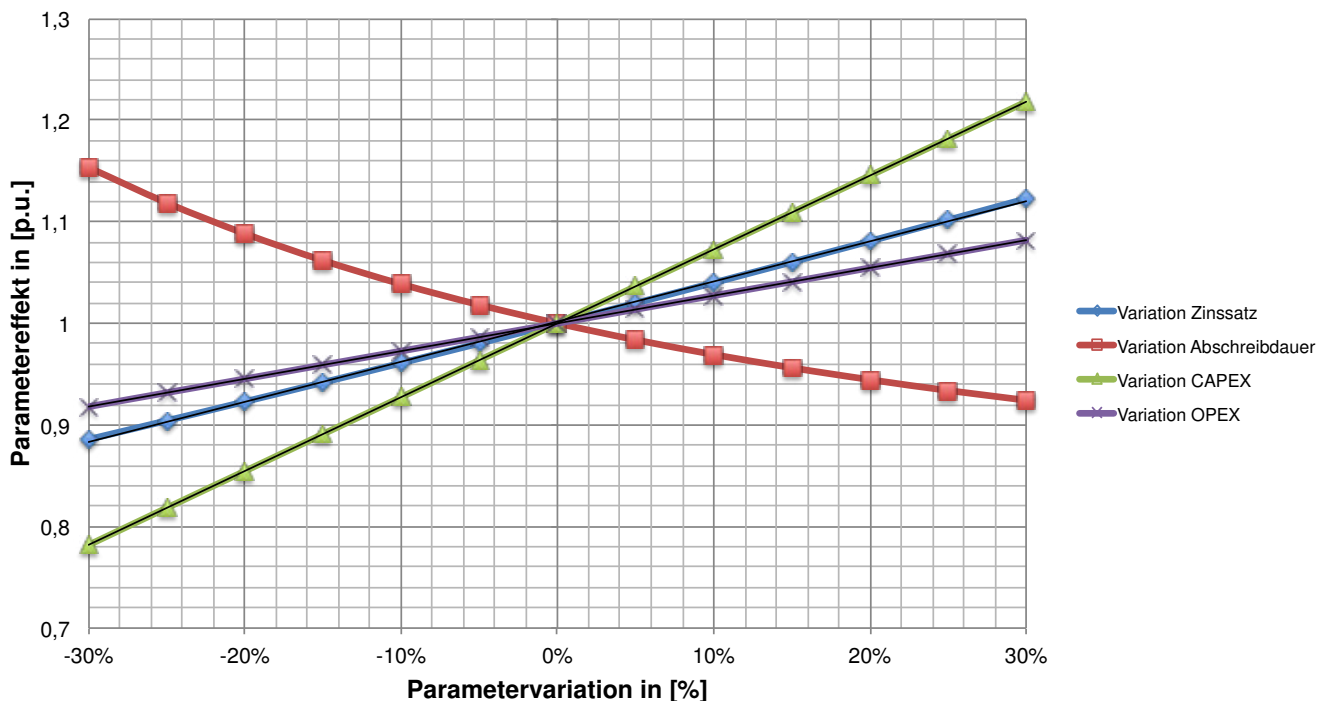


Abbildung 76: Auswirkung der Parametervariation für Vanadium-Redox-Flow Batterien

Um argumentieren zu können, welche Kostenreduktionen notwendig sind, damit die VRF-Batterie bei gleichbleibenden Erlösen eine Kosten/Nutzenrelation <1 erzielen kann, zeigt Abbildung 77 eine getrennte Reduktion der CAPEX und OPEX sowie eine kombinierte Reduktion (gleichzeitig CAPEX und OPEX). Es stellt sich heraus, dass eine alleinige Reduktion der OPEX oder CAPEX nicht ausreicht, um einen wirtschaftlichen Betrieb der Anlage zu gewährleisten. Dahingehend wäre es notwendig CAPEX und OPEX zu etwa 78 % zu reduzieren, um den wirtschaftlich sinnvollen Einsatz der Vanadium-Redox-Flow Batterie unter Annahme eines Best Case der heutigen Erlöse sicherstellen zu können. Soll der Speicher an der EEX zur Arbitrage zwischen Peak und Off-Peak Preisen eingesetzt werden, so wäre eine kombinierte Kostenreduktion aus CAPEX und OPEX von ca. 94 % (bezogen auf die Preise der Pilotanlage) notwendig.

Werden die in den Abschnitten zuvor ermittelten Batteriestückzahlen für Stadt- und Landbezirke addiert, so ergeben sich die in Tabelle 32 dargestellten Werte. Diese Stückzahlen kombiniert mit den jährlich fehlenden Deckungsbeiträgen aus heutiger Sicht (sowie bei einer 50 bzw. 77 %igen Kostenreduktion (CAPEX und OPEX) ergeben die in Tabelle 32 errechneten Gesamtverluste bzw. Gewinne.

Vanadium Redox Flow Batterie: Kosten vs. Nutzen - Break Even

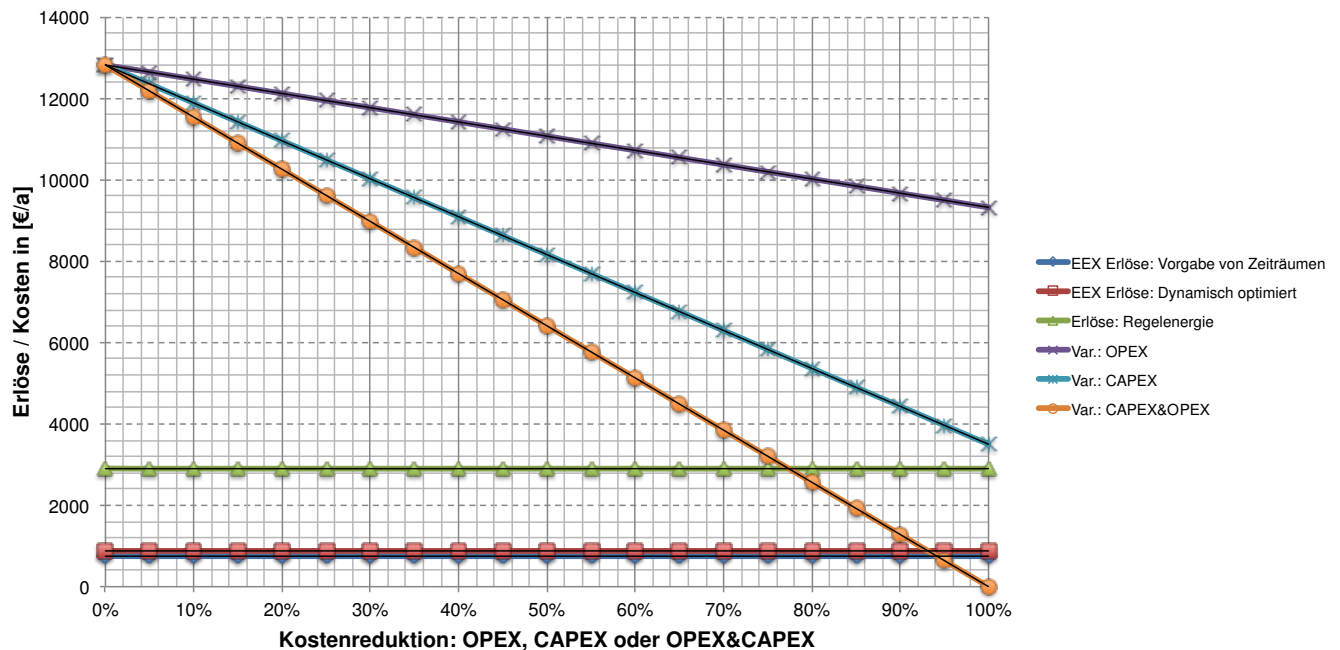


Abbildung 77: Vanadium-Redox-Flow Batterie – Break Even Analyse Kosten vs. Erlöse (Nutzen)

Diese würden zwischen 2,4 und 21,7 Millionen €/Jahr betragen, wenn entsprechende Durchdringungsraten und die korrelierenden Batteriestückzahlen aus Tabelle 32 installiert werden. Gewinne werden erst ab Kostenreduktionen von ca. 78% erreicht. Wie solche Kostenreduktionspfade in Zukunft aussehen könnten und welche Auswirkungen dies auf den Förderungsbedarf der Anlagen hätte wird in Kapitel 6.4.3 diskutiert.

Durchdringungsrate Landbezirke	1%	2,5%	5%	7,5%	10%
Stückzahlen Landbezirke Dächer	95	231	459	692	916
Stückzahlen Landbezirke Fassaden	106	264	526	790	1057
Durchdringungsrate Stadtbezirke	1%	2%	3%	4%	5%
Stückzahlen Stadtbezirke Dächer	27	53	79	108	134
Stückzahlen Stadtbezirke Fassaden	17	30	49	68	81
Gesamtstückzahl	245	578	1.113	1.658	2.188

Tabelle 32: Kumulierte Batteriestückzahlen in österreichischen Stadt- und Landbezirken

Gesamtstückzahl	Stk.	245	578	1113	1658	2188
Fehlende Deckungsbeiträge: Status Quo	Mio. €/a	2,43	5,73	11,04	16,44	21,70
Fehlende Deckungsbeiträge: 50 % Kostenreduktion (CAPEX & OPEX)	Mio. €/a	0,86	2,03	3,91	5,82	7,68
Fehlende Deckungsbeiträge: 77 % Kostenreduktion (CAPEX & OPEX)	Mio. €/a	0,01	0,03	0,05	0,08	0,11

Tabelle 33: Kumulierte Batteriestückzahlen und Deckungsbeitragsdefizite für die VRF-Batterie

6.2.1.3 Kosten- / Nutzenrelation von Blei-Säure Batterien

Wie für VRF-Batterie wurde auch bei Blei-Säure Batterien eine Parametervariation durchgeführt, um deren Auswirkung auf die Gesamtkosten abschätzen zu können (siehe Abbildung 78). Dabei wirken sich bei Blei-Säure Batterie die Betriebskosten in geringerem Maße aus, da diese nicht so hoch sind wie bei VRF-Batterie. Der Parametereffekt des Zinssatzes, der Abschreibdauer sowie der Investitionskosten hat jedoch ähnliche Effekte, wie bei der VRF-Batterie.

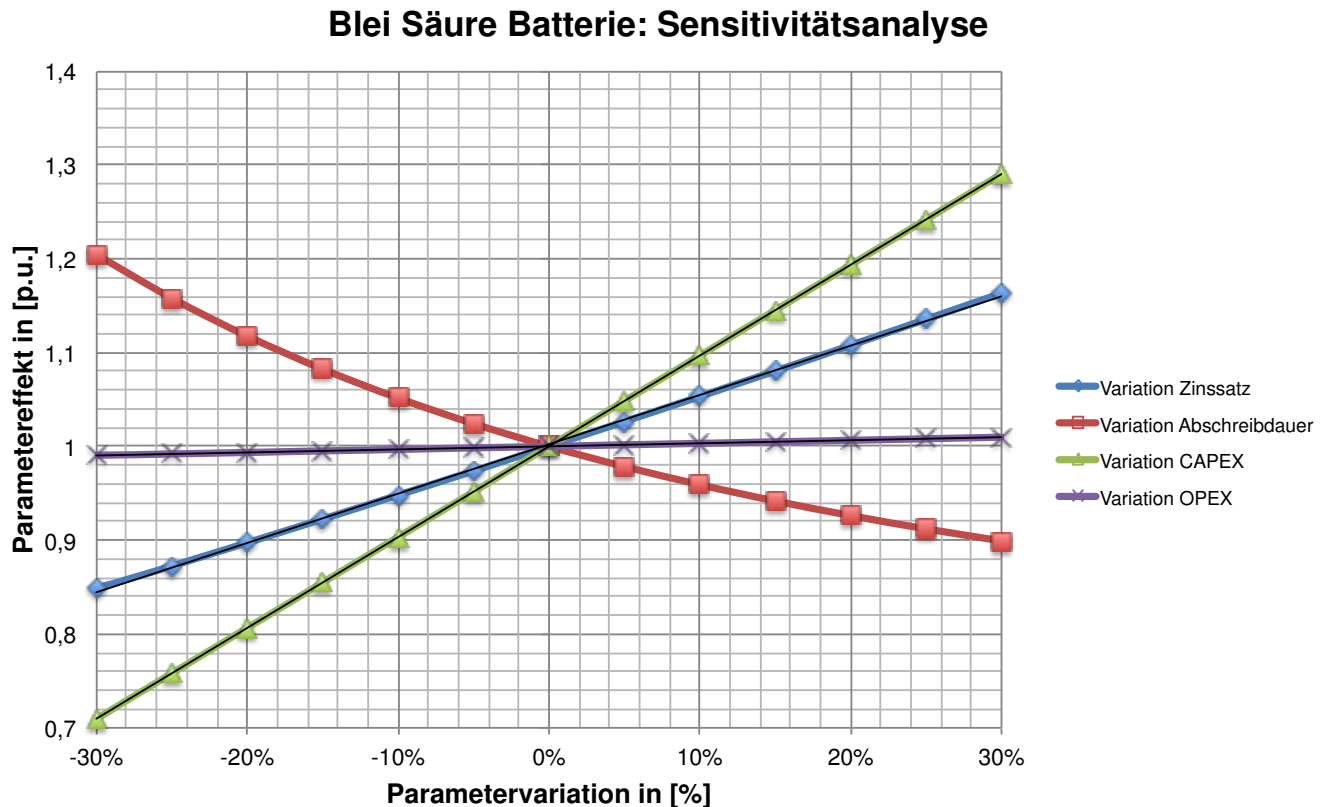


Abbildung 78: Auswirkung der Parametervariation für Blei-Säure Batterien

Da die Blei-Säure Batterie durch einen geringeren DOD (40 %) entsprechend groß dimensioniert werden muss, um dieselbe nutzbare Kapazität (77,2 kWh) zu erreichen wie die VRF-Batterie in der empfohlenen Betriebsweise, liegen die Gesamtkosten der Blei-Säure Batterie deutlich über jenen der VRF-Batterie. Um ein Erlöse/Kostenverhältnis = 1 zu erreichen sind bei der Blei-Säure Batterie ebenfalls sehr hohe Einsparungen von CAPEX und OPEX notwendig. Diese betragen für den Einsatz als mögliches Regelkraftwerk ca. 81 % bzw. 91 % für die Peak/Off-Peak Arbitrage. Abbildung 79 illustriert dazu die Ergebnisse grafisch.

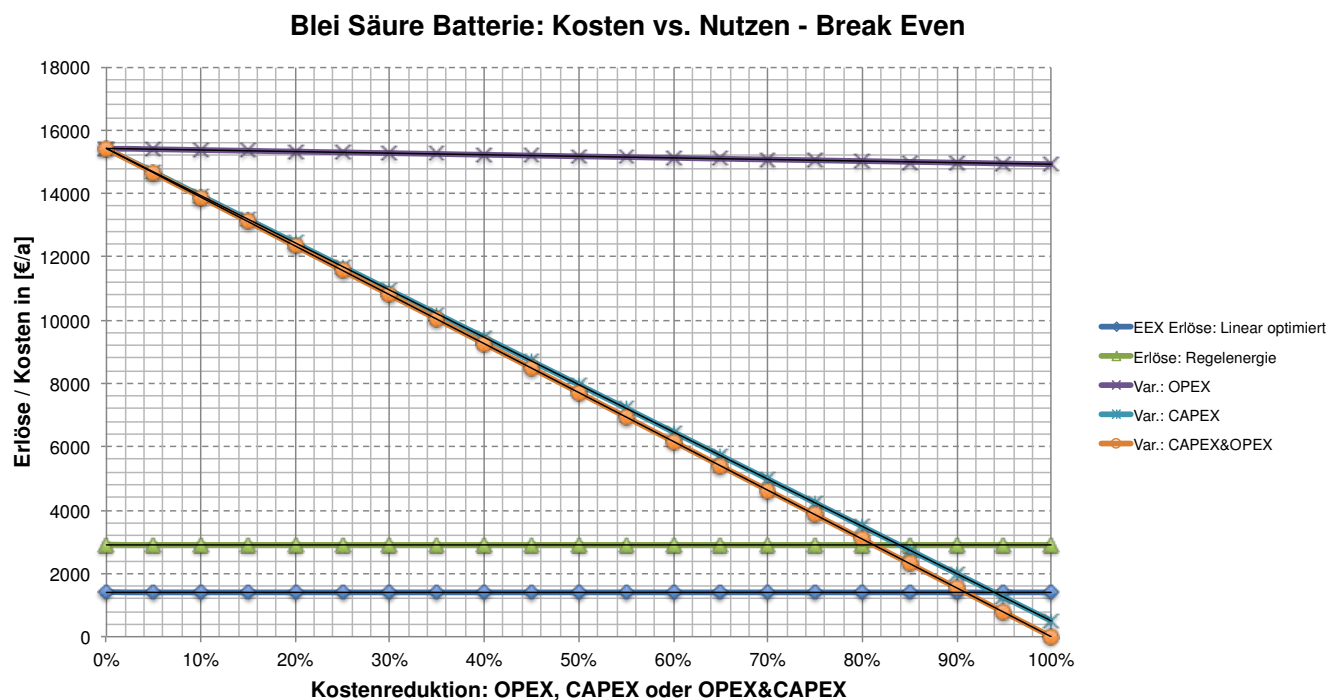


Abbildung 79: Blei-Säure Batterie – Break Even Analyse Kosten vs. Erlöse (Nutzen)

Tabelle 34 zeigt schließlich die kumulierten Deckungsbeitragsdefizite für die ermittelten Batteriestückzahlen in Österreich. Bei aktuellen Kosten und den gewählten Einsatzgebieten der Batterien lägen diese jährlich zwischen 3,1 und 27,4 Mio. €. Kapitel 6.4.3 diskutiert in diesem Zusammenhang wiederum die Wirtschaftlichkeit etwaiger Förderungen.

Gesamtstückzahl	Stk.	245	578	1113	1658	2188
Fehlende Deckungsbeiträge: Status Quo	Mio. €/a	3,1	7,2	13,9	20,8	27,4
Fehlende Deckungsbeiträge: 50 % Kostenreduktion (CAPEX & OPEX)	Mio. €/a	1,2	2,8	5,4	8,0	10,5
Fehlende Deckungsbeiträge: 80 % Kostenreduktion (CAPEX & OPEX)	Mio. €/a	0,2	0,4	0,7	1,1	1,4

Tabelle 34: Kumulierte Batteriestückzahlen und Deckungsbeitragsdefizite für Blei-Säure Batterien

6.2.1.4 Kosten/Nutzenrelation von Natrium-Schwefel-Batterien I & II

Auch für Natrium-Schwefel (NaS) Batterien wurde eine Parametervariation durchgeführt. Aufgrund ähnlicher Kostenzusammensetzungen (CAPEX und OPEX) sind die Parametereffekte der Sensitivitätsanalyse jedoch nahezu ident zur VRF-Technologie. Auf eine graphische Darstellung der Ergebnisse wird daher verzichtet.

Anhang D zeigt zudem die Ergebnisse der Break Even Analyse zu Kosten und Nutzen. Notwendige Kosteneinsparungen für die betrachtete NaS Kostensituation I (Kostenangaben laut Projektpartner EVN) lägen bei etwa 80 % für den Regelenergieeinsatz bzw. etwa 94 % bei einer Vermarktung via EEX (siehe Abbildung 111). Für die Alternative, NaS II, reduzieren sich diese Kostenreduktionswerte auf 76 % bzw. 92 % (siehe Abbildung 112).

Tabelle 35 und Tabelle 36 zeigen die Berechnungsergebnisse zu den fehlenden Deckungsbeiträgen der NaS-Technologie für die zuvor erwähnten Kostenquellen. Wie zuvor erwähnt ist bei Kostenquelle II ein Kosten/Nutzenverhältnis von 1 gegeben, wenn ca. 76 % Kosteneinsparung realisiert werden können. Entsprechend resultieren Profite zwischen 0,1 und 0,6 Mio. €/a, wenn eine Kostenreduktion von 77 % erreicht werden kann und die Speicher am Regelenergiemarkt (bei gleichbleibenden Erlösen) vermarktet werden.

Gesamtstückzahl	Stk.	245	578	1.113	1.658	2.188
Fehlende Deckungsbeiträge: Status Quo	Mio. €/a	2,7	6,4	12,3	18,3	24,2
Fehlende Deckungsbeiträge: 50 % Kostenreduktion (CAPEX & OPEX)	Mio. €/a	1,0	2,4	4,5	6,8	8,9
Fehlende Deckungsbeiträge: 80 % Kostenreduktion (CAPEX & OPEX)	Mio. €/a	0,1	0,2	0,3	0,5	0,7

Tabelle 35: Kumulierte Batteriestückzahlen und Deckungsbeitragsdefizite für NaS-Batterien (Kostenquelle I)

Gesamtstückzahl	Stk.	245	578	1.113	1.658	2.188
Fehlende Deckungsbeiträge: Status Quo	Mio. €/a	2,2	5,1	9,8	14,6	19,2
Fehlende Deckungsbeiträge: 50 % Kostenreduktion (CAPEX & OPEX)	Mio. €/a	0,7	1,7	3,3	4,9	6,4
Profite: 80 % Kostenreduktion (CAPEX & OPEX)	Mio. €/a	0,05	0,12	0,23	0,35	0,46

Tabelle 36: Kumulierte Batteriestückzahlen und Deckungsbeitragsdefizite für NaS-Batterien (Kostenquelle II)

6.2.2 Großanlagen

Sollen Großanlagen realisiert werden, bestünde die Möglichkeit eine Anlage (10 MW, 100 MWh) aus etwa 1.000 Kleinanlagen an einem Standort zusammenzusetzen. Da dadurch jedoch kaum Kosten eingespart werden könnten (gleicher Aufwand für Container, Installation, Montage etc.) wurde seitens des Projektpartners Cellstrom abgeschätzt, wie die Kosten für einen direkten Anlagenbau in dieser Größe im Jahr 2030 aussehen könnten. Die Gesamtprojektkosten für eine 10 MW, 100 MWh Batterie wurden in Folge mit ca. 25 Mio. € angegeben. Betriebskosten in der Größenordnung von etwa 2-3 % der Investitionskosten, wobei diese für die durchgeführte Bewertung mit 2,5 % festgelegt (entspricht 625 k€/a) wurden.

Wie in Abbildung 80 zu erkennen ist, wäre bei diesen Kostenverhältnissen noch kein wirtschaftlicher Betrieb auf dem Sekundärregelenergiemarkt bei der derzeitigen Erlössituation möglich. Die Best Case Erlöse im Vergleich zur Einzelanlage reduzieren sich vor allem durch den Wegfall der Eigenverbräuche der Haushalte. Auch bereits abgeschriebene PV-Anlagen können für solch eine Großanlage nicht angenommen werden (Preis PV-Strom > 0). Daher wäre für einen kostendeckenden Einsatz auf dem Regelenergiemarkt eine zusätzliche kombinierte Kosteneinsparung (CAPEX und OPEX) von ca. 23 % notwendig. Eine weiterführende GAP-Analyse inklusive der Zeitreihe von 2020 bis 2050 wird in Kapitel 6.4 erörtert.

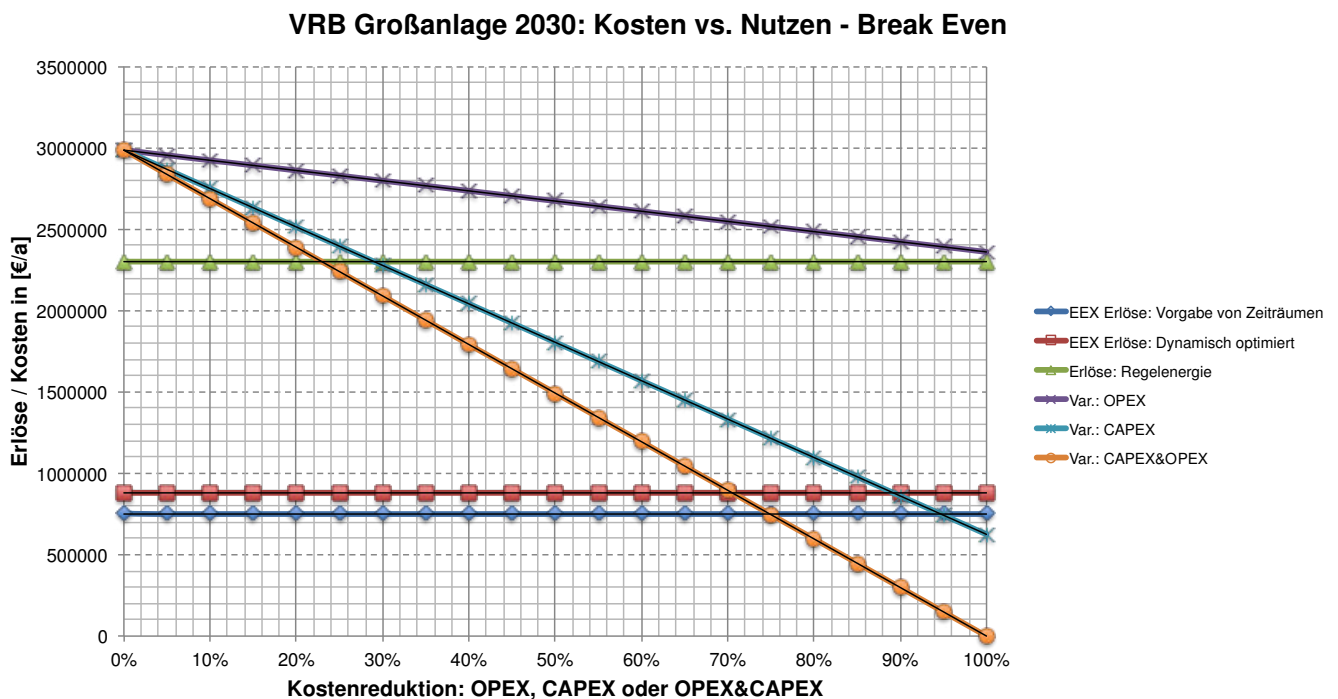


Abbildung 80: VRF-Großanlage – Break Even Analyse Kosten vs. Erlöse (Nutzen)

Alternativ zum Bau einer Großanlage wird auch das Konzept des Anlagenpoolings untersucht. Dabei ermöglicht eine geeignete Kommunikations- und Steuerungsinfrastruktur einen Anlagenpool aus 1.000 Pilotanlagen (für 10 MW und 100 MWh) zu bilden und z.B. auf dem Regelenergiemarkt zu vermarkten.

Der Unterschied zur Großanlage liegt vor allem in den anrechenbaren Erlösen (Best Case auf Haushaltsebene) sowie verteilter PV-Erzeugung in den österreichischen Land- und Stadtbezirken. Dazu wurden jeweils 10 PV-/Batteriekombinationsanlagen in je einem österreichischen Bezirk sowie in Lichtenegg analysiert und im Matlabmodell aus Kapitel 5.1 für die Regelenergievermarktung optimiert. Die notwendigen Globalstrahlungswerte sowie Direkt- und Diffusstrahlungsanteile wurden für jede österreichische Bezirkshauptstadt bei 30° Dachneigung recherchiert (vgl. [40]). Die Maximalwerte der PV-Erzeugung (Annahme von jeweils 10 kW Anlage; 10 m², Wirkungsgrad 10 %) zeigt Abbildung 81. Im Sinne der Best Case Bewertung wurde angenommen, dass auch reflektierte Strahlung von der PV-Anlage genutzt werden kann (andernfalls wären die Strahlungs-/Erzeugungsdaten um etwa 20-25 % zu reduzieren).

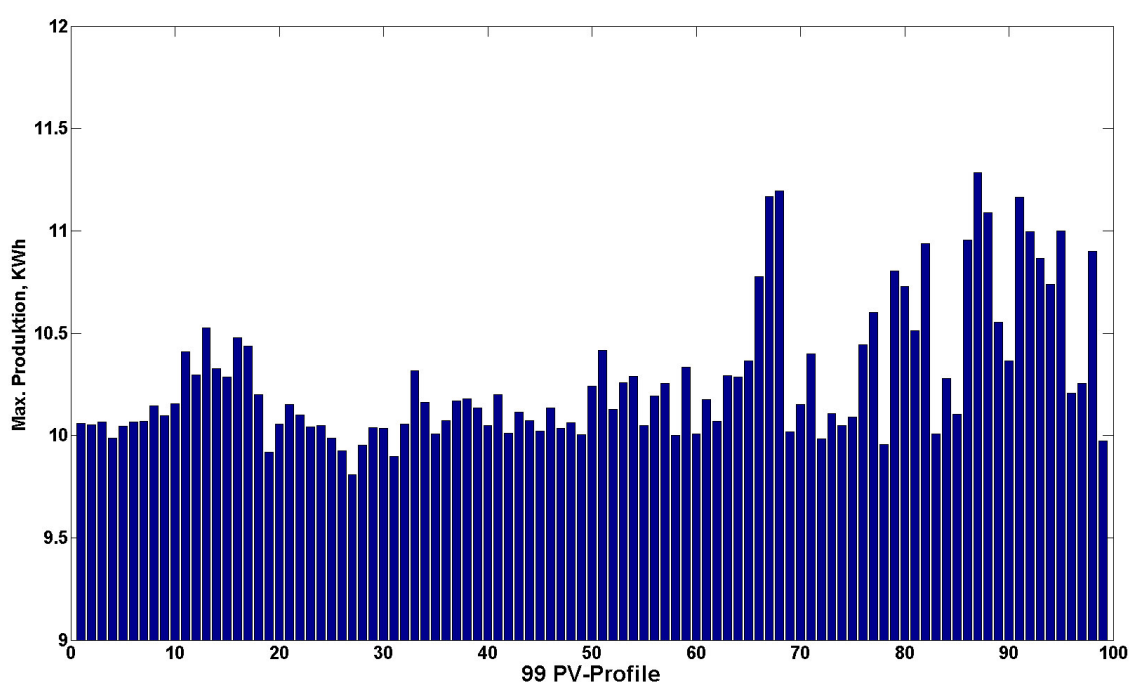


Abbildung 81: Maximale PV-Anlagenerzeugung (pro h) für 99 PV-Profile innerhalb der Stadt- und Landbezirke in Österreich

Abbildung 82 zeigt schließlich die Erlössituation für einen Anlagenpool aus 1.000 Pilotanlagen, wenn die Kosten für Kommunikations- und Reglerinfrastruktur vernachlässigt werden, die Anlagenkosten jedoch denen der Pilotanlage entsprechen. Wie zu erwarten war, wären auch für diesen Anwendungsfall Kostenreduktionen von etwa 78 % notwendig um wirtschaftlich am Sekundärregelenergiemarkt agieren zu können. Auch ein um etwa 0,7 % verbesserter Erlös, durch eine Vielzahl an PV-Kleinanlagen und deren Erzeugungsprofile kann daran nichts ändern.

Werden jedoch Kosten im Bereich von 250 €/kWh Speicherkapazität im Jahr 2030 angenommen, so zeigt ein Anlagenpool aus 1.000 Kleinanlagen im Best Case (Annahme abgeschriebener PV-Anlagen und Zurechnung des Eigenstromverbrauchs der FNSKK-Haushalte) „beinahe Wirtschaftlichkeit“ auf dem Sekundärregelenergiemarkt. Etwa 3 % CAPEX- und OPEX-Kostenreduktionen wären dann notwendig, um vorhandene Deckungsbeitragsdefizite vollständig eliminieren zu können.

Entsprechend höher würden diese Werte ausfallen, wenn die notwendige Kommunikations- und Reglerinfrastruktur berücksichtigt wird. Im Allgemeinen ist jedoch die Kombination der Best Case Pooling Erlöse mit dem Erreichen der Zielkosten im Jahr 2030 als eher unwahrscheinlich einzustufen.

VRB POOLING: Kosten vs. Nutzen - Break Even

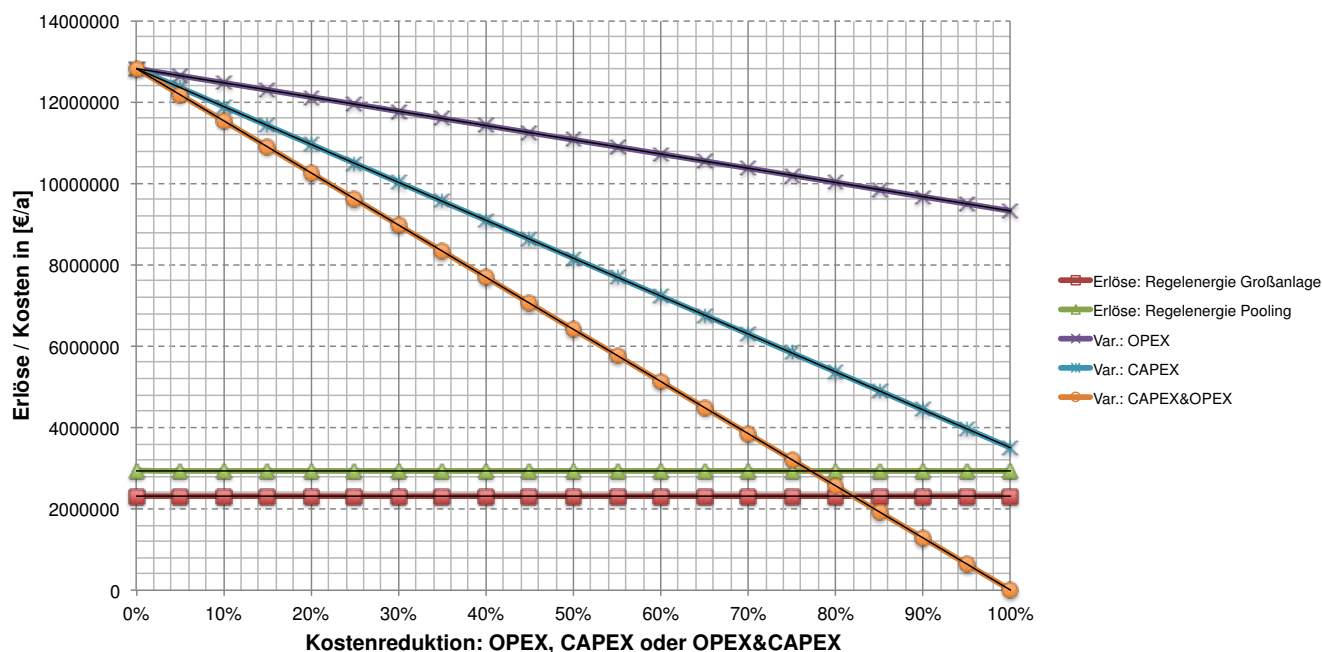


Abbildung 82: VRF-Batterie POOLING – Break Even Analyse zu aktuellen Kosten

VRB POOLING 2030: Kosten vs. Nutzen - Break Even

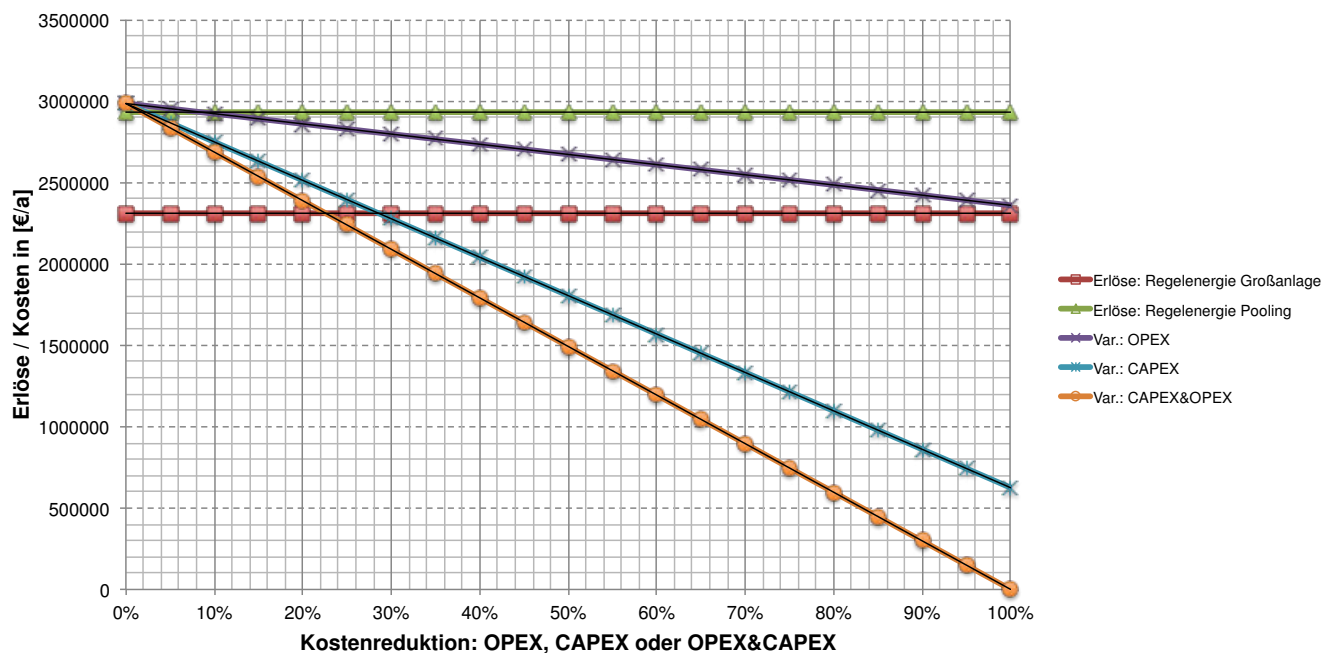


Abbildung 83: VRF-Batterie POOLING im Jahr 2030 – Break Even Analyse zu angenommenen Kosten im Jahr 2030

6.2.3 Leistungsautarke Anlagen

Aufgrund der notwendigen Größe einer leistungsautarken Anlage (10 kW, 0,24 bis 1,1 MWh) für die im Projekt gewählten Haushalts- und PV-Erzeugungsprofile, erscheint eine reale Implementierung sowie damit korrelierende fehlende Deckungsbeiträge als besonders unrealistisch. Wie bereits erwähnt, wurde eine Analyse der notwendigen Entfernung zum nächsten Netzanschlusspunkt durchgeführt, ab der eine leistungsautarke Anlage wirtschaftlich betrieben werden könnte.

Bei der Errichtung eines Stromkabels sind dazu die Investitionskosten des Kabels zu beachten, sowie die Kosten für die Grabungs- und Verlegungsarbeiten, die alle maßgeblich von der Länge des zu wechselnden Kabelstranges beeinflusst werden. Die Instandhaltungskosten der Kabel in Niederspannungsabschnitten wurden dazu mit 4 % der Investitionskosten angenommen.

$$Kosten_{Kabeltausch/m} = \alpha * (Kosten_{Kabel} + Kosten_{Installation,Kabel}) \quad (30)$$

*Kosten_{Kabeltausch}Kosten für den Tausch eines Stromkabels [€/(a*m)]*

Kosten_{Kabel}Investitionskosten des neuen Kabels [€/m]

Kosten_{Installation,Kabel}Kosten der Installation des Kabels durch Grabung und Verlegung [€/m]

Zur Veranschaulichung der Ergebnisse dieser Betrachtung wurde ermittelt, welche Länge das zu wechselnde Kabel aufweisen muss, um die Kosten der PV-Anlage mit Batteriespeicher auszugleichen.

$$l_{Kabel,Break-Even} = \frac{Kosten_{Gesamt/Jahr}}{Kosten_{Kabeltausch/m}} \quad (31)$$

l_{Kabel,Break-Even}Länge des zu tauschenden Kabels um PV plus Speicherkosten auszugleichen [m]

Tabelle 37 zeigt dazu die gewählten Bewertungsparameter und –ergebnisse. Das DINK Haushaltsprofil resultiert dahingehend in den geringsten Entfernungen, die zwischen 8,5 und 11,2 km zu liegen kommen. Dennoch ist zu erwarten, dass die Netzanbindung eines Einzelhaushaltes in solchen Entfernungen zum nächsten Netzanschlusspunkt in Österreich ein Ausnahmefall bleiben wird. In Ländern ohne gute Netzinfrastruktur, oder entlegenen Regionen (z.B. in Kanada, Sibirien etc.) kann sich diese Situation völlig anders darstellen, ist jedoch nicht Untersuchungsziel dieses Projekts.

Werden die weiteren Haushaltsprofile betrachtet, so liegen die Entfernungen deutlich höher (je nach Batterietechnologie und Profil) zwischen 21,4 und 51,7 km. Die höchsten Entfernungen sind dabei entsprechend den Gesamtkosten der Blei-Säure Batterie zugeordnet, gefolgt von VRF- und NaS-Technologie. Für weiterführende Bewertungen sei auf die Diplomarbeit „Kosten/Nutzen Relation von Batteriespeichertechnologien in Kombination mit erneuerbaren Energieträgern“ (siehe [41]) verwiesen.

		DINK_HH	FNSKK_HH	FSKA_HH	P_HH
Kapazität (nutzbar)	kWh	190	880	700	480
Investkosten VRF	€	242.964	1.125.308	895.131	613.804
Investkosten Blei	€	389.134	1.802.306	1.433.652	983.076
Investkosten NaS II	€	290.417	1.345.091	1.069.959	733.686
Abschreibedauer Batterie	a	20	20	20	20
Zinssatz	%	7	7	7	7
Betriebskosten VRF	€/a	8.614	39.896	31.736	21.762
Betriebskosten Blei	€/a	1.231	5.699	4.534	3.109
Betriebskosten NaS II	€/a	1.368	6.338	5.041	3.457
Jährliche Kosten VRF	€/a	31.548	146.117	116.230	79.700
Jährliche Kosten Blei	€/a	37.962	175.824	139.860	95.904
Jährliche Kosten NaS II	€/a	28.782	133.305	106.038	72.712
Leitungskosten	€/m	40	40	40	40
BK Leitung	€/a*m	0,4	0,4	0,4	0,4
Abschreibedauer Leitung	a	40	40	40	40
Jährliche Kosten Leitung	€/a*m	3,40	3,40	3,40	3,40
Break Even VRF	km	9,3	43,0	34,2	23,4
Break Even Blei	km	11,2	51,7	41,1	28,2
Break Even NaS II	km	8,5	39,2	31,2	21,4

Tabelle 37: Bewertungsergebnisse und gewählte Parameter zur Analyse der notwendigen Netzentfernung für den wirtschaftlichen Betrieb von leistungsautarken PV/Batterie kombinationen

6.3 Mögliche Auswirkungen für Österreich

6.3.1 PV-Szenarien und betrachtete Bandbreiten

Dieser Arbeitsschritt untersucht mit zukünftigen Szenarien und Trends zur Entwicklung von PV-Stromerzeugung in Österreich die Möglichkeiten, die Volatilität der Stromaufbringung durch Stromspeicher zu reduzieren. Dazu werden die Kosten der Speicherimplementierung in Relation zu notwendigen Backupkapazitäten in Form von Gaskraftwerken gestellt, um daraus die Kosten der Verminderung von CO₂-Emissionen zu errechnen. Verwendet wird dazu einerseits das Szenario B des kürzlich abgeschlossene Projekt „Klimadapt“ (siehe [42]) sowie eine Fortschreibung des Trends der letzten Jahre nach dem österreichischen „PV Marktbericht“ (siehe [10]). Aus dem Projektbericht zum Projekt Klimadapt wird dazu die Beschreibung des Szenario B übernommen.

Das Klimadapt Szenario B zeichnet sich durch negative Verbrauchswachstumsraten und stark steigende Primärenergie- und CO₂-Preise aus. Kohlepreise steigen in diesem Szenario auf knapp 11 €/MWh, Gaspreise auf etwa 24 €/MWh (Realpreise, Bezugsjahr 2005) bis zum Jahr 2050 an. Der CO₂-Zertifikatspreis steigt von 15 €/tCO₂ im Jahr 2005 auf 43 €/tCO₂ im Jahr 2050. Als Konsequenz steigen die Stromgroßhandelspreise bis 2050 auf ca. 71 €/MWh. Für „neue“ Erneuerbare (Wind, PV, Biogas, Biomasse) werden in diesem Szenario pro Jahr ca. 200 Mio. € an Fördervolumen für neue Anlagen zur Verfügung gestellt. Diese Summe dient zur Deckung der Differenz von Erzeugungskosten und Marktpreisen über die gesamte Förderdauer.

Die Stromnachfrage weist anfangs positive Wachstumsraten auf und sinkt durch Effizienzmaßnahmen auf ca. 72 TWh bis zum Jahr 2050. Daraus resultiert neben einer Steigerung der Stromerzeugung aus Wasserkraft vor allem eine positive Entwicklung der Erneuerbaren Energieträger Wind, PV, Biogas und Biomasse. Insgesamt beträgt die inländische Stromerzeugung im Jahr 2050 etwa 68,6 TWh - der Rest wird durch Importe gedeckt (vgl. Abbildung 84).

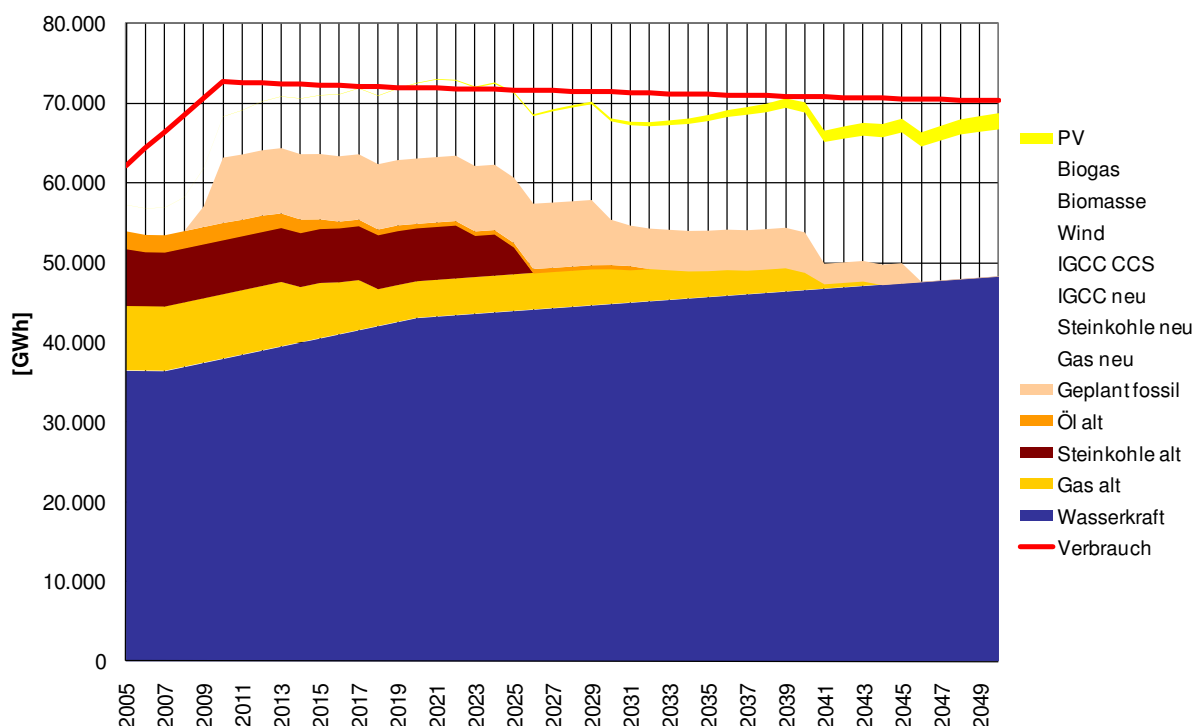


Abbildung 84: Entwicklung der Stromerzeugung in Österreich im „Klimadapt“ Szenario B (IGCC = Kombi-Prozess mit integrierter Vergasung; CCS = CO₂-Abscheidung und –Speicherung; Quelle: Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.)

Abbildung 85 zeigt dazu die Entwicklung der Stromerzeugung für Wind- Photovoltaik-, Biogas- und Biomassetechnologien bis 2050 (Startjahr der Simulation = 2005) im Detail. Den größten Anteil bildet dabei die Windtechnologie gefolgt von Biomasse und Biogas. Die Entwicklung der Stromerzeugung aus Photovoltaik liegt in diesem Szenario aufgrund der gewählten Szenarioparameter (Fördervolumen, CO₂ Preise, Marktpreise) bei etwa 2 TWh in 2050. Insgesamt werden in Szenario A in 2050 rund 20,3 TWh an Strom aus Wind, PV, Biogas und Biomasse erzeugt.

Neben dem Klimadapt Szenario wurde zudem der Trend an PV-Zubau der letzten Jahre aus dem österreichischen PV Marktbericht 2010 bis 2050 linear fortgesetzt (der Durchschnitt der zugebauten PV Leistung wurde mit ca. 40 MW/a gewählt). Abbildung 86 zeigt schließlich den Vergleich des Klimadapt PV-Szenarios mit dem aktuellen Trend des PV Zubaus. Starke Unterschiede sind dabei vor allem bis 2040 zu erkennen, da das Klimadapt Modell keine Direktförderungen, z.B. seitens des Klima- und Energiefonds, berücksichtigt. Zudem geht das Modell davon aus, dass die vorhandenen Fördermittel nach einem „Least cost“ Ansatz eingesetzt werden und daher zuerst jene Technologien ausgebaut werden, die zu den geringsten Kosten Strom aus erneuerbaren Quellen bereitstellen können.

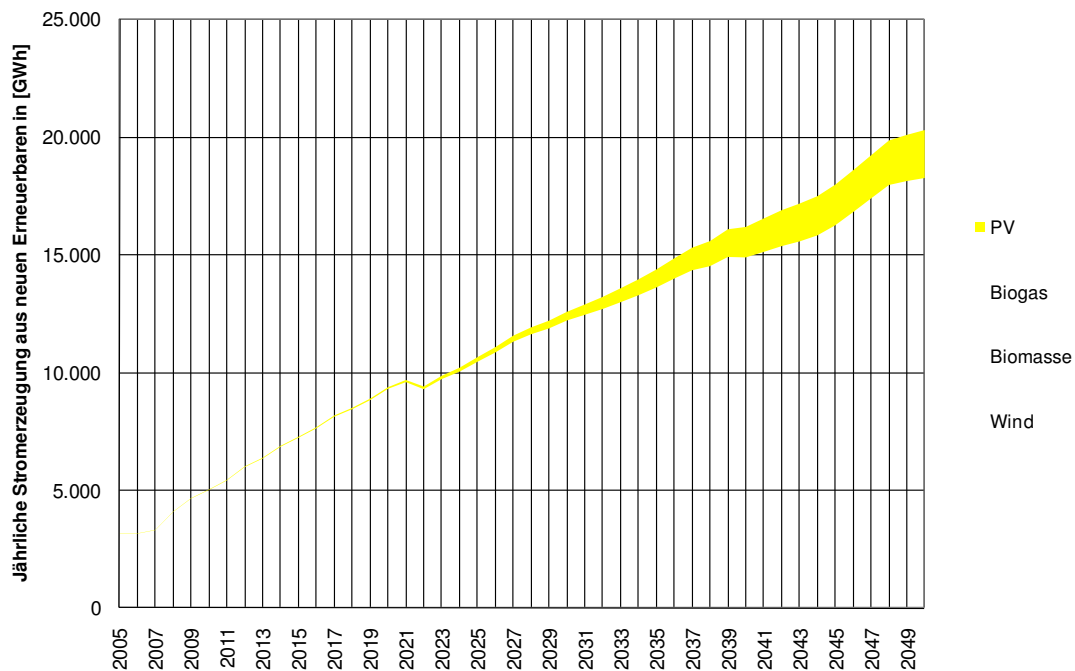


Abbildung 85: Entwicklung der Stromerzeugung aus Wind-, PV-, Biogas- und Biomassetechnologien im „Klimadapt“ Szenario B; (Quelle: Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.)

Wird eine Gleichverteilung der in Österreich installierten PV Kapazitäten angenommen und werden die unter [40] ermittelten Globalstrahlungswerte, vermindert um den Reflexionsstrahlungsanteil von etwa 20 %, für österreichische Bezirke herangezogen. So kann eine szenario- und trendabhängige Bandbreite der Stromerzeugung aus PV-Anlagen im Jahr 2030 abgeleitet werden. Abbildung 87 zeigt dazu die Berechnungsergebnisse für österreichische Bezirke.

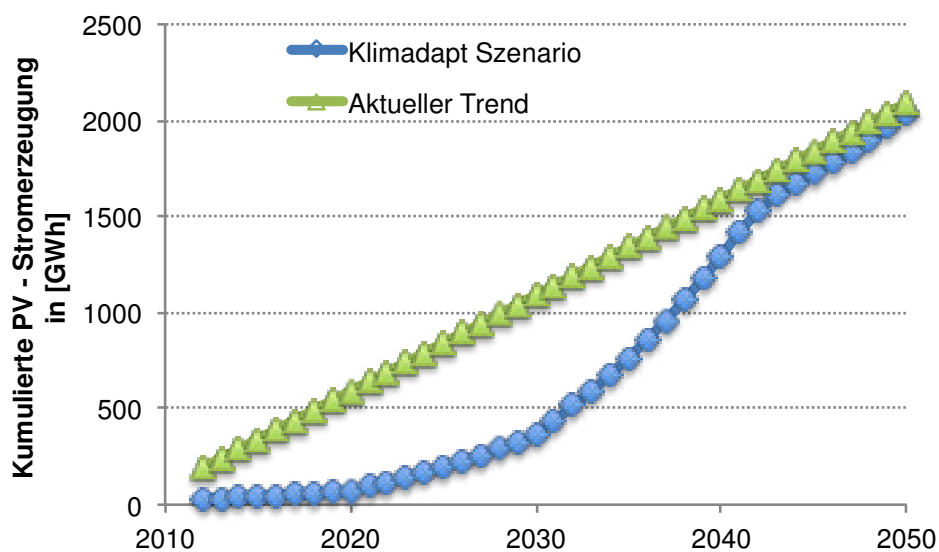


Abbildung 86: Vergleich des aktuellen PV-Zubautrends mit dem Klimadapt PV-Szenario bis 2050; (Quellen: eigene Berechnungen, [10] und [42])

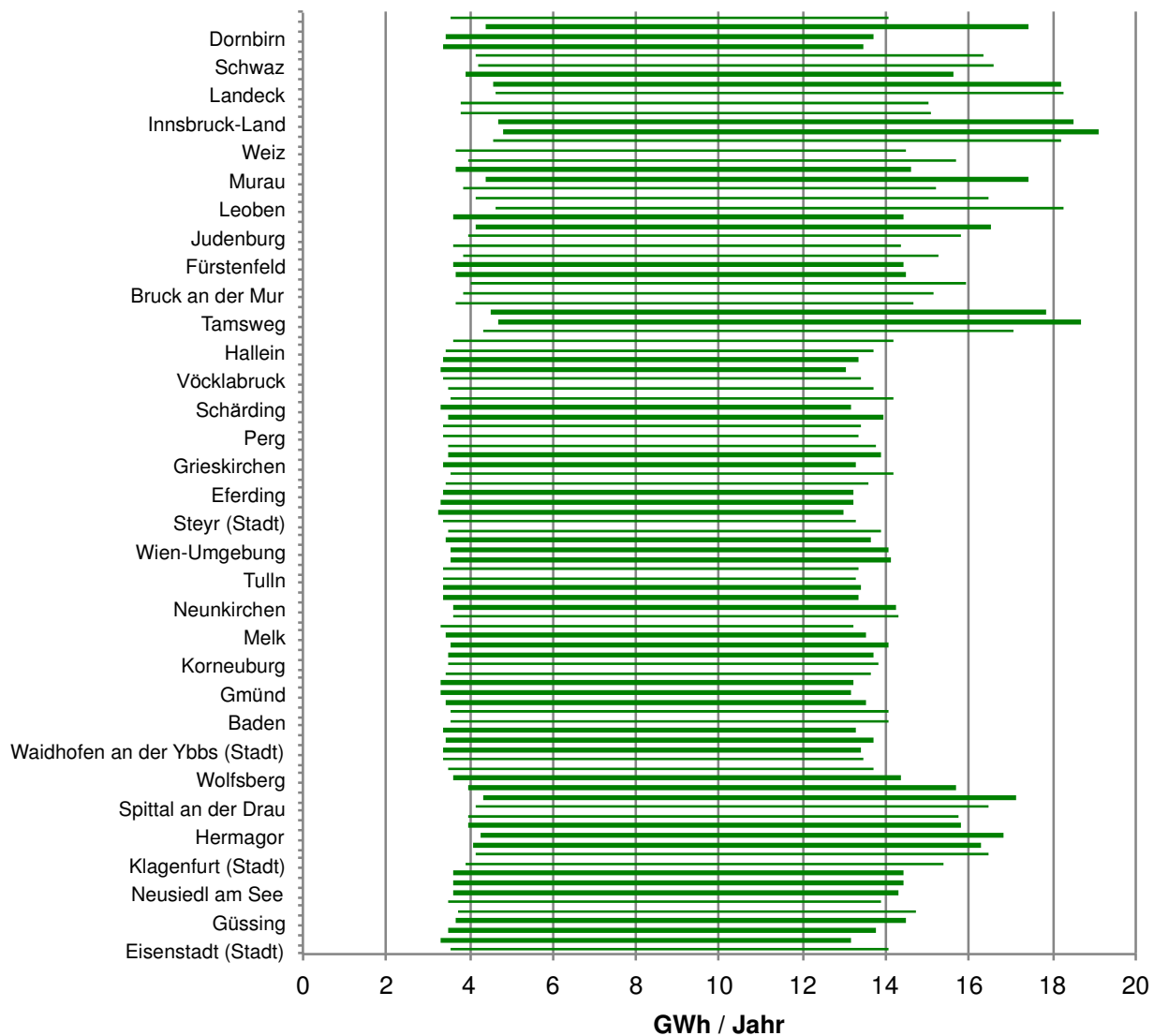


Abbildung 87: Bandbreite der Stromerzeugung aus PV für das „Trend“ und „Klimadapt“ Szenario im Jahr 2030 (eigene Berechnungen)

Mit diesen Erzeugungswerten ergeben sich für eine gewählte PV-Anlagengröße von 5 kW im Jahr 2030 je Bezirk 700 errichtete Anlagen im Klimadapt Szenario bzw. 2076 Anlagen je Bezirk im Trend Szenario, die mit einem dezentralen Speicher kombiniert werden könnten. Welchen Speicherbedarf diese Anlagen für eine Glättung der volatilen PV-Erzeugung hervorrufen würden, wird im folgenden Kapitel erläutert.

6.3.2 Glättung volatiler PV-Erzeugung durch dezentrale Speicher

Ergänzend zum entwickelten Modell für die Untersuchung von gepoolten Batteriespeichersystemen wurde eine weitere Einsatzmöglichkeit der Speicher zur Glättung von PV-Erzeugung modelliert, um fossile Erzeugerkapazitäten ersetzen zu können.

Dazu wurde die untere Bandbreite möglicher PV-Erzeugung und damit verbundener Leistung (Klimadapt Szenario des vorangegangenen Kapitels) gewählt. Die Abbildung 87 zeigt dazu den prinzipiellen Aufbau der gewählten Bewertungsmethodik. Basierend auf regionalen PV-Erzeugungsprofilen auf Bezirksebene sowie dem Klimadapt Szenario zu PV-Erzeugung bzw. Kapazitäten ermittelt ein Glättungsmodell den Speicherbedarf, um für PV-Anlagen eine Bandlieferung auf Tages-, Monats- und Jahresbasis ermöglichen zu können. Daraus kann eine gesicherte Leistung für alle PV-Anlagen des Szenarios (700 Anlagen je Bezirk bei 5 kW_{Peak} Anlagenleistung) abgeleitet und mit Kostenfaktoren zu Speicher- und Backupkraftwerkstechnologien sowie deren CO₂-Emissionen kombiniert werden. Schließlich werden daraus die Glättungs- bzw. resultierenden CO₂-Vermeidungskosten berechnet.

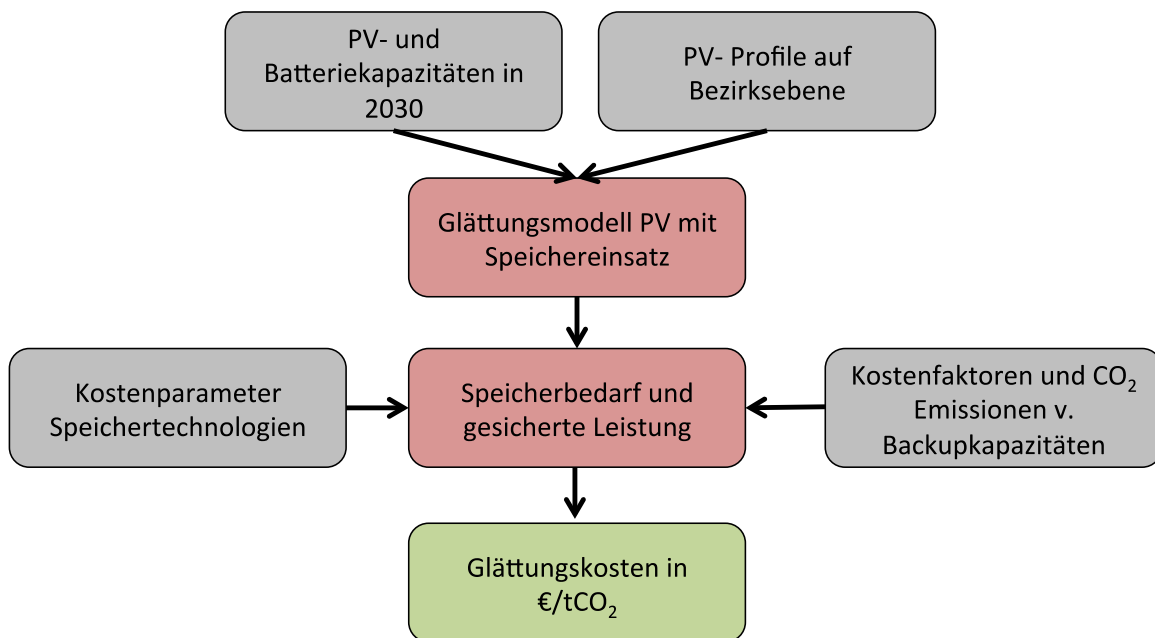


Abbildung 88: Bewertungsmethodik zur Ermittlung der gesicherten PV-Leistung für Bandlieferung, den damit verbundenen Speicherbedarf sowie der resultierenden CO₂-Vermeidungskosten

Innerhalb der Modellbildung zur Bandlieferung von PV-Anlagen wird daher der Frage nachgegangen, wie viel Speicherkapazität für den Batteriespeicher benötigt wird. Eine geeignete Prognose der Wetterverhältnisse der nächsten Tage vorausgesetzt, kann daraus eine Leistung ermittelt werden, die beim Bilanzgruppenführer angemeldet und im Falle eines Day-Ahead Speichers 24 Stunden lang konstant geliefert werden kann. Das Modell, welches in einer Diplomarbeit (vgl. [41]) im Rahmen des Projekts MBS erarbeitet wurde, berücksichtigt PV-Anlagenprofile in 99 österreichischen Bezirken mit einem Erzeugungsprofil gemäß den Globalstrahlungswerten (exkl. Reflexionsstrahlung) aus dem Jahr 2005. Die notwendige Dimensionierung des Batteriespeichers für Day-Ahead-, Monats- und Jahresglättung ist dabei Teil des Optimierungsproblems. Dazu kann wie folgt aus [41] zitiert werden:

„Die notwendige Größe des Batteriespeichers hängt maßgeblich von den Erzeugungsspitzen der PV-Anlage zur über den Tag gemittelten mittleren Erzeugung ab. Die Erzeugung der PV-Anlage E_{PV} je $\frac{1}{4}$ Stunde ist aus Gleichung (32) zu entnehmen. Bildet man den Mittelwert dieser Erzeugung über einen gesamten Tag erhält man die Menge an Energie die jede viertel Stunde dieses Tages geliefert werden kann, um am Ende im Gleichgewicht mit der Erzeugung zu stehen.

$$E_{Band} = \frac{1}{24 * 4} \sum_{t=0}^{24*4} E_{PV} \quad (32)$$

E_{Band} Energie die als Band jede $\frac{1}{4}$ Stunde des Tages geliefert werden kann [kWh]

E_{PV} erzeugte Energie der PV-Anlage pro viertel Stunde [kWh]

Da E_{Band} kontinuierlich an das Stromnetz geliefert wird, aber E_{PV} nur abhängig von der Sonneneinstrahlung Energie an den Batteriespeicher liefert, muss dieser groß genug sein, um die Überschüsse und Mängel zu kompensieren. Die Größe dieser Überschüsse und Mängel werden mit Gleichung (33) ermittelt.

$$\text{Differenz}_{\text{kumuliert}}(t) = \text{Differenz}_{\text{kumuliert}}(t - 1) + E_{PV} - E_{Band} \quad (33)$$

$\text{Differenz}_{\text{kumuliert}}(t)$ Über Zeit kumulierte Different aus Erzeugung der PV-Anlage und Lieferung an das Stromnetz E_{Band} zum Zeitpunkt t (Viertelstundenwerte) [kWh]

Diese Differenz steigt und fällt im Laufe des Tages und kann auch negative Werte annehmen, am Ende eines jeden Tages ist sie jedoch immer 0, da im Modell eine perfekte Wetterprognose angenommen wurde und damit die Summe der Energie, die als Band im Laufe des Tages an das Stromnetz geliefert wird, immer gleich der Summe der Energie aus der Erzeugung der PV-Anlage an diesem Tag ist.

Zudem wird der über das Jahr gesehene „worst-case“ ermittelt, also der größte auftretende Überschuss und der größte Mangel an Energie, den die Batterie bereitstellen muss.

$$\text{Differenz}_{\text{kumuliert,max}} = \max \text{Differenz}_{\text{kumuliert}} \quad (34)$$

$\text{Differenz}_{\text{kumuliert,max}}$ Größter Überschuss an Erzeugung des Jahres, der im Batteriespeicher gespeichert werden muss [kWh]

$$\text{Differenz}_{\text{kumuliert,min}} = \min \text{Differenz}_{\text{kumuliert}} \quad (35)$$

$\text{Differenz}_{\text{kumuliert,min}}$ Größter Mangel an Energie der aus dem Batteriespeicher lieferbar sein muss [kWh]

Berücksichtigt man noch dass ein Batteriespeicher im Normalbetrieb nie vollkommen geladen oder entladen werden soll, sondern nur bis zu dem maximalen und minimalen State of Charge $SOC_{\max}$ und $SOC_{\min}$ errechnet sich die Speichergröße, gemeinsam mit den Anforderungen aus Gleichungen (34) und (35), aus Gleichung (36).

$$W_{\text{Batterie,max}} = \frac{\text{Differenz}_{\text{kumuliert,max}} - \text{Differenz}_{\text{kumuliert,min}}}{SOC_{\max} - SOC_{\min}} \quad (36)$$

$W_{\text{Batterie,max}}$ Größe des Batteriespeichers [kWh]

$SOC_{\max}$ maximal erlaubter State of Charge des Batteriespeichers im Normalbetrieb [%]

$SOC_{\min}$ minimal erlaubter State of Charge des Batteriespeichers im Normalbetrieb [%]

Die maximal erforderliche Ladeleistung des Batteriespeichers wird bestimmt durch die maximale Erzeugungsspitze der PV-Anlage des Jahres. Der Faktor 4 darf dabei wieder nicht vergessen werden, da E_{PV} in Viertelstundenwerten angegeben ist.

$$P_{Lade} = \max(E_{PV} * 4) \quad (37)$$

P_{Lade} maximale Ladeleistung des Batteriespeichers [kW]

Die Speicherbewirtschaftung selbst wird in Abbildung 89 dargestellt und zeigt, dass sämtliche überschüssige Erzeugung in den Speicher geladen wird und solange gespeichert, bis die abgegebene Menge an Bandenergie die Erzeugung wieder übersteigt. Die oberen und unteren Schranken SOC_{max} und SOC_{min} des Batteriespeichers sind ebenfalls wieder zu beachten, da diese nicht über- bzw. unterschritten werden dürfen.“

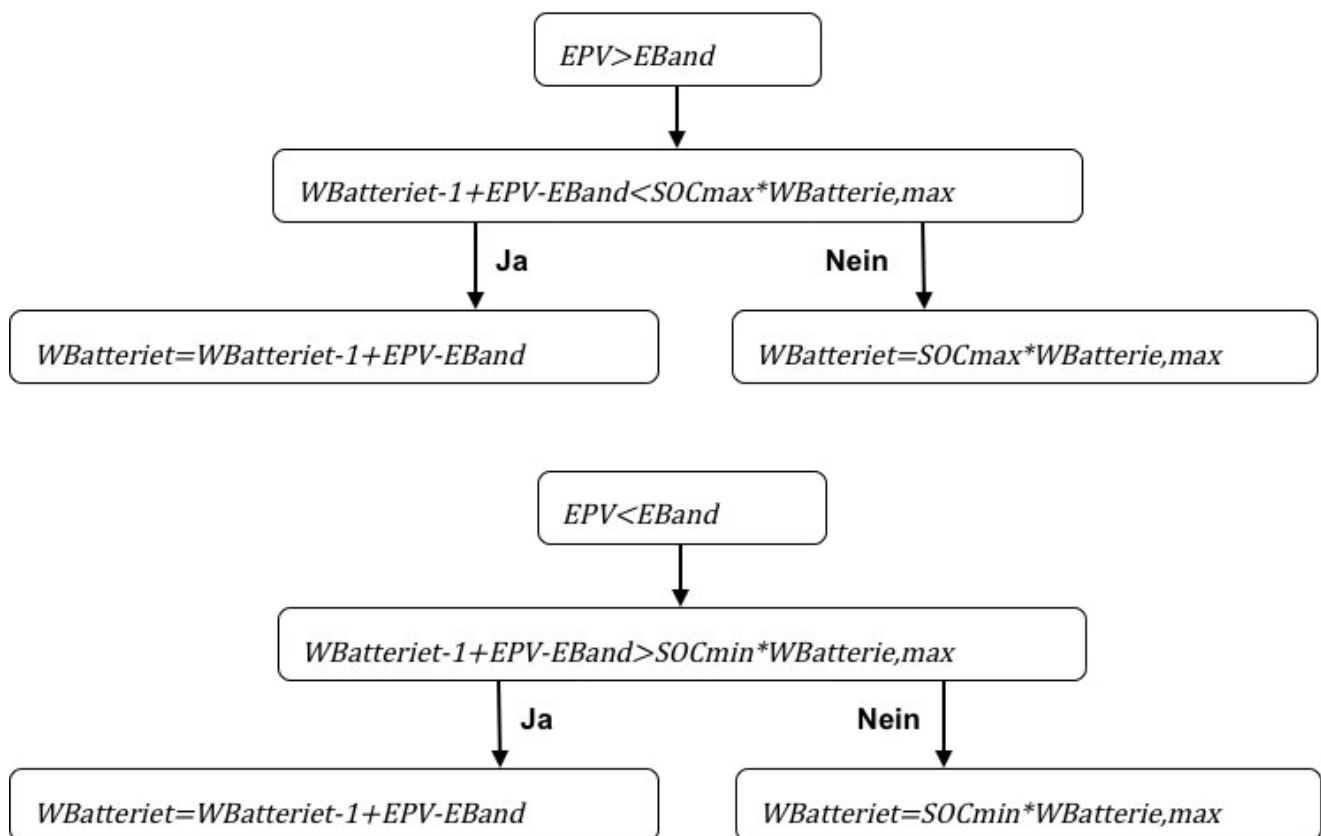


Abbildung 89: Flussdiagramm für die Speicherbewirtschaftung bei Bandlieferung in Viertelstunden-Werten

Für jeden Land- und Stadtbezirk in Österreich (in Summe 99) wurde dieses Modell angewandt, um den Speicherbedarf und die gesicherte Leistung einer Bandlieferung auf Tages-, Monats- und Jahresbasis ermitteln zu können. Abbildung 90 bis Abbildung 92 illustrieren dazu beispielhaft für Eisenstadt Berechnungsergebnisse zur gesicherten Bandlieferung sowie dem Batterieladestand. Die Sekundärachse (rechte y Achse) bezieht sich dabei auf den resultierenden Speicherstand der Batterie.

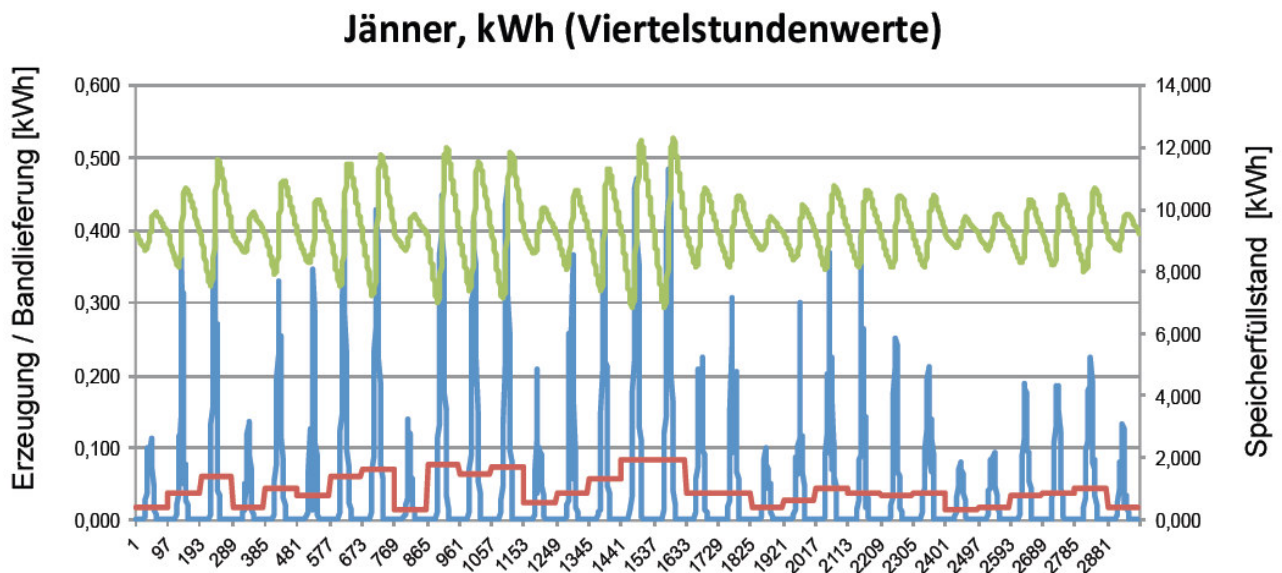


Abbildung 90: Day-Ahead Bandlieferung einer 5 kW PV-Anlage mit kombiniertem Speicher in Eisenstadt (Jänner)

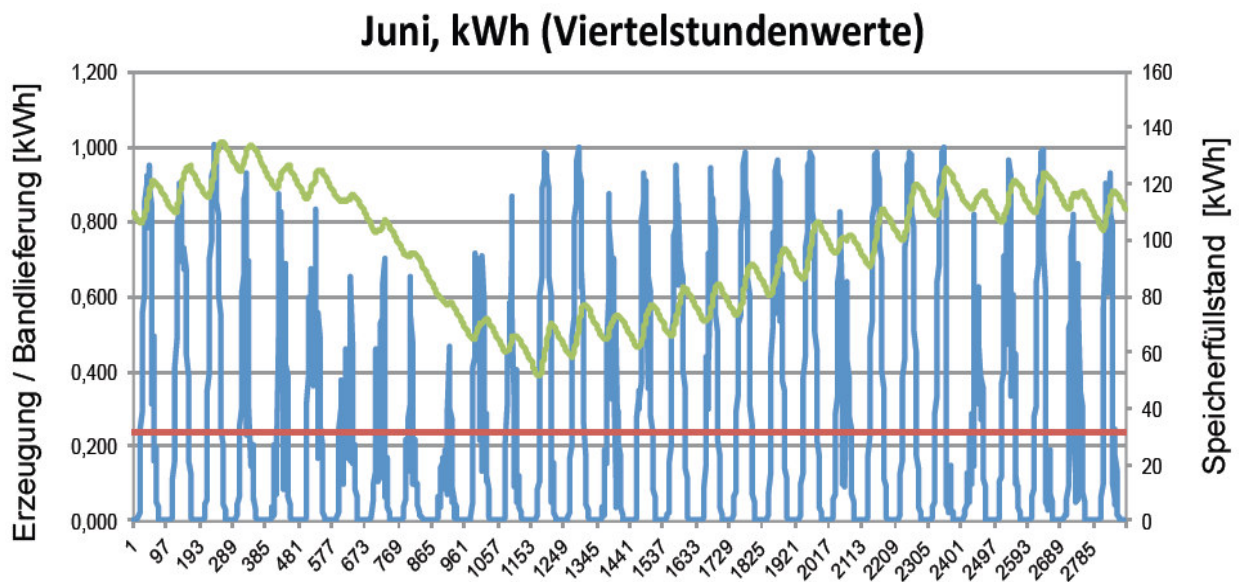


Abbildung 91: Monatliche Bandlieferung einer 5 kW PV-Anlage mit kombiniertem Speicher in Eisenstadt (Juni)

Allgemein ist zu erkennen, dass der Speicherbedarf umso höher wird, je länger die Dauer der Bandlieferung ausgelegt wird. Die Realisierung von Monats- oder Jahresspeichern zur Bandlieferung ist daher mit deutlich höheren Kosten verbunden.

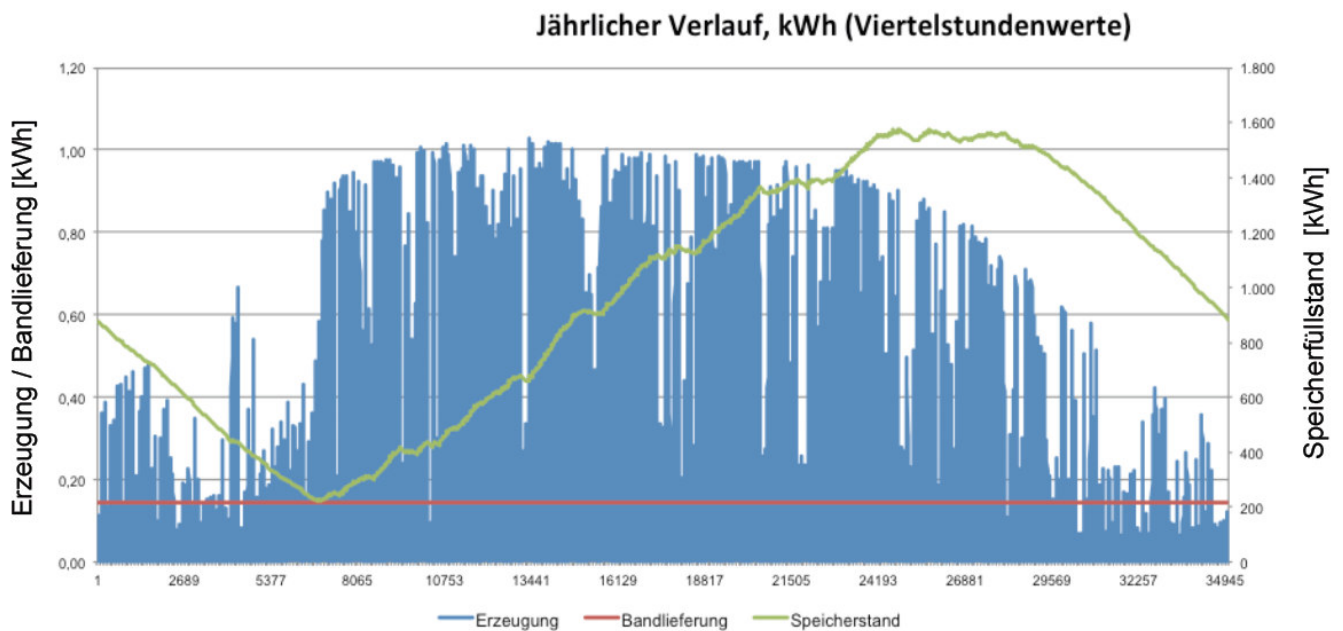


Abbildung 92: Jährliche Bandlieferung einer 5 kW PV-Anlage mit kombiniertem Speicher in Eisenstadt

Eine Day-Ahead Optimierung in allen betrachteten Bezirken und die daraus resultierende Bandleistung zeigt Abbildung 93. Die Werte variieren dabei je nach Einstrahlungsverhältnissen zwischen 15 und 80 kW.

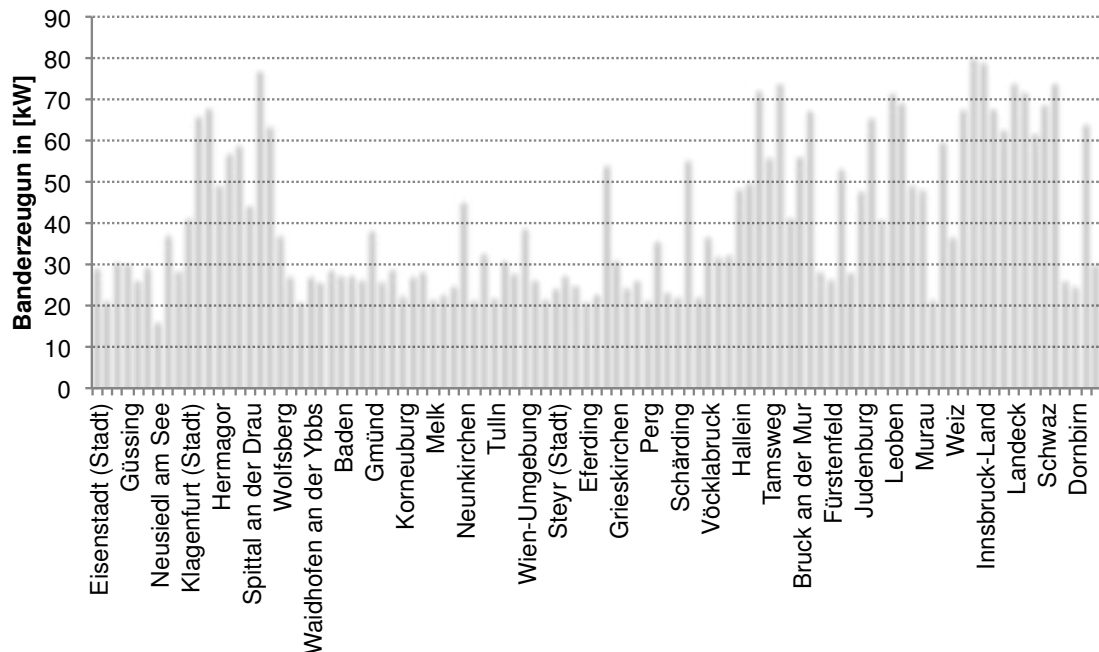


Abbildung 93: Minimale Day-Ahead Banderzeugung pro Jahr für 3,5 MW an installierter PV-Leistung je Bezirk (2030)

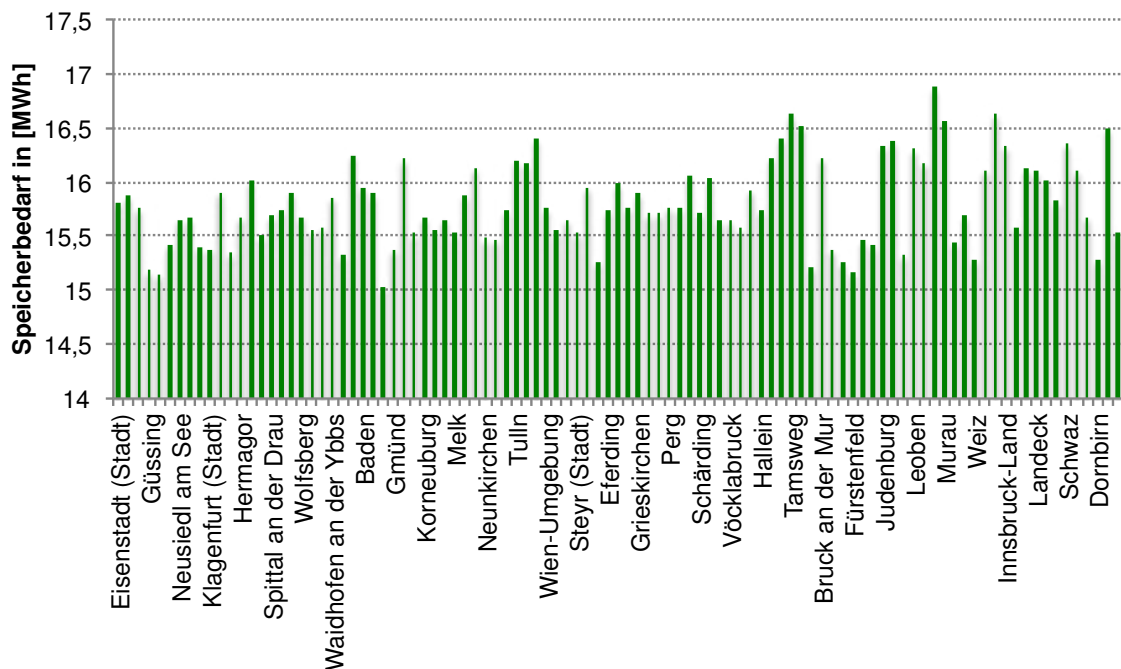


Abbildung 94: Maximaler Speicherbedarf je Bezirk für Day-Ahead Bandleistung (PV-Anlagenleistung von 3,5 MW je Bezirk im Jahr 2030)

Der damit verbundene Speicherbedarf ist in Abbildung 94 dargestellt. Dieser liegt im Durchschnitt bei etwa 15,3 MWh je Bezirk. Wird die Bandleistung auf jeweils einen Monat verlängert, so ergeben sich gesicherte Leistungen zwischen 50 und 160 kW pro Bezirk mit einem Speicherbedarf von durchschnittlich 120 MWh (vgl. Abbildung 95 und Abbildung 96).

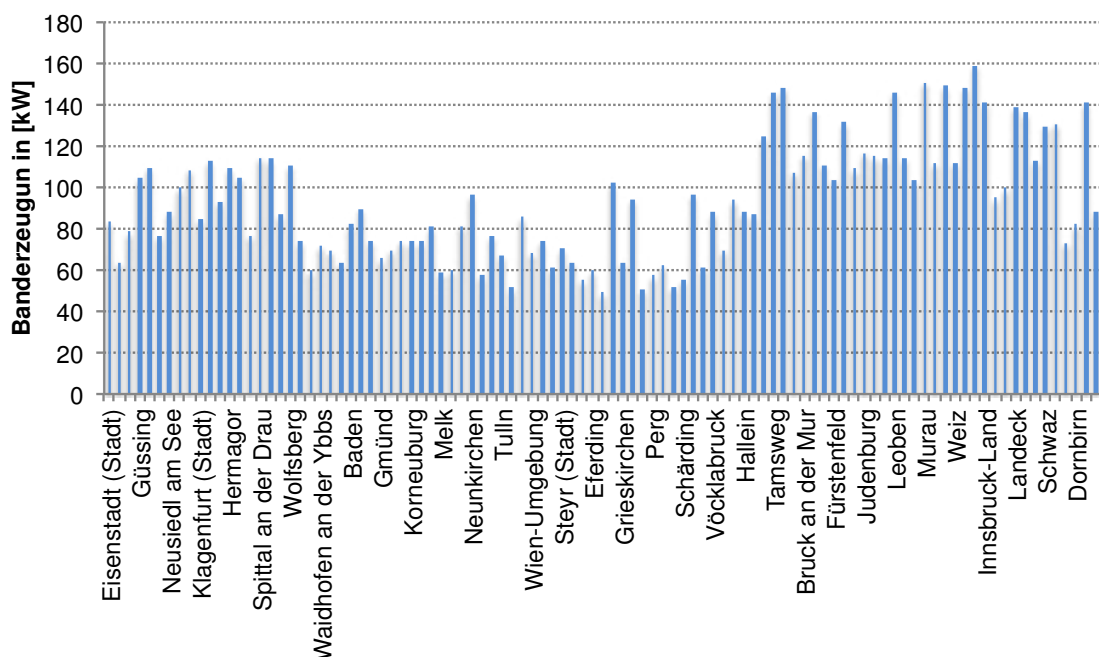


Abbildung 95: Minimale monatliche Banderzeugung pro Jahr für 3,5 MW an installierter PV-Leistung je Bezirk im Jahr 2030

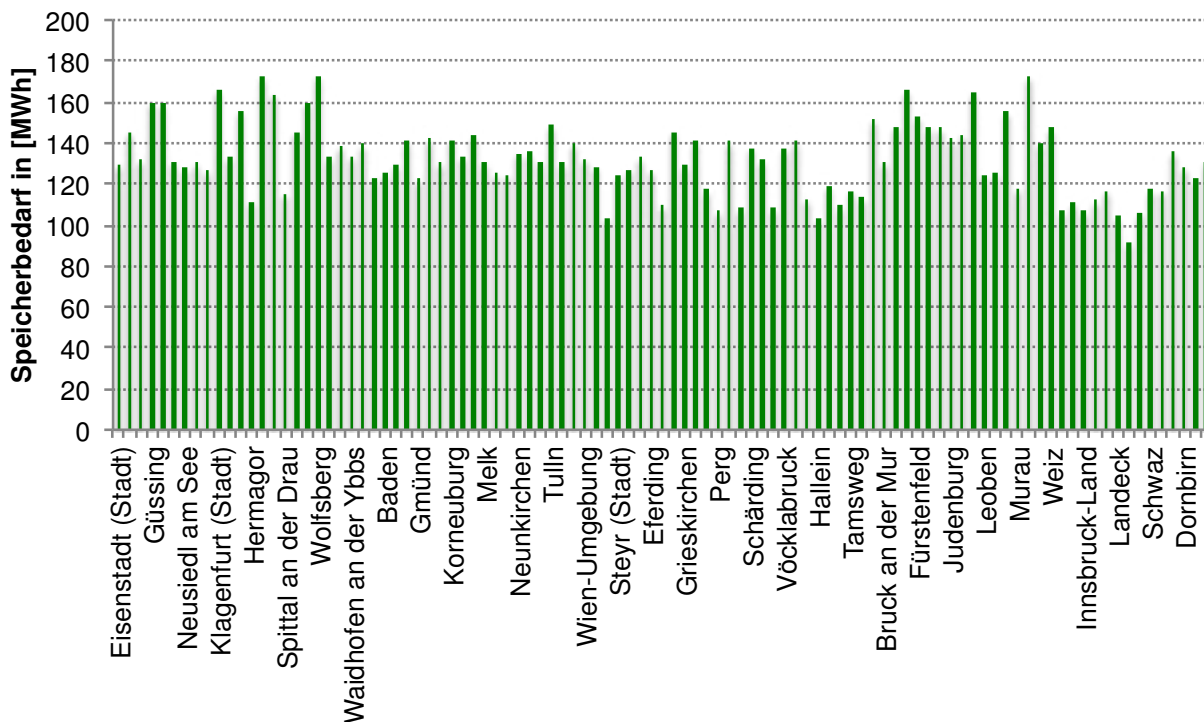


Abbildung 96: Maximaler Speicherbedarf je Bezirk für monatliche Bandleistung (PV-Anlagenleistung von 3,5 MW je Bezirk im Jahr 2030)

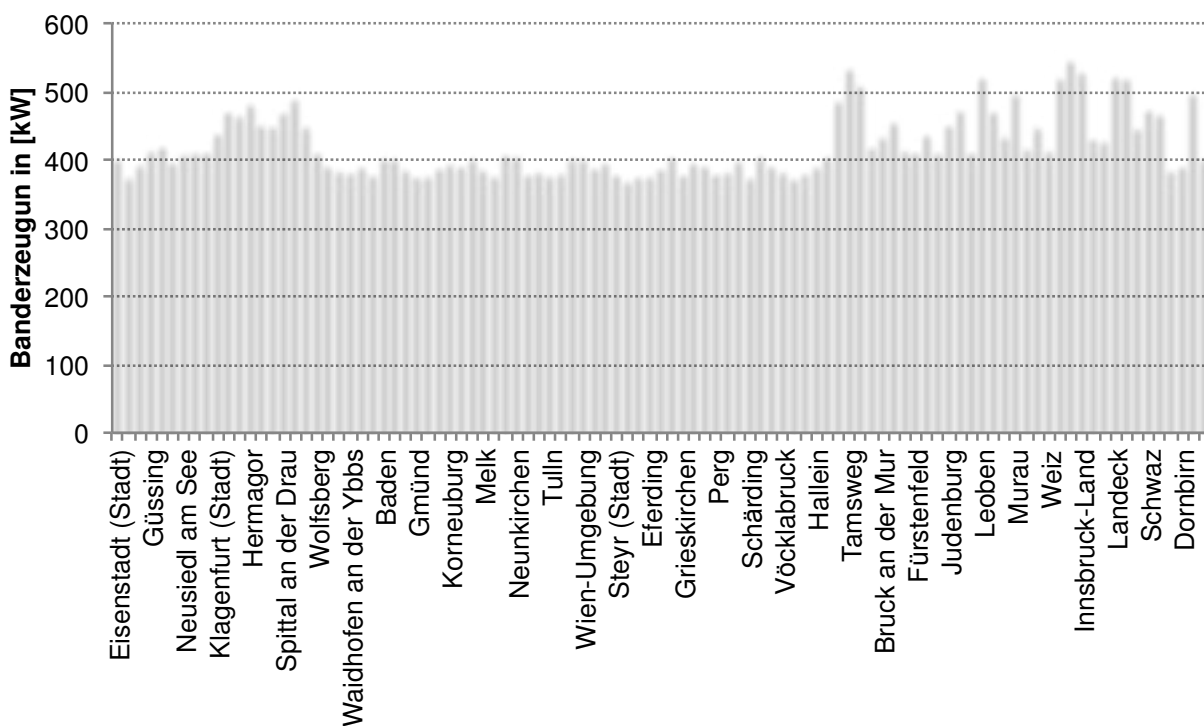


Abbildung 97: Minimale jährliche Banderzeugung pro Jahr für 3,5 MW an installierter PV Leistung je Bezirk im Jahr 2030

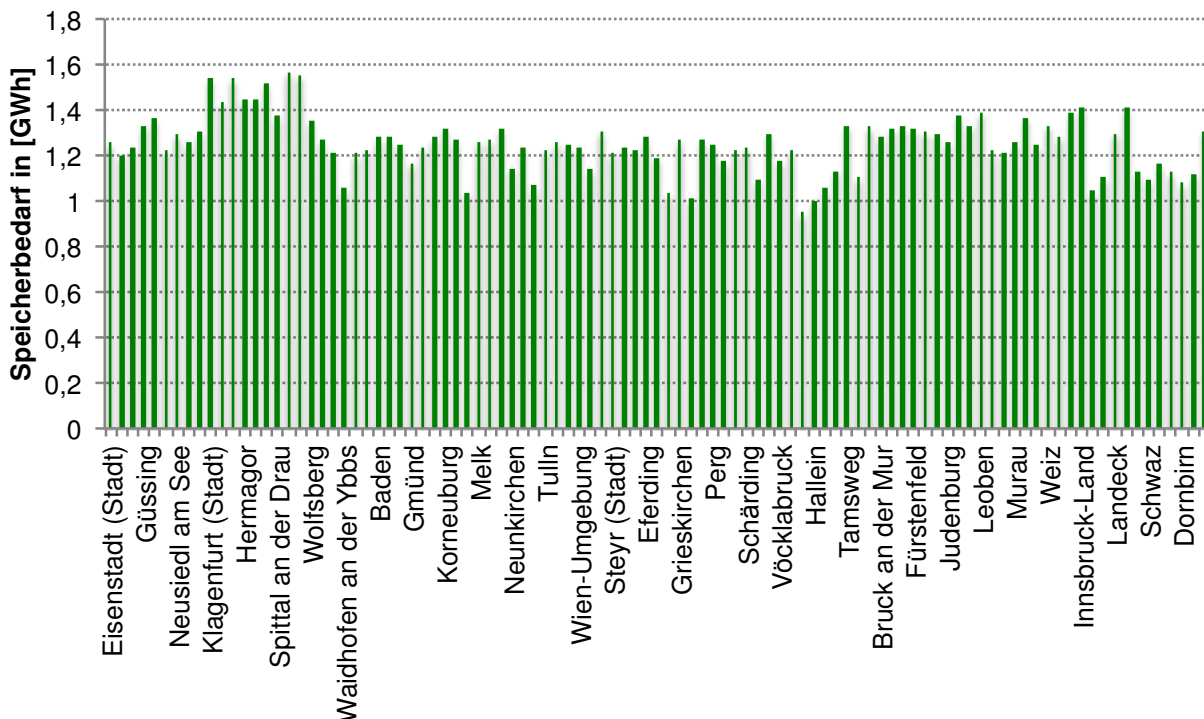


Abbildung 98: Maximaler Speicherbedarf je Bezirk für jährliche Bandlieferung (PV-Anlagenleistung von 3,5 MW je Bezirk im Jahr 2030)

Wird eine jährliche Bandlieferung angestrebt, ergeben sich je Bezirk ca. 400 kW Bandlieferleistung bei einem Speicherbedarf von ca. 1 GWh je Bezirk im Jahr 2030. Abbildung 97 und Abbildung 98 zeigen hierzu die entsprechenden Berechnungsergebnisse.

Ein wesentliches Argument für den Einsatz von Speichern zur Bandlieferung ist deren Potential zur Reduktion von CO₂-Emissionen durch Substitution von fossil betriebenen Backupkapazitäten z.B. Gas- und Dampfkraftwerke (GuD). Es werden die CO₂-Reduktionen durch die installierten PV/Batteriespeichersystemen unter derzeitigen Rahmenbedingungen bewertet. Um einen Vergleich mit anderen Klimaschutzoptionen zu ermöglichen, werden entsprechende spezifische Kosten der CO₂-Reduktion ermittelt.

Die Ergebnisse zur CO₂-Reduktion und damit verbundener Kosten stellen eine Grundlage für die Abschätzung des Beitrags zum Klimaschutz dar und ermöglichen die Bewertung der Technologie im Vergleich zu anderen Optionen. Die Bewertung von CO₂-Emissionen von fossilen Kraftwerkstechnologien basiert auf den in *IPCC 2006* (siehe [43]) veröffentlichten durchschnittlichen Emissionsfaktoren für fossile Energieträger. Dieser beträgt für Erdgas 56.100 kgCO₂/TJ. Aus der daraus resultierenden Einsparung fossiler Brennstoffe können unter Annahme von Brennstoff und Wirkungsgrad der verdrängten Grenzkraftwerkstechnologie mögliche CO₂-Einsparungen abgeleitet werden. Für ein modernes Gaskraftwerk im Jahr 2030 wird dazu ein Wirkungsgrad von 58 % angenommen, woraus eine CO₂-Einsparung von ca. 350 kg/MWh entsteht. Emissionen, welche entlang der gesamten Wertschöpfungskette der Anlagen entstehen, wurden dabei weder für fossile Kapazitäten noch für Batteriespeicher und den erneuerbaren Erzeugungsanlagen berücksichtigt.

In einem nächsten Schritt werden die errechneten Werte des Speicherbedarfs sowie der substituierbaren Kraftwerksleistung ökonomisch bewertet. Dazu werden für die Vanadium-Redox-Flow Batterie im Jahr 2030 nominelle Investitionskosten von 250 €/kWh (vgl. Kapitel 6.2.2) herangezogen.

Für GuD-Anlagen werden nominelle Investitionskosten von ca. 970 €/kW verwendet, welche auf einer Kostenangabe nach [44] aus dem Jahr 2007 und einer durchschnittlichen Inflationsrate von 2,5 %/a bis 2030 beruhen. Der Einsatz der Speichereinrichtung sowie der GuD Anlage wurde mit 20 Jahren veranschlagt, wobei ein Bewertungszinssatz von 6 % gewählt wurde. Die Betriebskosten der VRF-Anlage wurde für einen Best Case vernachlässigt, wohingegen der Gaspreis für die GuD Anlage mit ca. 42 €/MWh (Primärenergie, nomineller Wert) im Jahr 2030 nach dem Klimadapt Modell festgesetzt wurde. Dieser Gaspreis wurde mit einer Preissteigerungsrate von jährlich 4 % inklusive Inflation bis 2050 beaufschlagt und die entstehenden Betriebskosten, hervorgerufen durch die mit PV substituierte Energie, mit dem gewählten Zinssatz (6 %) zum Bezugsjahr 2030 diskontiert.

Für eine Day-Ahead Bandleistung stehen damit Kosten von etwa 390 Mio. € für den Aufbau der notwendigen VRF-Batterie Speicherkapazität kumulierten Einsparungen von etwa 40 Mio. € gegenüber. Dies resultiert in CO₂-Einsparungskosten von ca. 1.600 €/t, wenn über eine Einsatzdauer von 20 Jahren 213.000 Tonnen CO₂ substituiert werden können. Um beispielsweise einen nominellen CO₂-Preis von 55 €/t im Jahr 2030 zu erreichen, wäre daher eine Reduktion der VRF-Batteriekosten auf etwa 33 €/kWh oder ein Anstieg des nominellen Gaspreises im Jahr 2030 auf ca. 430 €/MWh (primär) notwendig. Noch geringere VRF-Speicherkosten bzw. höhere Gaspreise setzt der Einsatz eines Monats- oder Jahresspeichers voraus. Auf eine detaillierte Bewertung wurde jedoch aufgrund der nicht gegebenen ökonomischen Plausibilität verzichtet.

Ein Vergleich mit einem Pumpspeicher (zentraler Speicher) mit einer angenommenen Lebensdauer von 60 Jahren (Reinvestition des Maschinensatzes nach 30 Jahren zu 30 % der Investitionskosten eines neuen Pumpspeichers) und Investitionskosten von 195 €/kWh im Jahr 2030 (inkl. Reinvestition und Inflation von 2,5 %) resultiert in CO₂-Einsparungskosten von ca. 180 €/t. Dabei wurden die gleichen GuD-Kraftwerkskosten (jedoch zweimalige Reinvestition des Kraftwerks bei einer Lebensdauer von 20 Jahren) sowie Gaspreissteigerungen wie für die VRF-Batteriebewertung in die Berechnung miteinbezogen. Um einen CO₂-Preis von 55 €/t im Jahr 2030 zu erreichen, müssten die Investitionskosten des Pumpspeichers auf etwa 95 €/kWh fallen. Dies wäre eine Kostenreduktion von etwa 40 % (bei entsprechender Inflation bis 2030), welche für eine marktreife Technologie der Pumpspeicher nicht zu erwarten ist. Daher kann weder der Einsatz von VRF-Speichern noch von Pumpspeicherkraftwerken für den Zweck der Profilglättung von Photovoltaikstrom aus ökonomischer Sicht empfohlen werden. Ökologische Vorteile bestehen durchaus, jedoch zu höheren Kosten.

6.3.3 Auswirkungen verbrauchsorientierter Speicher auf die Netzbelastung

In einem weiteren Projektschritt wurde untersucht inwieweit ein verbrauchsorientierter Einsatz einer PV/Speicherkombination Auswirkungen auf die Netzbelastung haben kann. Verbrauchsorientiert bedeutet dabei eine Erhöhung der Eigenbedarfsdeckungsgrads. Dazu wurde für die im Projekt erstellten Haushaltsprofile (DINK; FNSKK; FSKA; P) für eine 2 kW PV-Anlage der erreichbare Deckungsgrad des Eigenverbrauchs ermittelt und die erreichbare Erhöhung dieses Deckungsgrads durch einen Blei-Säure Batteriespeicher mit einer Speicherkapazität von 2,5 kWh abgeleitet.

Unter diesen Gesichtspunkten kann der Eigenverbrauchsdeckungsgrad durch den Speicher für das DINK-Profil von 19 % auf etwa 35 % erhöht werden. Für das FNSKK, FSKA, und P-Profil sind Erhöhungen von etwa 8,5 %, 9,7 % und 14,6 % durch den Einsatz eines 2,5 kWh Speichers erreichbar. Werden Speicherkosten von etwa 12,9 k€ für eine Betriebsdauer von 20 Jahren (Quelle: EVN) für die Bewertung herangezogen und eine KLIEN Förderung von 1.100 €/kW unterstellt, so ergeben sich für das Haushaltsprofil DINK jährliche Zusatzkosten von etwa 66 € je zusätzlichem Prozentpunkt an Eigenverbrauch (€ 124 für FNSKK_HH, € 126 für FSKA_HH und € 76 für das Verbrauchsprofil P_HH). Dazu wurden PV-Anlagekosten (inkl. Montage) von ca. 3.300 €/kW und 7% Kapitalkosten angenommen (vgl. [10]).

Weiters wurde für die einzelnen Verbrauchsprofile ermittelt, ob dieser Speichereinsatz eine Reduktion der Netzbezüge oder Netzexporte erreichen kann. Dazu wurden Globalstrahlungswerte aus Bregenz (siehe [40]) für eine 2 kW PV-Anlage in Kombination mit einer Blei-Säure Batterie mit einer nutzbare Kapazität von 2,5 kWh herangezogen und für die einzelnen Haushaltsprofile ausgewertet (jeweils für die erste Jänner und Juliwoche). Abbildung 99 zeigt, dass im Jänner für das DINK Profil nur geringe Teile des Netzbezuges durch den Speicher vermieden bzw. reduziert werden können. Im Sommer (1. Juliwoche) können durch größere PV Erzeugung punktuell die Spitzen der Netzbezüge reduziert werden (vgl. Abbildung 100).

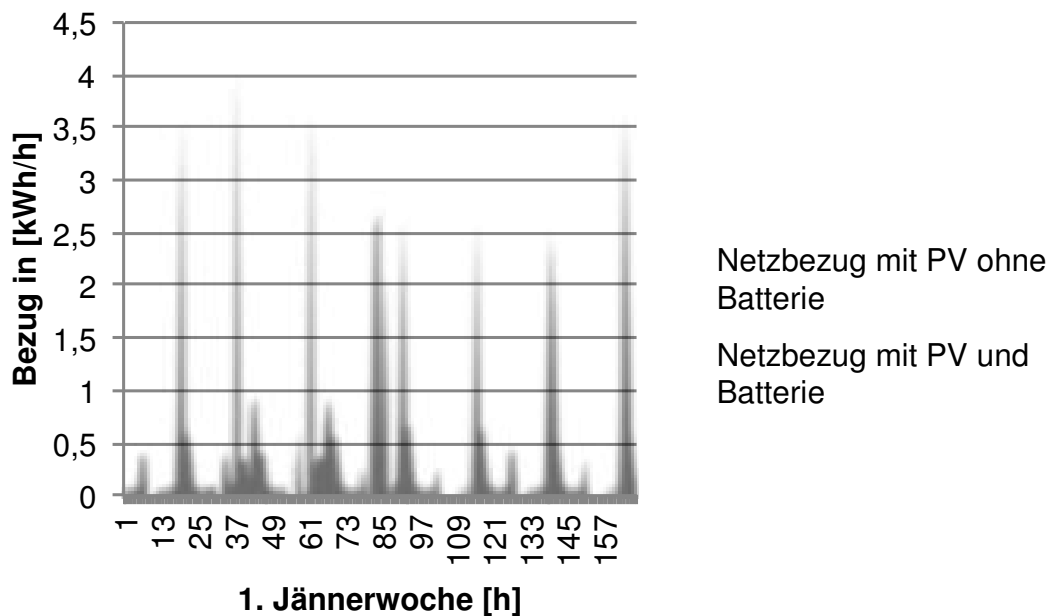


Abbildung 99: Ermittelte Auswirkungen des Speichereinsatzes auf die Netzbezüge (1. Jännerwoche) des DINK Haushaltsprofils für Globalstrahlungswerte aus Bregenz

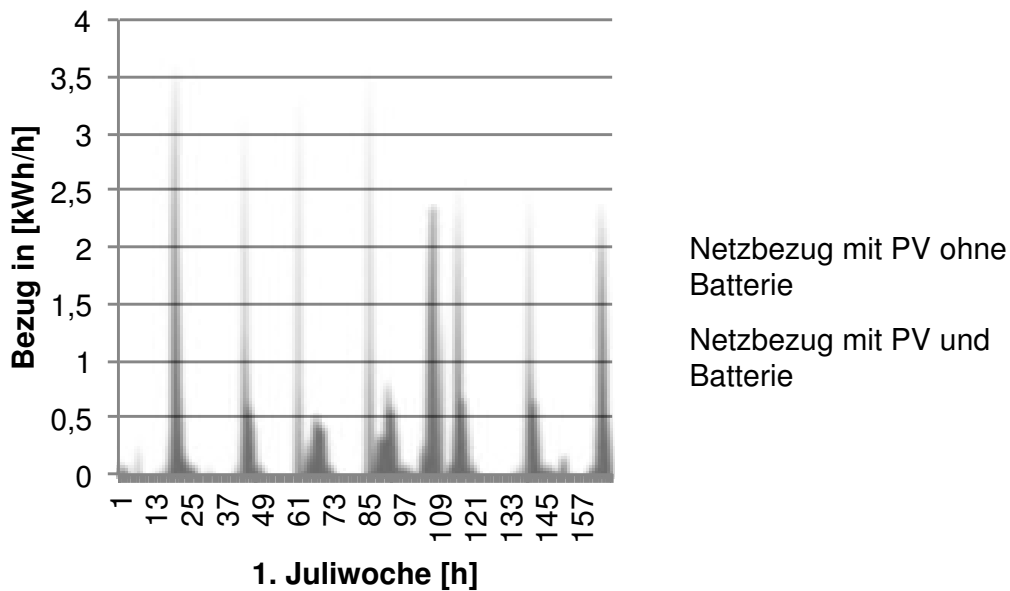


Abbildung 100: Ermittelte Auswirkungen des Speichereinsatzes auf die Netzbezüge (1. Juliwoche) des DINK Haushaltsprofils für Globalstrahlungswerte aus Bregenz

Jedoch kann dadurch keine gesicherte Reduktion der Netzbezüge abgeleitet werden, da Schlechtwetterphasen die PV Erzeugung reduzieren können. Werden die Netzexporte für das Verbrauchsprofil DINK_HH betrachtet (vgl. Abbildung 101 und Abbildung 102) so können diese zwar im Jänner weitestgehend vermieden, im Juli jedoch nicht reduziert werden, da der Speicher bereits vormittags gefüllt ist. Eine Erhöhung der Speicherkapazität würde dies zwar ermöglichen, jedoch auch hohe Kostenauswirkungen nach sich ziehen. Eine Reduktion der Netzexporte und damit der Netzbelastung durch den untersuchten Speichereinsatz ist daher nicht zu erwarten. Sehr ähnliche Ergebnisse ergeben sich für die weiteren untersuchten Haushaltsprofile, wie in Anhang E gezeigt.

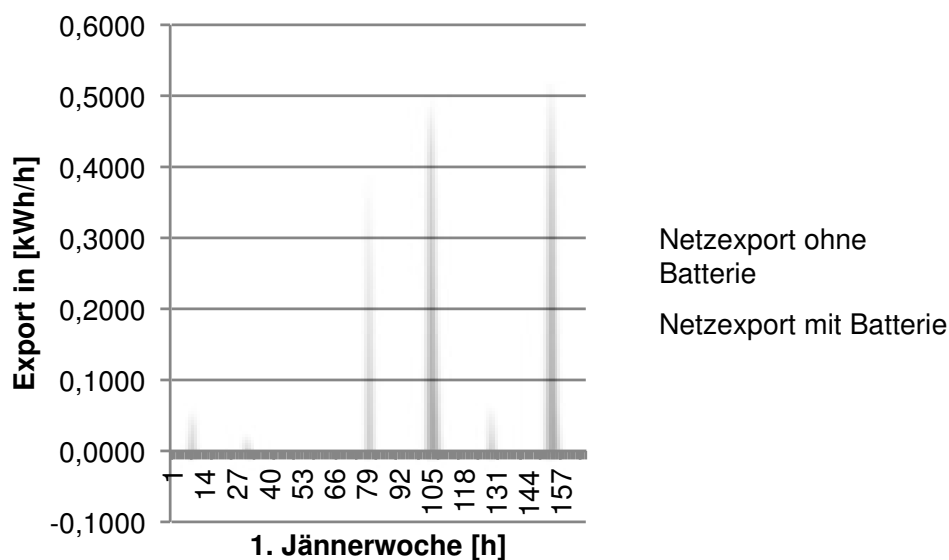


Abbildung 101: Ermittelte Auswirkungen des Speichereinsatzes auf die Netzexporte (1. Jännerwoche) des DINK Haushaltsprofils für Globalstrahlungswerte aus Bregenz

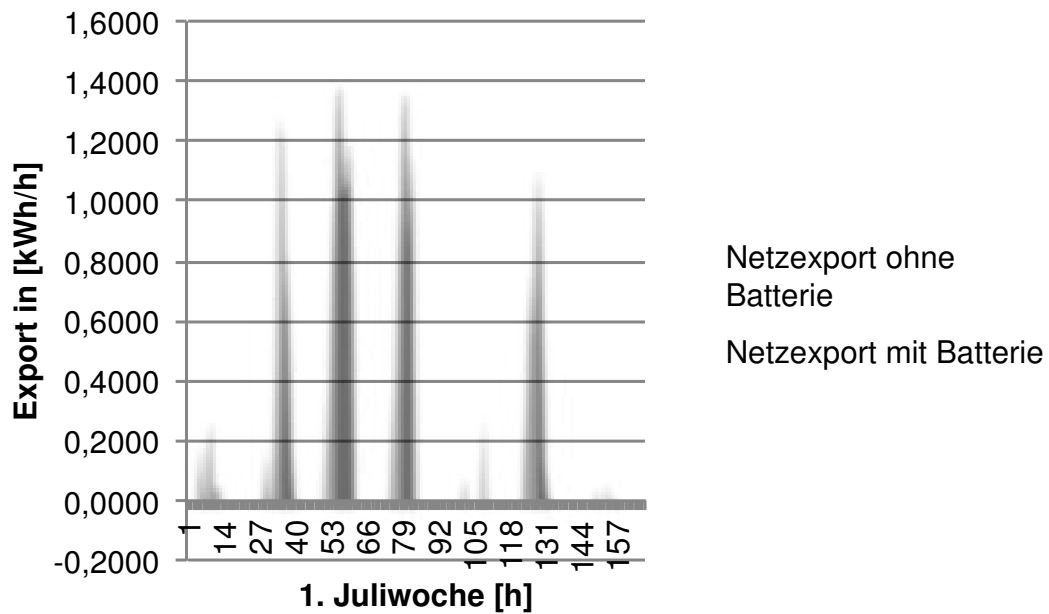


Abbildung 102: Ermittelte Auswirkungen des Speichereinsatzes auf die Netzexporte (1. Juliwoche) des DINK Haushaltsprofils für Globalstrahlungswerte aus Bregenz

Zusammenfassend ist durch den Einsatz von Batteriespeichern weder für die Erhöhung der Eigenbedarfsdeckung noch zur Reduktion der Volatilität der PV Erzeugung eine Verbesserung der österreichischen Energiebilanz zu erwarten, da aus ökonomischer Sicht durch den Speichereinsatz keine Anreize entstehen zusätzliche PV Kapazitäten zu installieren. Inwieweit diese Anreize in Zukunft entstehen können (GAP-Analyse) bzw. welche alternativen Einsatzgebiete für chemische Speicher bestehen, adressiert daher das folgende Kapitel.

6.4 Ausblick

6.4.1 GAP-Analyse für Pilotanlage

In diesem Kapitel werden unterschiedliche Kostenreduktionspfade für Batterien der Pilotanlagengröße dargestellt. Abbildung 103 zeigt dazu die Auswirkungen einer jährlichen Kostenreduktion von 2 % für die NaS II und VRF-Batterie (für Blei-Säure Batterien sind keine nennenswerten Kostenreduktionen zu erwarten). Darin zeigt sich, dass bei 2 % Kostenreduktion pro Jahr bis zum Jahr 2050 keine Kostendeckung durch Erlöse auf dem Regelenergiemarkt zu erwarten sind, wenn diese gleich bleiben bzw. um jährlich 1 % steigen.

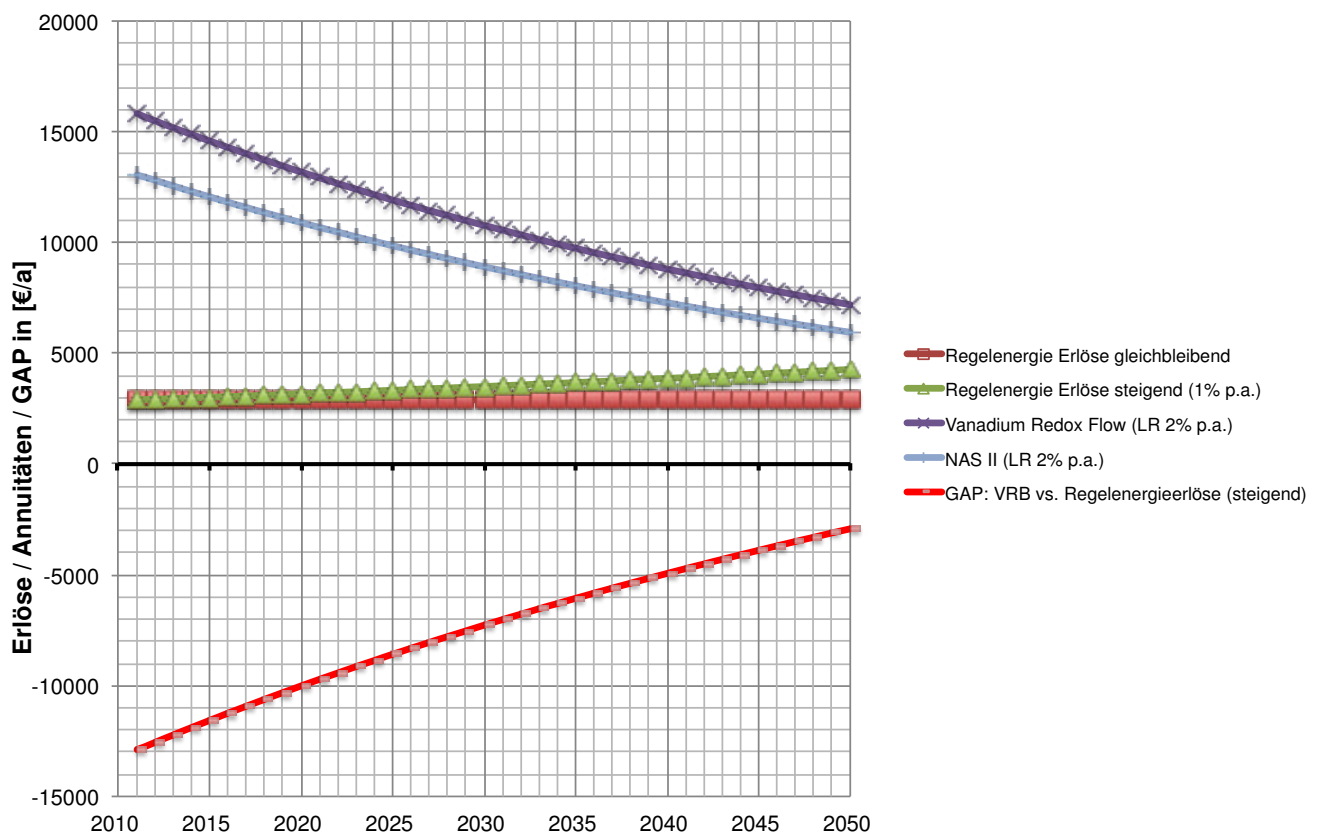


Abbildung 103: Gap-Analyse für einen theoretischen 2 % Kostenreduktionspfad für VRF- und NaS II-Batterien

Eine entsprechend verbesserte Situation zeigt sich in Abbildung 104, wenn die jährlichen Kostenreduktionen auf 5 % pro Jahr (OPEX und CAPEX) erhöht werden könnten. Somit könnte der jährliche Förderbedarf von 12 k€/a auf 0 €/a bis zum Jahr 2.039 reduziert werden, wenn eine Erlössteigerungsrate von 1 % am Regelenergiemarkt unterstellt wird.

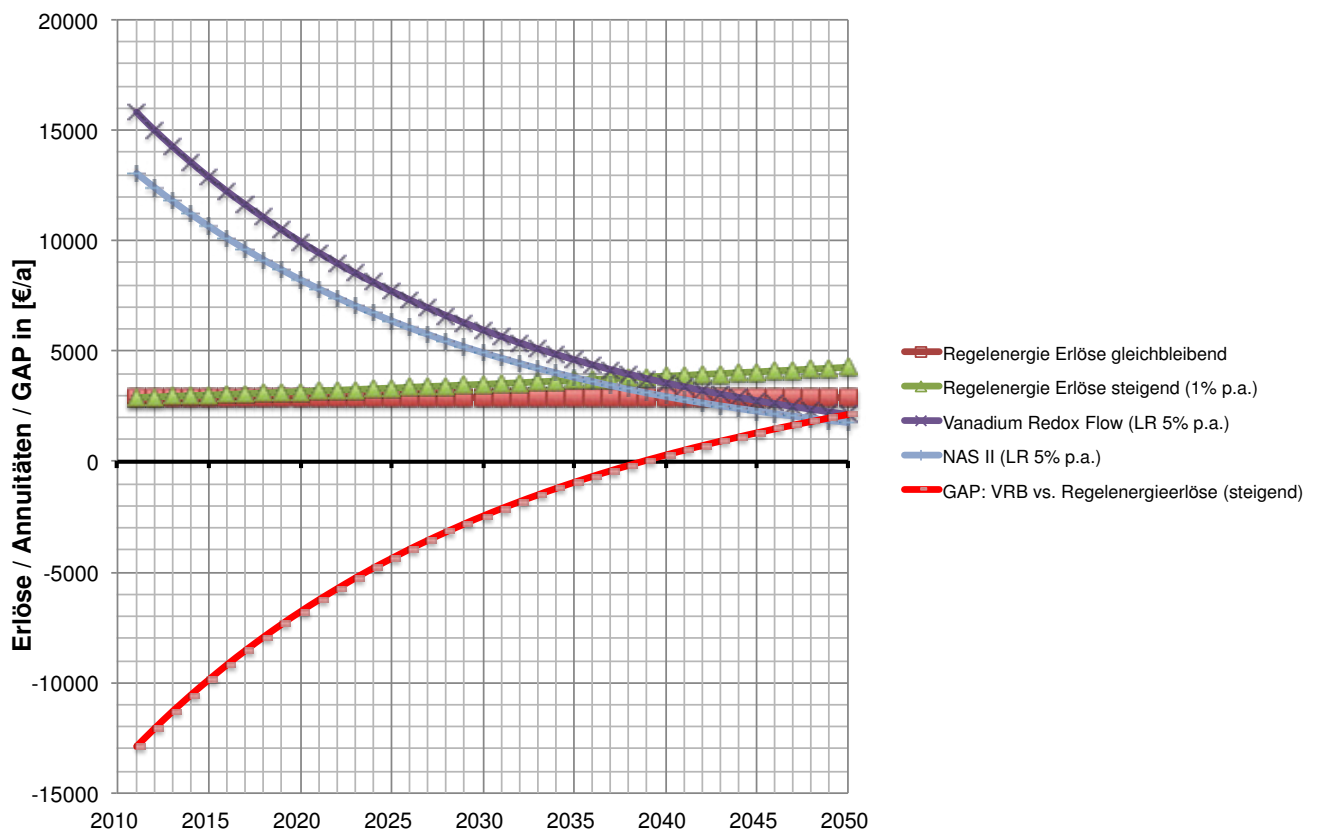


Abbildung 104: Gap-Analyse für einen theoretischen 5 % Kostenreduktionspfad für VRF- und NaS II-Batterien

6.4.2 GAP-Analyse für Großanlagen

Die durchgeführte GAP-Analyse für Großanlagen zeigt in der folgenden Abbildung, dass bei den erwarteten Kosten für VRF-Großanlagen im Jahr 2030 (reale Preise 2011) zu 250 €/kWh, 2,5 %/a an Betriebskosten bei gleichbleibenden Regelenergieerlösen (Erlösbasis 2011) noch keine Kostendeckung bis zum Jahr 2050 zu erreichen ist. Anders verhält sich die Situation, wenn eine jährliche Kostensteigerungsrate (Steigerung der Realerlöse bezogen auf das Jahr 2011) von 1 % angenommen wird. Damit könnten bei einer weiteren Batteriekostenreduktion von 2 %/a VRF-Batterien ab dem Jahr 2034 gewinnbringend auf dem Regelenergiemarkt eingesetzt werden.

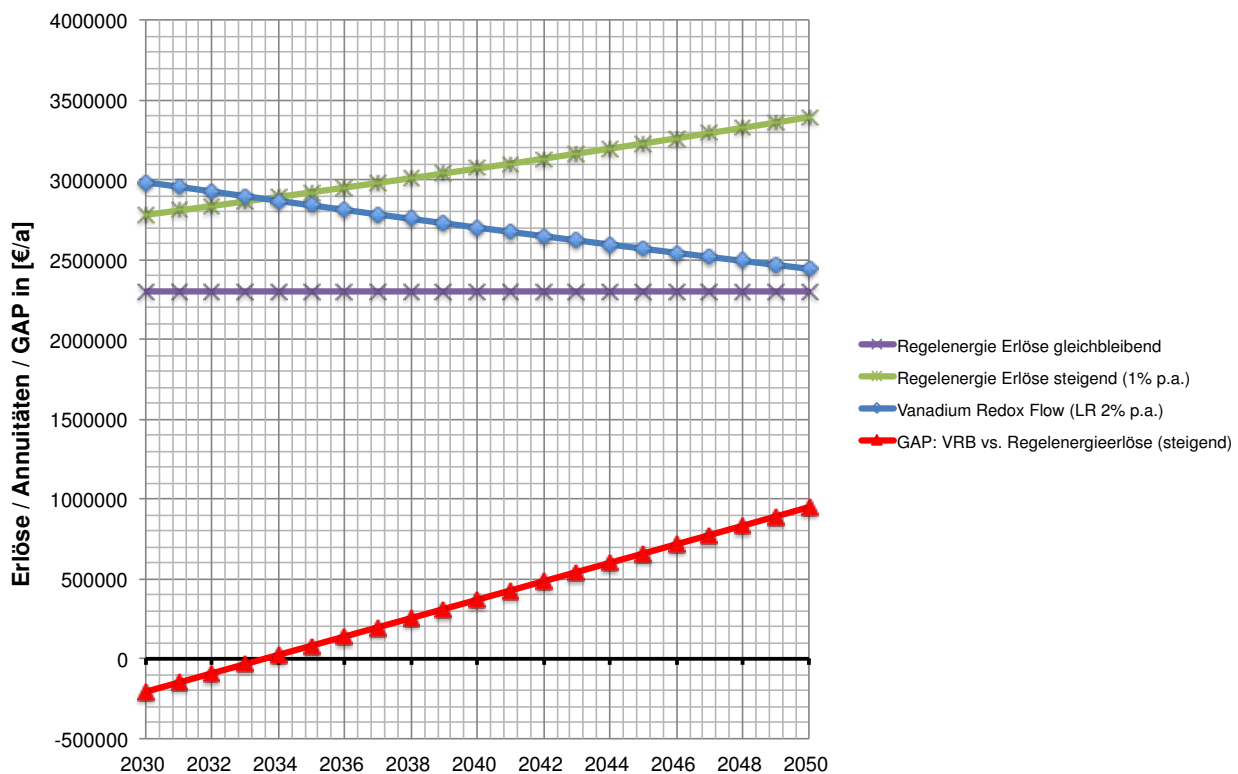


Abbildung 105: GAP-Analyse für Großspeicher ab dem Jahr 2030 bei real gleichbleibenden und steigenden Erlösen auf dem Regelenergiemarkt

6.4.3 Bewertung des Förderbedarfs

Basierend auf den Ergebnissen der Kosten/Nutzenanalyse (siehe Kapitel 6.2) sowie der GAP-Analyse wurde der erforderliche Förderbedarf für die in diesem Projekt untersuchten Einsatzstrategien eines VRF-Batteriespeichersystems in Kombination mit erneuerbaren Erzeugungsanlagen bewertet (siehe Tabelle 38).

Während die leistungsautarke Betriebsweise des Batteriespeichersystems mit einer erforderlichen Speicherkapazität von 1,1 MWh am unwirtschaftlichsten ist und somit einen hohen Förderbedarf benötigt, zeigte sich auch, dass Einzelanlagen (10 kW, 100 kWh) mit Vermarktung auf dem Spotmarkt unter den derzeitigen Rahmenbedingungen nicht empfohlen werden können.

Für einen kostenoptimierten Betrieb der Pilotanlage mit Teilnahme am Stromhandel an der Strombörse ist die Kosten/Nutzen Relation etwas besser und der resultierende Förderbedarf für die Umsetzung derartiger Anlagen vergleichsweise geringer. Ähnlich ist die Situation für Einzel- und Großanlagen sowie die gepoolten Batteriespeichersysteme für die Teilnahme am Regelenergiemarkt, denn auch für diese Einsatzstrategien wird der erforderliche Förderbedarf als hoch bewertet.

Obwohl davon ausgegangen werden kann, dass für sämtliche untersuchten Einsatzstrategien in absehbarer Zeit keine positiven Deckungsbeiträge erwirtschaftet werden können, scheint zum jetzigen Zeitpunkt langfristig eine Umsetzung von VRF-Batterien in Großanlagen (10 MW, 100 MWh) für die Teilnahme am Regelenergiemarkt am realistischsten und der Förderbedarf wird für diese Einsatzstrategie dementsprechend niedrig eingeschätzt.

Einsatzstrategie der VRF-Batterie	Kosten/Nutzen Relation			Förderbedarf der Strategie		
	>>1	>1	=1	sehr hoch	hoch	niedrig
Leistungsautarke Anlage (10 kW, 1 MWh)	X			X		
Anlage für kostenoptimierten Haushalt (inkl. Eigenverbrauch) (10 kW, 100 kWh)		X			X	
Einzelanlage (10 kW, 100 kWh) für Spotmarkt (Kosten 2012)	X			X		
Einzelanlage Regelenergiemarkt (Erlösschema 3)		X			X	
Einzelne Großanlage (10 MW, 100 MWh) für Regelenergie (Kosten 2012)		X			X	
Anlagenpooling aus 1.000 Einzelanlagen (Kosten 2012)		X			X	
Einzelne Großanlage (10 MW, 100 MWh) für Regelenergie (Zielkosten 2030)			X			X

Tabelle 38: Zusammenfassung der Kosten/Nutzen Relationen sowie Einschätzung des Förderbedarfs je untersuchter Einsatzstrategie der PV-/VRF-Batterie Kombinationen

7 Zusammenfassung der Ergebnisse und Empfehlungen

Wie in den vorangegangenen Kapiteln erläutert wurde, können aus dem gegenständlichen Projekt Empfehlungen für den weiteren Einsatz der Vanadium-Redox-Flow Speichertechnologie und der erarbeiteten Systemlösung in Österreich abgeleitet und in den folgenden Kapiteln zusammengefasst werden.

Technische Umsetzbarkeit

Die technische Umsetzbarkeit von Batteriespeicher und Anlagenkombinationen ist gut durchführbar, wie im gegenständlichen Projekt auch demonstrativ gezeigt werden konnte. Dabei können folgende Erkenntnisse zur Umsetzbarkeit positiv hervorgehoben werden:

- Im regulären Betrieb kommt es weder von der gewählten Kommunikationstechnik noch am Messsystem zu erwähnenswerten Störungen. Das Zusammenspiel und die Kommunikation zwischen den einzelnen Komponenten funktioniert ausgezeichnet
- Das Batteriespeichersystem (PV und Batterie) wurde konzipiert einem Stromfahrplan zu folgen, welcher durch ein Optimierungstool berechnet wird. Dies funktioniert einwandfrei. Soll die Batterie für andere Einsatzzwecke (z.B. höhere Leistung oder andere Optimierung) verwendet werden, müssen Hard- und Software kaum geändert werden. Vor allem die offene Schnittstelle erlaubt eine einfache Integration ins Energiemanagementsystem des Betreibers.
- Die MBS Anlage hat bewiesen, dass die Kombination verschiedener Energieerzeuger mit einem Batteriespeicher technisch möglich und sicher im Betrieb ist. Dadurch ist es auch möglich, deutliche Lastverschiebungen und Spitzenglättungen zu erzielen.
- Die Dimensionierung der Batterie kann den jeweiligen Einsatzbereichen angepasst werden. Hier liegt auch der große Vorteil der Vanadium-Redox Batterie mit einem unabhängigen Leistungs- zu Kapazitätsverhältnis. Entwicklungsaufwand steckt dahingehend noch in der Anpassung der Umrichtersteuerung.
- Der Energiespeicher konnte somit zeigen, dass er ein schlüsselfertiges Serienprodukt und keine "Einzelfertigung" ist. Ein Einsatz in unterschiedlichsten Szenarien in verschiedensten Klimazonen ist ohne Probleme möglich, bietet einen geringen Serviceaufwand und damit sehr hohe Verfügbarkeit. Die Vanadium-Redox Batterie verfügt dabei über einen hohen Grad an Eigensicherheit.

Dennoch gibt es einige Unsicherheitsfaktoren zu beachten, die im Folgenden zusammengefasst werden:

- Die zur Anlagenerrichtung zu erfüllenden Behördenauflagen (Umwelt, Gemeinden, Landschaft) können einen signifikanten Aufwand bedeuten.
- Eine geeignete Netzanbindung ist zu planen und kann eventuell zum Netzausbau bei großen Einheiten führen; entsprechende Anschlussbewertungen sind daher notwendig.
- Die Kommunikationsanbindung ist stark abhängig von der Datenanbindung und den notwendigen Zeitintervallen der Datenübertragung und ist somit je Anwendungsfall zu prüfen.

- Die Anlage ist für den Inselbetrieb geeignet, jedoch gibt es Verbesserungspotential in der Strom- und Spannungsqualität (Oberwellen). Außerdem führen kurzzeitige Lastspitzen im Inselbetrieb zu erheblichen Spannungseinbrüchen im Inselnetz.
- Im Netzparallelbetrieb treten vor allem bei der Kombination aus Netzeinspeisung und Schiefelast des Verbrauches Schwingungen im netzseitigen Strom auf.

Technische Empfehlungen

- Bei Errichtung von Speicher- und Erzeugeranlagen ist die Einhaltung von aktuellen Normen und Vorschriften erforderlich. Der Aufwand zur Erfüllung dieser Vorschriften sollte nicht unterschätzt werden.
- Die verschiedenen Komponenten der Anlage arbeiten technisch reibungslos zusammen. Die Vanadium-Redox-Flow Batterie ist daher aus technischer Sicht geeignet, um als Pufferspeicher für verschiedene Energiequellen und Verbraucher zu fungieren.
- Die notwendigen Komponenten können somit vollständig von österreichischen Technologieanbietern bereitgestellt werden. Ein zukünftiger Zugriff auf dieses österreichische Know-how wird daher empfohlen.
- Die im Projekt entwickelte Visualisierung verdeutlicht anschaulich die aktuelle Ertrags- und Verbrauchslage des Systemkonzepts. Diese Lösungen können somit auch in vielen anderen Bereichen der Energieversorgung eingesetzt werden.
- Stromfahrpläne können beliebig vorgegeben werden. Diese werden, sofern es der Ladezustand der Batterie erlaubt, auch gut eingehalten. Entsprechend kann auf einen Einsatz von Kleinspeichern für gesteuerte Anwendungsbereiche (z.B. am Strommarkt oder für Netzdienstleistungen) bereits heute technisch zuverlässig zurückgegriffen werden.
- In Bezug auf die Herstellerangaben zu Batterieleistung und –kapazität sollte, um Missverständnisse vermeiden zu können, verbessertes Informationsmaterial bereitgestellt werden.
- Die Leistung und Kapazität der Batterie sollte noch weiter ohne großen Aufwand verändert werden können, um vor allem für Backup-Systeme und im Bereich der Netzdienstleistungen (z.B. Vermeidung von Netzspitzen) flexibler einsetzbar zu sein. Entsprechender Forschungsbedarf ist für diese Einsatzbereiche in Österreich noch gegeben.
- Durch die Offenlegung des Protokolls zur Vorgabe des Stromfahrplans wird der Transfer der untersuchten Konzepte für andere Applikationen erleichtert. Eine entsprechende Dokumentation der Vorgaben ist daher wichtig.
- Eine zusätzliche Untersuchung des Zusammenspiels von Batterie- und PV- Wechselrichtern und anderen dezentralen Erzeugungsanlagen am Netz mit kostengünstigeren Batterietechnologien ist dringend zu empfehlen, um das Gesamtpotential für Speichertechnologien zu erfassen. Dies stellt für die Marktentwicklung eine wesentliche Grundlage dar.

Ökonomische Umsetzbarkeit

Die untersuchten Einsatzstrategien (z.B. Optimierter Haushalt, Vermarktung am EEX Spotmarkt bzw. kombiniert am Regelenenergiemarkt) des PV/Speichertestsystems zeigen derzeit sehr hohe Deckungsbeitragsdefizite aus ökonomischer Sicht. Dies liegt vor allem an den Gesamtkosten der Batteriespeicher, auch wenn die Kosten der regenerativen Stromerzeugung und der notwendigen Steuerungstechnologien vernachlässigt werden. Es kann auch nicht davon ausgegangen werden, dass für die untersuchten Einsatzstrategien in absehbarer Zeit positive Deckungsbeiträge erwirtschaftet werden können. Folglich kann auch kein zusätzlicher Anreiz für den Aufbau von weiteren Erneuerbaren-Kapazitäten (und damit verbundenen CO₂ Einsparungen) durch den Einsatz dieser Speichertechnologie generiert werden. Dies bedeutet jedoch nicht, dass wirtschaftlich sinnvolle Einsatzbereiche für das untersuchte VRF-System nicht existieren.

Dazu ist allgemein anzumerken, dass ausschließlich die Batteriegröße des Testsystems betrachtet wurde. Basierend auf den damit ermittelten Ergebnissen sind daher direkte Rückschlüsse für Batteriesysteme anderer Leistung nicht möglich. Für das bewertete Batteriesystem stellten sich in diesem Zusammenhang im Projektverlauf für den Batteriehersteller folgende alternative Einsatzbereiche als Kernmarkt für das Batteriesystem heraus:

- Backup für Industrieanlagen bei hohen Stromausfallsraten
- Inselösungen für Regionen ohne Netzanbindung
- Netzunterstützung zur Vermeidung bzw. Verzögerung von Netzausbaumaßnahmen

Vor allem wenn eine Erhöhung der Stückzahl der eingesetzten Speicher erreicht werden kann, ist eine Kostenreduktion zu erwarten. Neben dieser Kostenreduktion wird eine Umsetzung vor allem auch durch eine höhere Dynamik der Strom- und Regelenenergiemärkte (z.B. durch neue Marktteilnehmer in den Regelenenergiemärkten) aus ökonomischer Sicht signifikant beeinflusst. Es wird daher empfohlen das vorherrschende Kosten-/Nutzenverhältnis der untersuchten Speichertechnologie laufend zu überprüfen, um neben den derzeit plausiblen Einsatzbereichen auch die Anwendbarkeit der im Projekt untersuchten Strategien entsprechend bewerten zu können.

Ökonomische Empfehlungen

- Mit den Ergebnissen dieses Projektes scheint ein System wie das MBS für den Arbitrage-Handel am Strommarkt bzw. für den Regelenenergiemarkt sowie die Haushaltsversorgung auch in naher Zukunft nicht wirtschaftlich plausibel darstellbar zu sein. Dies liegt vor allem an den hohen Investitions- und Betriebskosten. Andere Anwendungsgebiete werden daher empfohlen. So kann das MBS-System durchaus interessant für Energiedienstleistungsanbieter sein, um z.B. Netzausbauten verzögern oder gar verhindern zu können.
- Backup-Lösungen für industrielle Anlagen scheinen die aktuellen Kernmärkte der Technologie zu sein, wie auch vom Batteriehersteller bestätigt wird. Entsprechende Forschungsarbeiten zur Bewertung der Plausibilität dieser alternativen Konzepte werden daher empfohlen.

- Erst ab einer Kostensenkung von ca. 80 % (OPEX und CAPEX) bzw. einer gleichwertigen Erlössteigerung im Vergleich zu den im Projekt ermittelten Werten kann der Einsatz der VRF-Speicher am Energiemarkt bzw. zur Eigenverbrauchsoptimierung von Haushalten aus rein ökonomischer Sicht empfohlen werden. Auch alternative chemische Speicher (z.B. Natrium-Schwefel) erreichen keine besseren Kosten/Nutzenverhältnisse für die betrachteten Anwendungsfälle. Die am deutschen Markt angebotenen Batteriespeicherlösungen basieren daher zu einem Großteil auf preisgünstigeren Blei-Säure Batterien. Deren Einsatz z.B. für die Anwendung der Eigenverbrauchssteigerung von Haushalten mit PV-Anlagen wird in Deutschland durch nationale Förderprogramme unterstützt. Eine entsprechende Bewertung des Nutzens dieses Konzeptes für österreichische Verhältnisse ist daher im Vorfeld vorzunehmen.
- Zur Reduktion der Volatilität erneuerbarer Energieträger im Energiesystem ist der verbreitete Einsatz der VRF-Technologie durch Batteriepools derzeit eine sehr teure Lösung. Alternative Speicher- und Energiesystemlösungen (z.B. Pumpspeicher; Methanisierung; Hybridnetze, Smart Grids-Lösungen) sollten daher in Richtung geringerer Gesamtkosten untersucht werden.
- Aus ökonomischer Sicht kann empfohlen werden, zukünftig die Preisentwicklung der Strommärkte (Spot- und Regelenergiemarkt) einerseits und jene der Systemkomponenten (Photovoltaik, Batterie, Kommunikationshardware) andererseits zu beobachten. Sobald signifikante Verbesserungen im Kosten/Nutzenverhältnis erkennbar werden (z.B. durch steigende Erlöse), kann durch zusätzliche Technologieförderung der Aufbau neuer Märkte zu den untersuchten Einsatzstrategien der PV/Batteriekombinationen gestärkt werden. Der Umfang der positiven volkswirtschaftlichen Effekte ist dabei jedoch im Vorfeld zu prüfen.
- Kleine alternative Batterietechnologien (5 - 20 kWh Lithium-Ionen) für den Einsatz im Haushalt sollten für die Verbesserung des Eigenverbrauchs, den Spitzenlastausgleich und die Vergleichmäßigung fluktuierender erneuerbarer Energien im Detail untersucht werden.

Außerhalb der untersuchten Einsatzstrategien existieren alternative Marktsegmente, die im gegenständlichen Projekt jedoch nicht behandelt wurden. Diese wurden vom Projektteam zusammengestellt und deren Relevanz für Österreich bewertet bzw. noch vorhandener Forschungsbedarf eingeschätzt. Dies wird in der folgenden Tabelle zusammengefasst.

Einsatzbereich	Relevanz Österreich			Forschungsbedarf		
	hoch	mittel	niedrig	hoch	mittel	niedrig
Batteriesysteme als Ladeinfrastruktur für Elektromobilität	x			x		
Verzögerung von Netzausbauten; Erhöhung Versorgungssicherheit	x			x		
Backuplösungen			x			x
Einsatz des Speichers in Regionen ohne Netz (z.B. Sendeanlagen)		x				x
Eigenverbrauchsmaximierung (ökologischer Footprint)	x			x		

Tabelle 39: Überblick zu weiteren möglichen Einsatzbereichen der Batterietechnologie samt Einschätzung der Relevanz für Österreich und noch vorhandenem Forschungsbedarf

Die zuvor erläuterten Einsatzbereiche der Batteriespeicher seien im Folgenden noch näher ausgeführt:

- Der Einsatz von Batteriesystemen zur Elektrofahrzeugladung wird als sinnvoll erachtet, um die Stromnetze zu entlasten. Zu empfehlen wären Untersuchungen von Batterietauschstationen für die E-Mobile, die Schnellladungen vermeiden und sanfte Ladungen in Zeiten eines hohen und günstigen Energieangebotes ermöglichen. Jedoch werden diese Systeme erst dann benötigt werden, wenn signifikante Anteile an Elektromobilität in Österreich erreicht werden. Die Relevanz dieser Anwendung wird von den Projektpartnern als „hoch“ eingestuft. Der damit verbundene Forschungsbedarf wird ebenfalls als „hoch“ erachtet und ist vor allem in der Identifikation geeigneter Ladestellen für eine Schnellladung sowie der notwendigen ökonomischen Faktoren, die einen Einsatz rechtfertigen, zu finden.
- Werden Batteriespeicher eingesetzt, um Netzausbauten zu verhindern bzw. zu verzögern sowie die Versorgungssicherheit zu erhöhen, so wird die Relevanz und der Forschungsbedarf für österreichische Netze als hoch eingeschätzt. Vor allem in Niederspannungsnetzbereich konnten erst geringe Erfahrungen gesammelt werden. Das Projekt „DG-DemoNetz Smart LV Grid“ untersucht dahingehend die Möglichkeiten des Einsatzes mobiler Speicher. Stationäre Applikationen wurden jedoch nach dem Wissen der Projektpartner noch nicht im Niederspannungsbereich Österreichs untersucht. Einzelne Fallstudien zum Einsatz stationärer Speicher in Kombination mit hohen Durchdringungen dezentraler Erzeuger könnten diese Forschungslücke schließen.
- In Österreich ist der Einsatzmarkt von Batteriespeichern für Backuplösungen (z.B. von Industrieanlagen) als gering einzuschätzen, da solche Systeme bereits z.B. mit Dieselgeneratoren realisiert wurden. Erst wenn hohe Einsatzzeiten der derzeitigen Backuplösungen zu erkennen sind und deren Betriebskosten (z.B. Treibstoff) signifikant steigen, würde ein Markt für die untersuchte Batterietechnologie entstehen. Die Relevanz dieser Systeme wird daher vor allem durch die hohe Verfügbarkeit der Energieversorgung in Österreich als eher gering eingeschätzt. Auch besteht wenig Forschungsbedarf zu diesen Fragestellungen.
- Der Einsatz der Speicher für Regionen ohne Netzanbindung (z.B. für alpine Hütten oder Sendeanlagen) erscheint aus heutiger Sicht durchaus interessant. Als Forschungsfrage ist dahingehend zu klären, ab wann sich ein Einsatz des VRF-Speichers im Vergleich zu Blei-Säure Batterien lohnen kann. Die Relevanz für Österreich und auch für andere Länder sowie der Forschungsbedarf wird daher als „mittel bis niedrig“ eingestuft.
- Eine Eigenverbrauchsmaximierung regional erzeugten Stroms ist bei derzeitigen Energiepreisen und Speicherkosten zwar ökonomisch nicht plausibel darstellbar, jedoch beobachten die Projektpartner Tendenzen steigender Bereitschaft zu höheren Investitionen, um als Haushalt autarker und nachhaltiger agieren zu können. Die Relevanz und der Forschungsbedarf zum Thema des ökologischen Footprints in der Stromerzeugung werden daher als „hoch“ eingestuft.

Entsprechende Handlungsempfehlungen können für diese Bereiche jedoch erst abgeleitet werden, sobald die noch offenen Fragen beantwortet sind. Eine Berücksichtigung dieser Themen in der Definition zukünftiger österreichischer Forschungsfragen wird jedoch empfohlen.

Trends im Bereich der Batteriespeicher

- Für die Eigenverbrauchsmaximierung mit PV-Batterieanlagen sieht die PV-Industrie einen hohen Bedarf. Die industrielle Produktentwicklung für kleine Eigenverbrauchsanlagen mit Lithium-Ionen Batterien im Bereich von 5 – 15 kWh ist im Jahr 2012 stark gestiegen.
- Dieser Anlagentyp wurde im Projekt weder untersucht noch wirtschaftlich betrachtet, da der Kernpunkt von MBS die Betrachtung des installierten Testsystems zum Ziel hatte.
- Ab Mitte 2013 sind bereits Systeme auf dem Markt verfügbar. Hier könnte eine Anreizfinanzierung einen Markt mit guten Umsätzen und lokaler Wertschöpfung bewirken. Gleichzeitig würden diese PV-Batteriesysteme zur Entlastung der Verteilnetze der Stromversorger beitragen.
- In Deutschland wurde mit 01. Mai 2013 ein Marktanreizprogramm für Batteriespeicher gestartet. Gefördert werden Batteriespeicher von PV-Anlagen, die ab dem 01. Januar 2013 installiert wurden. Die Förderung beträgt bis zu 660 €/kW_{Peak} für PV-Anlagen mit einer Leistung von maximal 30 kW_{Peak}. Die Förderung beträgt 30 % der anzurechnenden Kosten und hängt von der Größe der Photovoltaik-Anlage und den Investitionskosten des Speichersystems ab (vgl. [45]).

8 Literaturverzeichnis

- [1] Energieforschungspark Lichtenegg-Pesendorf, <http://www.energieforschungspark.at/>, (Abgerufen am 23.04.2013)
- [2] Cellstrom GmbH: "FB10/100 Technische Beschreibung", 2009
- [3] Greger, D. et al.: "Stabilisierung von Niederspannungsnetzen mittels PV und Vanadium Redox Speichersystemen", gefördert vom ZIT-Zentrum für Innovation und Technologie, der Technologieagentur der Stadt Wien, 2010
- [4] TRNSYS 17 - Transient System Simulation program, Version 17, Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin-Madison, 2009
- [5] Rothert, M. und Thim, F.: "Stellungnahme zum Arbeitsbericht „Anlagen und Batterietests der Anlage Lichtenegg“, SMA Solar Technology AG, Brief vom 15.05.2013
- [6] MathWorks: "Lineare Programmierung mit Matlab", <http://www.mathworks.com/help/toolbox/optim/ug/linprog.html>, (Abgerufen am 28.07.2011)
- [7] Zingel, H. „Lineares Optimieren mit der Simplex-Methode“, http://www.gm.fh-koeln.de/~hk/lehre/ala/ws0708/Literatur/LP_Zingel.pdf, (Abgerufen am 28.07.2011)
- [8] Valentin Software: PV*SOL Pro, Version 3, <http://www.valentin.de/>, (Abgerufen am 19.10.2011)
- [9] Energieforschungspark Lichtenegg-Pesendorf, technische Daten der Kleinwindkraftanlage Windsolar 1,5 kW, http://www.energieforschungspark.at/alle_detail.asp?id=keinmesspunkt, (Abgerufen am 24.02.2013)
- [10] Biermayr et al.: „Innovative Energietechnologien in Österreich, Marktentwicklung 2010“, Berichte aus Energie- und Umweltforschung; Wien, 2011
- [11] Photovoltaic Austria Federal Association: Photovoltaik Förderung in Niederösterreich, <http://www.pvaustria.at/content/page.asp?id=66>, (Abgerufen am 04.05.2011)
- [12] EPRI: "Handbook of Energy Storage for Transmission or Distribution Applications", Technical Update, 2002
- [13] EPRI: "Handbook of Energy Storage for Transmission or Distribution Applications", Technical Update, 2003
- [14] EPRI: "Handbook of Energy Storage for Transmission or Distribution Applications", Technical Update, 2004
- [15] EPRI: "Handbook of Energy Storage for Transmission or Distribution Applications", Technical Update, 2005
- [16] EPRI: "Handbook of Energy Storage for Transmission or Distribution Applications", Technical Update, 2006
- [17] EPRI: "Handbook of Energy Storage for Transmission or Distribution Applications", Technical Update, 2010
- [18] Electricits Storage Association (ESA): "Storage figures per technology", http://www.electricitystorage.org/technology/storage_technologies/technology_comparison, (Abgerufen am 07.07.2010)

- [19] Schoenung, M.: "Benefit/Cost Framework for Evaluating Modular Energy Storage - A Study for the DOE Energy Storage Systems Program", Report, 2008
- [20] YUASA Battery: Datenblatt Blei-Säure Batterie, http://www.yuasaeurope.com/images/uploads/de/downloads/datasheets/NPC/NPC24-12I_DE.pdf, (Abgerufen am 20.07.2011)
- [21] BaSyTec: „Die Bleibatterie- Grundlagen“, <http://www.basytec.de/pbbatterie/Bleibatterie.html>, (Abgerufen am 20.07.2011)
- [22] Battery University: „Laden der Blei-Säure Batterie“, <http://batteryuniversity.com/partone-13-german.html>, (Abgerufen am 20.07.2011)
- [23] FH Köln: „Entladekurve der Blei Säure Batterie“, http://www.f09.fh-koeln.de/imperia/md/content/personen/wiesner_wolfgang/lehrveranstaltung/elektrotechnik/23_v_batterien.pdf, (Abgerufen am 20.07.2011)
- [24] Frey, H.: "FVEE-Workshop „Elektrochemische Energiespeicher und Elektromobilität“; EnBW Ulm, 19.-20.01.2010
- [25] Seki, A.: "Energy Storage", HECO IRP-4 Advisory Group, 2007
- [26] Makansi, J.: "Energy Storage -The Sixth Dimension of the Electricity Production and Delivery Value Chain", Presentation ; <http://www.energystoragecouncil.org/1%20-%20Jason%20Makansi-ESC.pdf>, (Abgerufen am 20.07.2011)
- [27] Statistik Austria: Durchschnittlicher Haushaltsstrompreis in Österreich, http://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_und_umwelt/energie/preise_steuern/index.html, (Abgerufen am 06.07.2011)
- [28] EVN AG: Historische Haushaltsstrompreise, Daten von EVN für Projektzwecke zur Verfügung gestellt.
- [29] EVN AG: PV-Einspeisetarif der EVN, <http://www.evn-energievertrieb.at/getdoc/3eade527-b498-4b01-9879-6fc2983d95f0/Optima-Strom.aspx>, (Abgerufen am 04.05.2011)
- [30] EXAA - Energy Exchange Austria: Historische Daten, <http://www.exaa.at/de/marktdaten/historische-daten>, (Abgerufen am 04.05.2011)
- [31] EEX - European Energy Exchange: Historische Daten, <http://www.eex.com/de/Downloads>, (Abgerufen am 04.05.2011)
- [32] Kazempour, S.J; Moghaddam, M.P.; Haghifam, M.R.; Yousefi, G.R.: "Electric energy storage systems in a market-based economy: Comparison of emerging and traditional technologies", Beitrag in Renewable Energy, doi:10.1016/j.renene.04.027, 2009
- [33] Linden, S.: "Bulk energy storage potential in the USA, current developments and future prospects", Beitrag in ECOS 2004 - 17th International Conference on Efficiency, Costs, Optimization, Simulation, and Environmental Impact of Energy on Process Systems, doi:10.1016/j.energy.2006.03.016, 2006
- [34] Beaudin, M.; Zareipour, H.; Schellenberglobe, A.; Rosehart, W.: "Energy storage for mitigating the variability of renewable electricity sources: An update review", Paper in Energy for Sustainable Development, doi:10.1016/j.esd2010.09.007
- [35] ENTSO-E: Policy 1: P1 – Policy 1: "Load-Frequency Control and Performance [C], approved by SC on 19 March 2009", <https://www.entsoe.eu/>

- [36] Fussi, A.; Schüppel, A.; Gutschi, C.; Stigler, C. (2011): „Technisch-wirtschaftliche Analyse von Regelenergiemärkten“, Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, Technische Universität Graz, Konferenz: IEWT 2011, Wien
- [37] Regelleistung: “Tendering results for Germany control energy markets”,
<https://www.regelleistung.net/ip/>
- [38] Regio Energy: „Regionale Szenarien erneuerbarer Energiepotenziale in den Jahren 2012/2020“, Forschungsprojekt im Rahmen des Strategieprozesses ENERGIE 2050; Endbericht, Wien, 2010
- [39] Energy Storage News: „Project description 300 MW NaS battery System in UAE“;
<http://energystoragenews.com/NGK%20Insulators%20Sodium%20Sulfur%20Batteries%20for%20Large%20Scale%20Grid%20Energy%20Storage.html>; (Abgerufen am 23.12.2011)
- [40] SODA-IS: „Solar Energy Services for Professionals“; http://www.soda-is.com/eng/services/services_radiation_free_eng.php; (Abgerufen am 18.12.2011)
- [41] Fink, M.: „Kosten/Nutzen Relation von Batteriespeichertechnologien in Kombination mit erneuerbaren Energieträgern“, Diplomarbeit, TU Wien, Wien, 2012
- [42] Kranzl et al.: „Ableitung von prioritären Maßnahmen zur Adaption des Energiesystems an den Klimawandel“, Endbericht; Wien, 2010; www.eeg.tuwien.ac.at, (Abgerufen am 18.12.2011)
- [43] IPCC (2006), IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories – Volume 2: Energy, Report of IPCC, 2006, <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/index.html>, (Abgerufen am 24.02.2013)
- [44] GUD Kosten: “Kostenangeben zu einem GUD-Projekt” <http://www.ea-nrw.de/infopool/page.asp?InfoID=3580>; 2007, (Abgerufen am 24.02.2013)]
- [45] BSW-Solar: „Informationen zur Förderung von Solarstrom-Speichern“, Stand 15.05.2013, http://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/Speicherprogramm_Hintergrundpapier.pdf, (Abgerufen am 31.05.2013)

Anhang A – Deckungsgradverläufe (VRF-Batterie)

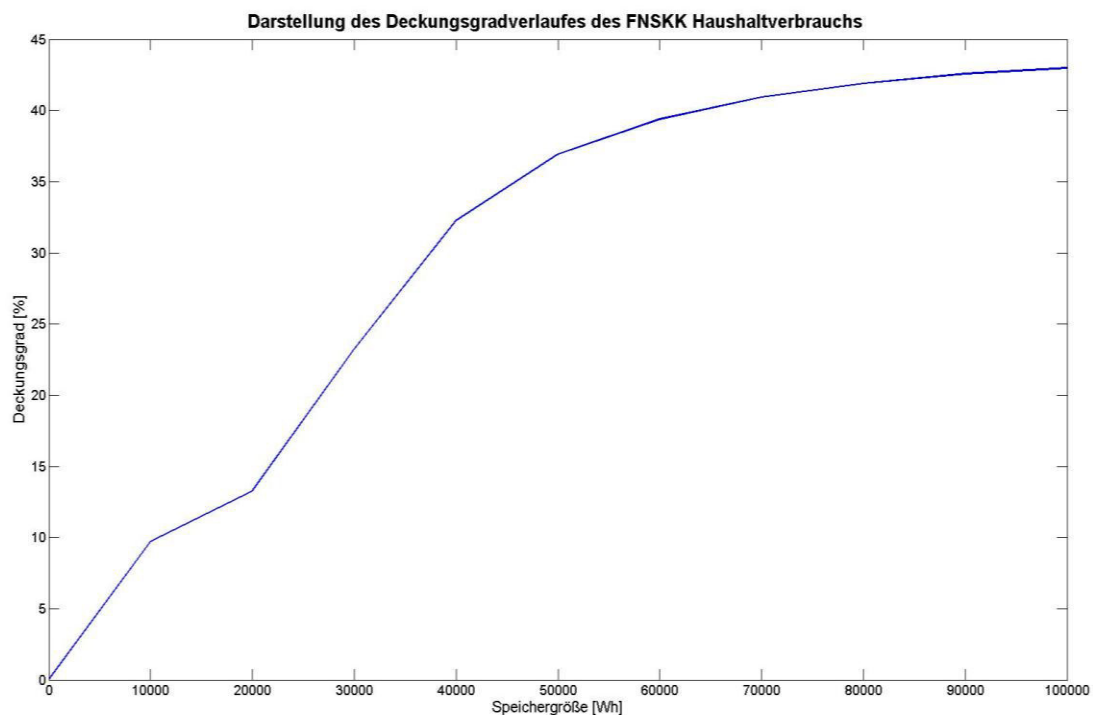


Abbildung 106: Darstellung des zusätzlichen Deckungsgradverlaufes für das Verbrauchsprofil FNSKK_HH

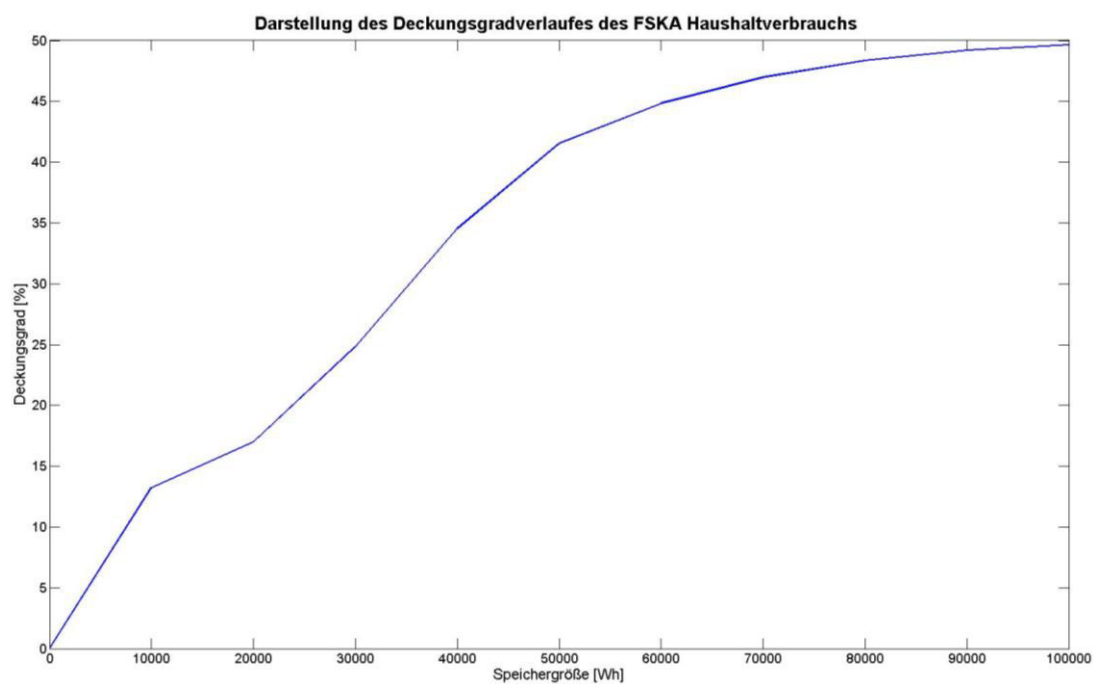


Abbildung 107: Darstellung des zusätzlichen Deckungsgradverlaufes für das Verbrauchsprofil FSKA_HH

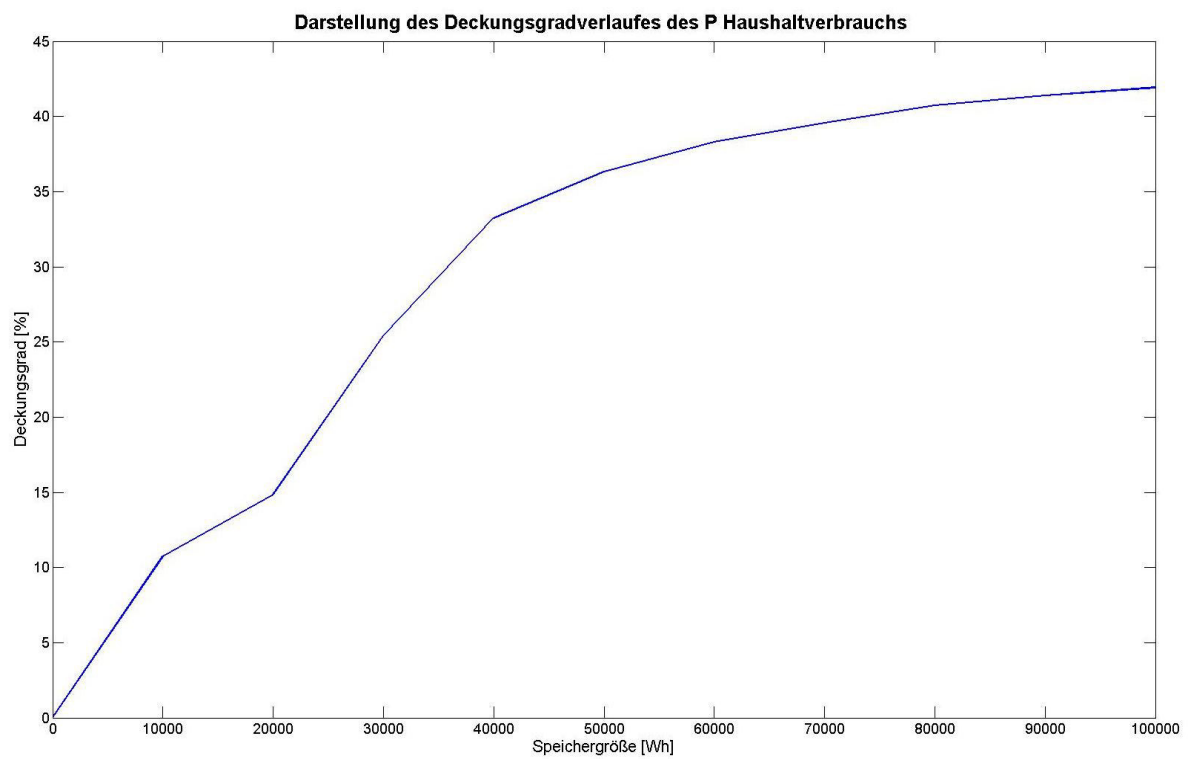


Abbildung 108: Darstellung des zusätzlichen Deckungsgradverlaufes für das Verbrauchsprofil P_HH

Anhang B - Deckungsgradverläufe (Blei-Säure Batterie)

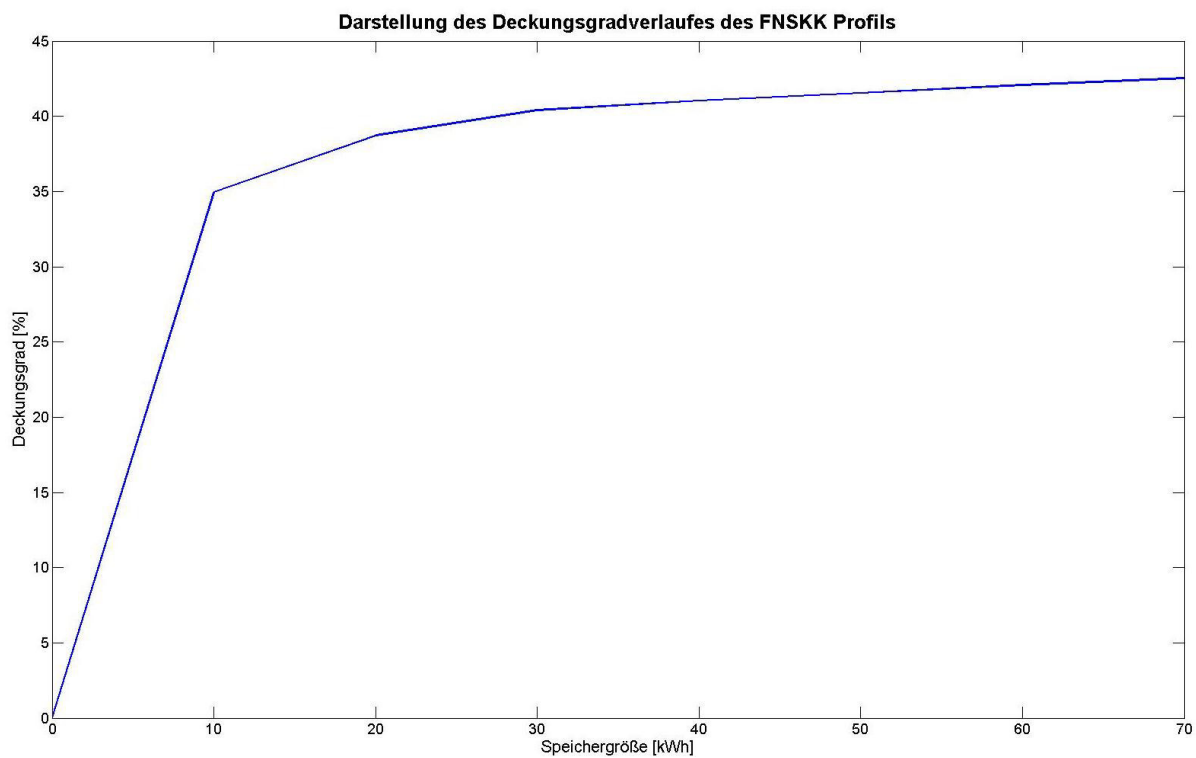


Abbildung 109: Darstellung des zusätzlichen Deckungsgradverlaufes für das Verbrauchsprofil FNSKK_HH der Pilotanlage mit Blei-Säure Batterie

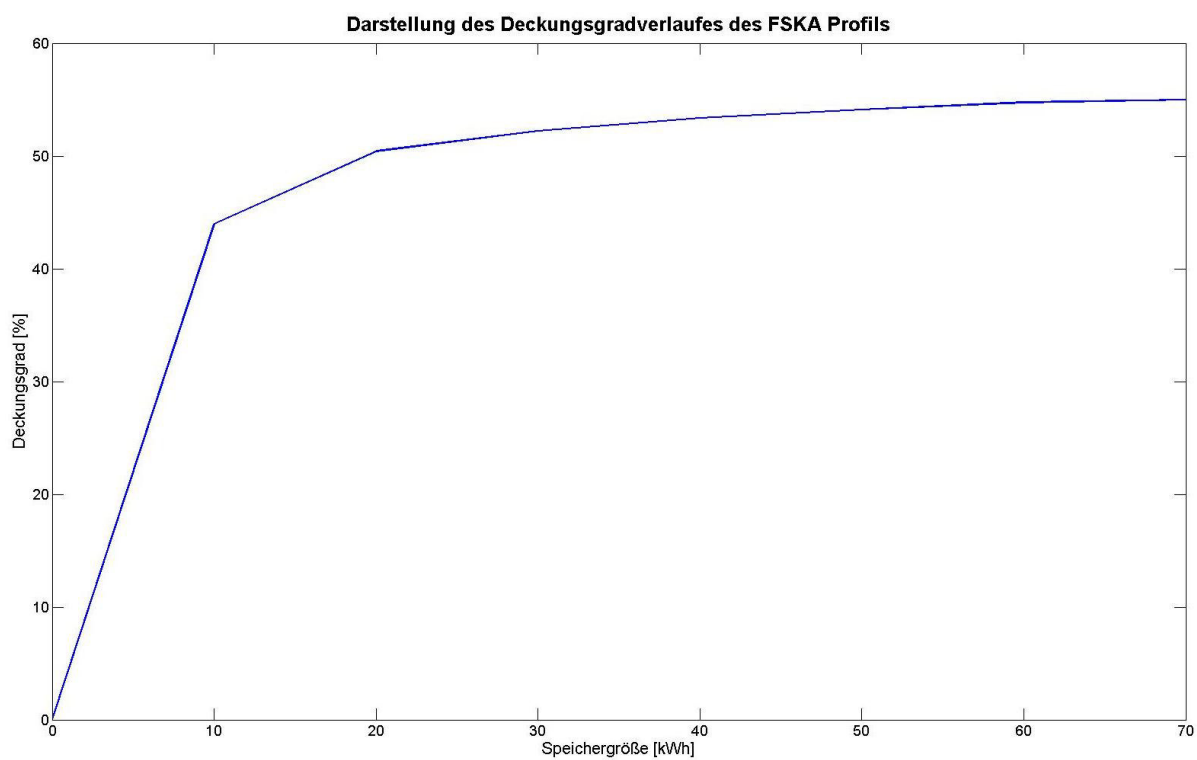


Abbildung 110: Darstellung des zusätzlichen Deckungsgradverlaufes für das Verbrauchsprofil FSKA_HH der Pilotanlage mit Blei-Säure Batterie

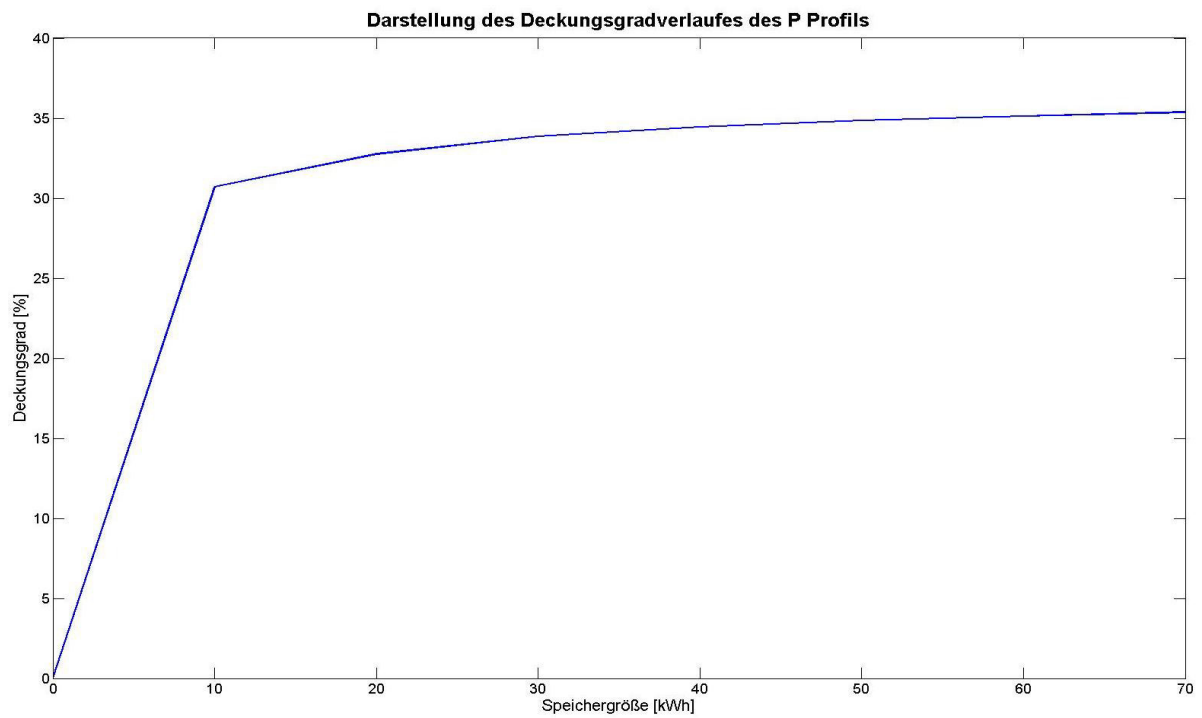


Abbildung 111: Darstellung des zusätzlichen Deckungsgradverlaufes für das Verbrauchsprofil P_HH der Pilotanlage mit Blei-Säure Batterie

Anhand C - Ökonomische PV-Potentiale und Batteriestückzahlen in Niederösterreich

Bundesland	Bezirk	Nutzung der Dach PV-Kapazitäten im Jahr 2020 für Batterien (gerundet auf ganze Anlagen)				
		1 %	2,5 %	5 %	7,5 %	10 %
NÖ	Amstetten	2	4	8	11	15
	Baden	2	5	11	16	22
	Bruck an der Leitha	1	2	4	6	9
	Gänserndorf	2	5	10	15	19
	Gmünd	1	2	4	6	8
	Hollabrunn	1	3	6	9	11
	Horn	1	2	3	5	7
	Korneuburg	1	3	7	10	13
	Krems (Land)	1	3	5	8	11
	Lilienfeld	1	1	3	4	5
	Melk	1	3	6	9	12
	Mistelbach	2	4	8	12	16
	Mödling	2	5	9	14	18
	Neunkirchen	2	4	8	12	16
	Sankt Pölten (Land)	2	4	8	12	16
	Scheibbs	1	2	3	5	6
	Tulln	1	3	7	10	14
	Waidhofen an der Thaya	1	2	3	5	6
	Wiener Neustadt (Land)	2	5	10	15	20
	Wien-Umgebung	1	4	7	11	15
	Zwettl	1	2	4	6	8
	Summe	29	68	134	201	267

Tabelle 40: Berechnungsergebnisse zu erreichbaren Batteriestückzahlen im Jahr 2020 unter Berücksichtigung ökonomischer PV-Potentiale auf Dachflächen in österreichischen Stadtbezirken

Bundesland	Bezirk	Nutzung der Fassaden PV-Kapazitäten im Jahr 2020 für Batterien (gerundet auf ganze Anlagen)				
		1 %	2,5 %	5 %	7,5 %	10 %
NÖ	Amstetten	2	4	9	13	17
	Baden	3	6	13	19	25
	Bruck an der Leitha	1	2	5	7	10
	Gänserndorf	2	6	11	17	23
	Gmünd	1	2	5	7	10
	Hollabrunn	1	3	7	10	13
	Horn	1	2	4	6	8
	Korneuburg	2	4	8	11	15
	Krems (Land)	1	3	6	10	13
	Lilienfeld	1	1	3	4	6
	Melk	1	3	7	10	14
	Mistelbach	2	5	9	14	19
	Mödling	2	5	10	16	21
	Neunkirchen	2	5	9	14	19
	Sankt Pölten (Land)	2	5	9	14	19
	Scheibbs	1	2	4	5	7
	Tulln	2	4	8	12	16
	Waidhofen an der Thaya	1	2	3	5	7
	Wiener Neustadt (Land)	2	6	12	17	23
	Wien-Umgebung	2	4	8	12	17
	Zwettl	1	2	5	7	10
	Summe	33	76	155	230	312

Tabelle 41: Berechnungsergebnisse zu erreichbaren Batteriestückzahlen im Jahr 2020 unter Berücksichtigung ökonomischer PV-Potentiale für Fassadenflächen in Niederösterreich

Anhang D - Kosten/Nutzenanalyse NaS-Batterien

Natrium Schwefel Batterie: Kosten vs. Nutzen - Break Even I

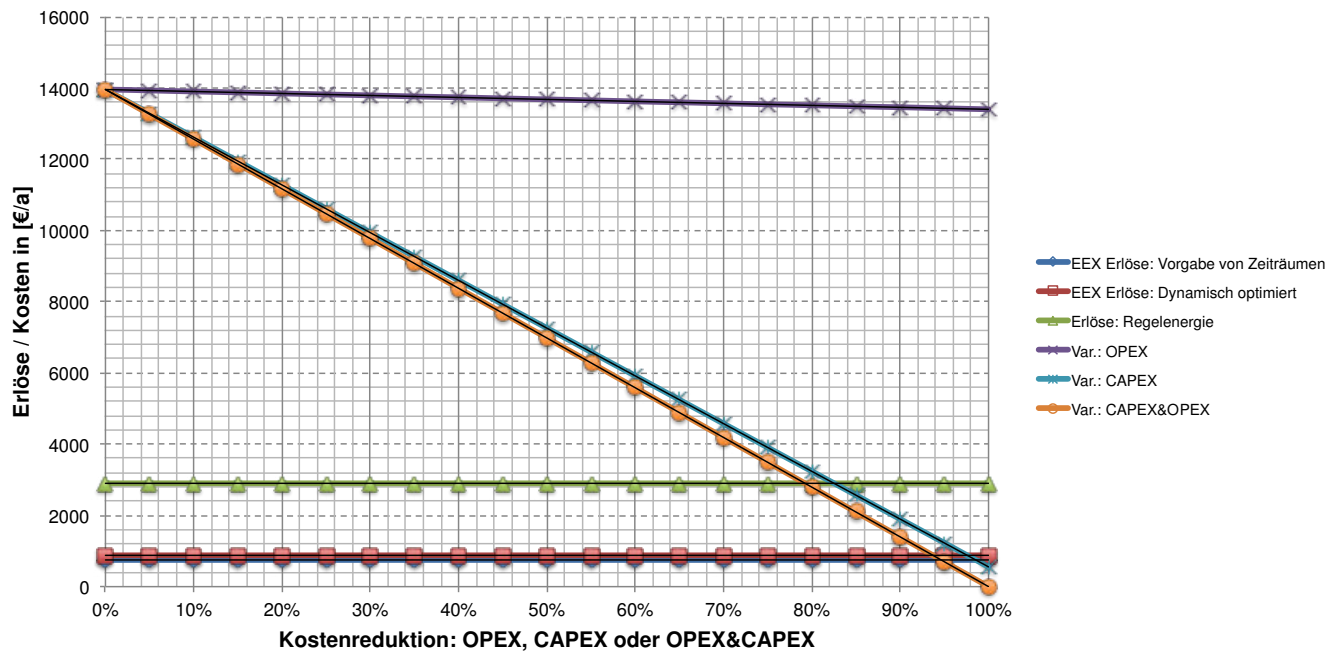


Abbildung 112: NaS Batterie I – Break Even Analyse Kosten vs. Erlöse (Nutzen)

Natrium Schwefel Batterie: Kosten vs. Nutzen - Break Even II

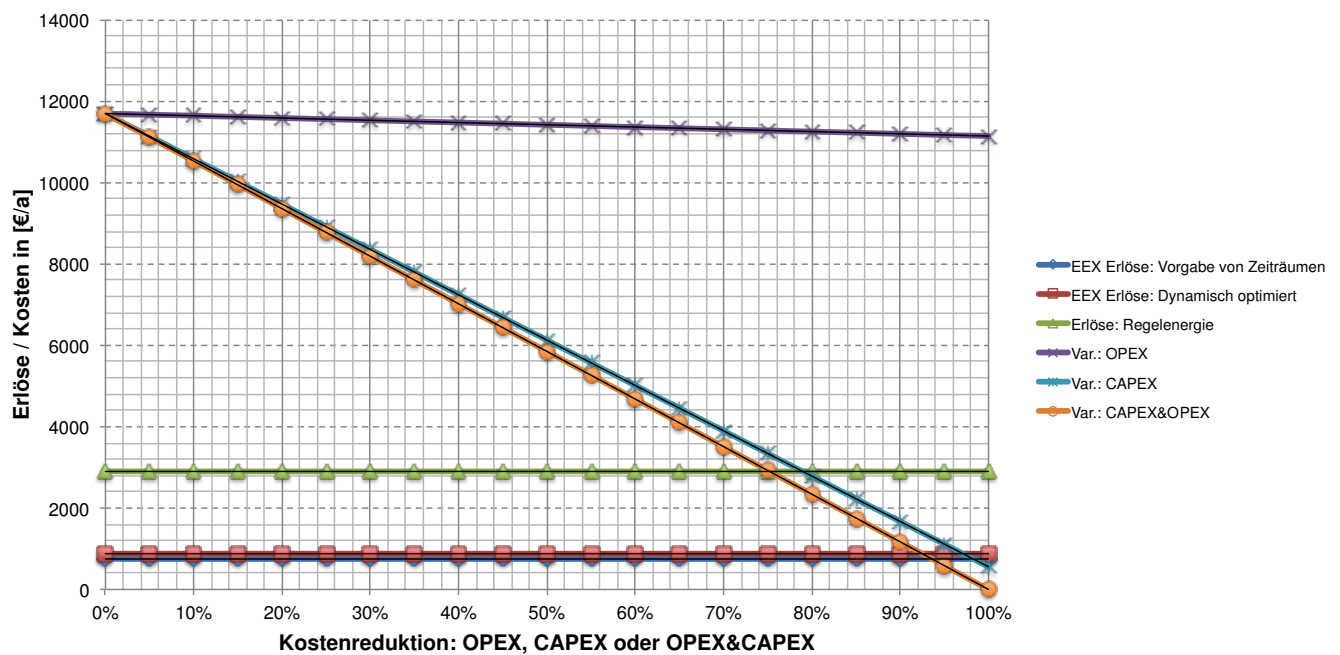


Abbildung 113: NaS-Batterie II – Break Even Analyse Kosten vs. Erlöse (Nutzen)

Anhang E - Auswirkungen verbrauchsorientierter Speicher auf Netzbezüge/Netzexporte

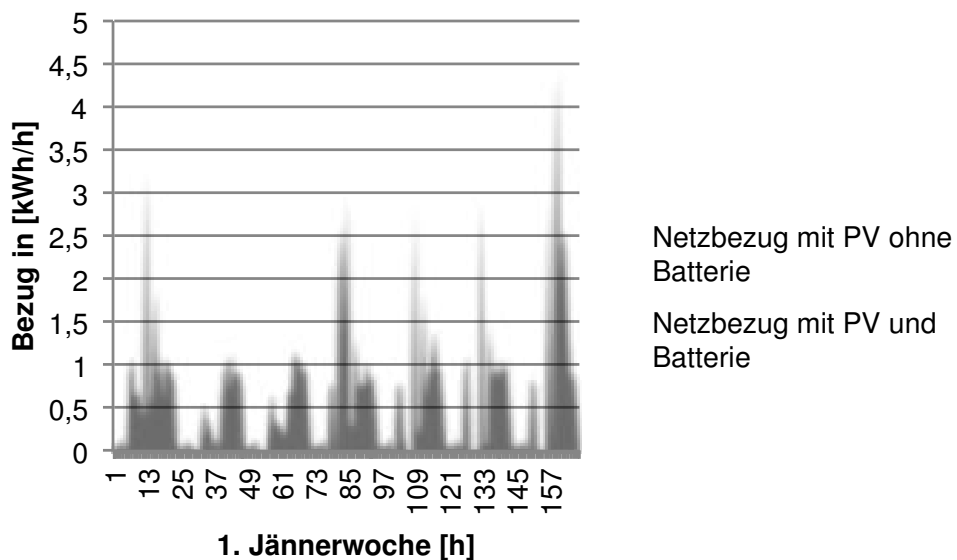


Abbildung 114: Ermittelte Auswirkungen des Speichereinsatzes auf die Netzbezüge (1. Jännerwoche) des FNSKK Haushaltsprofils für Globalstrahlungswerte aus Bregenz

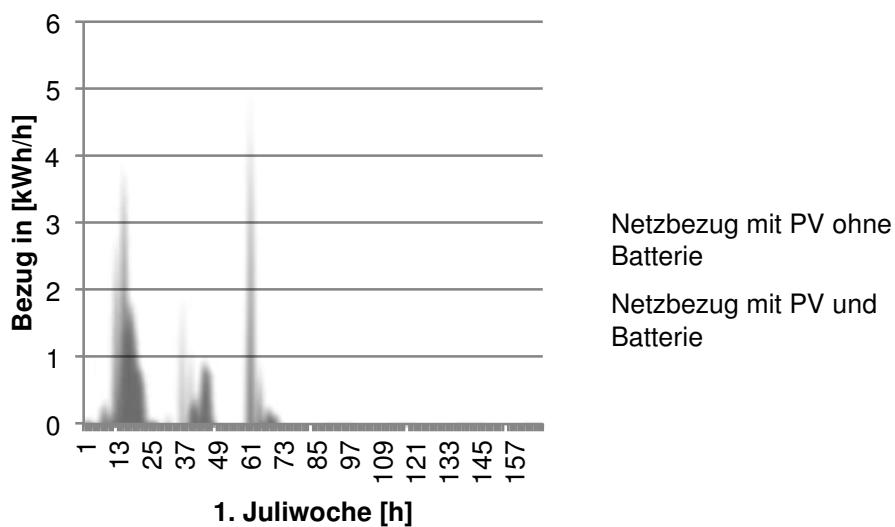


Abbildung 115: Ermittelte Auswirkungen des Speichereinsatzes auf die Netzbezüge (1. Juliwoche) des FNSKK Haushaltsprofils für Globalstrahlungswerte aus Bregenz

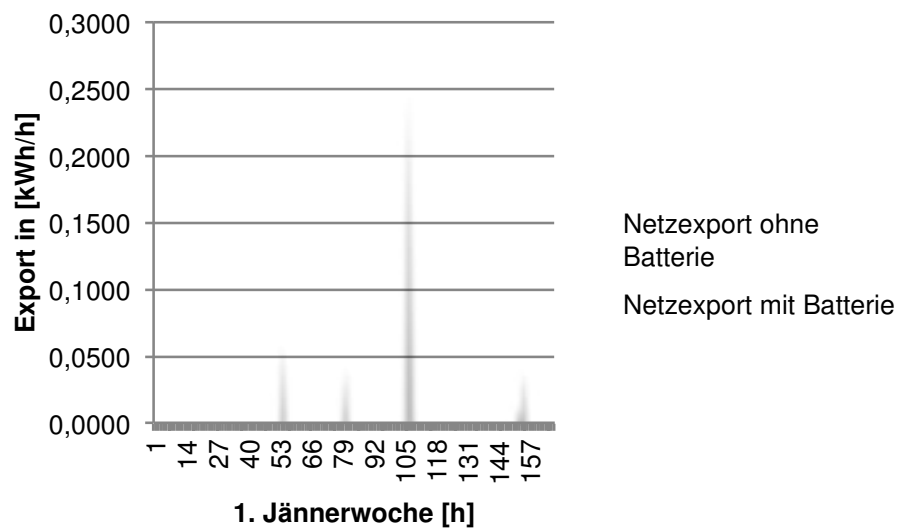


Abbildung 116: Ermittelte Auswirkungen des Speichereinsatzes auf die Netzexporte (1. Jännerwoche) des FNSKK Haushaltsprofils für Globalstrahlungswerte aus Bregenz

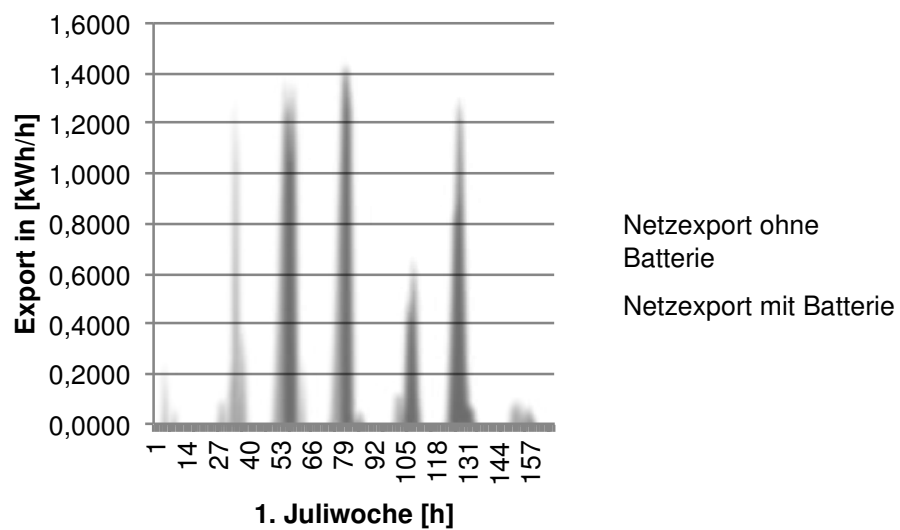


Abbildung 117: Ermittelte Auswirkungen des Speichereinsatzes auf die Netzexporte (1. Juliwoche) des FNSKK Haushaltsprofils für Globalstrahlungswerte aus Bregenz

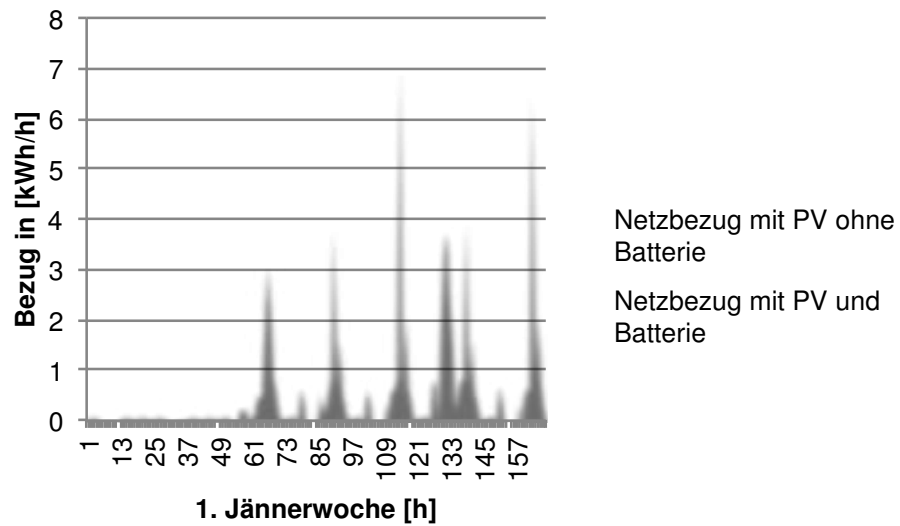


Abbildung 118: Ermittelte Auswirkungen des Speichereinsatzes auf die Netzbezüge (1. Jännerwoche) des FSKA Haushaltsprofils für Globalstrahlungswerte aus Bregenz

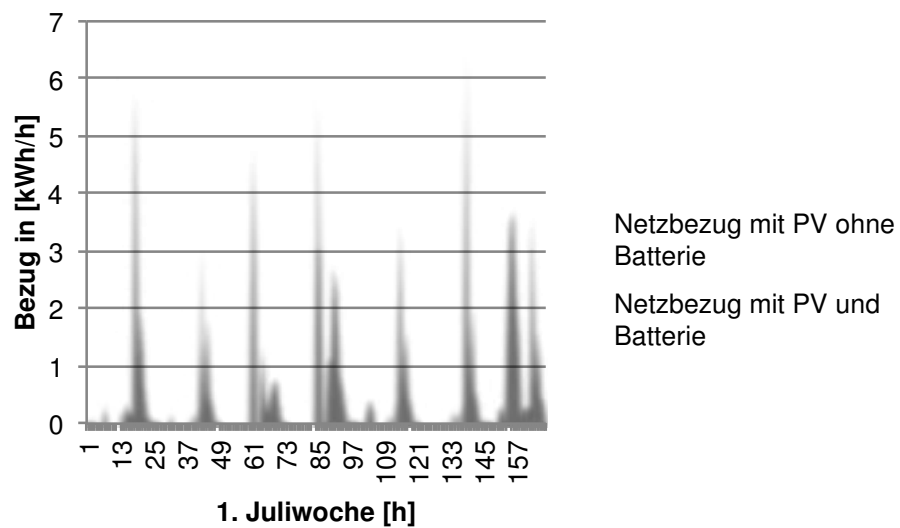


Abbildung 119: Ermittelte Auswirkungen des Speichereinsatzes auf die Netzbezüge (1. Juliwoche) des FSKA Haushaltsprofils für Globalstrahlungswerte aus Bregenz

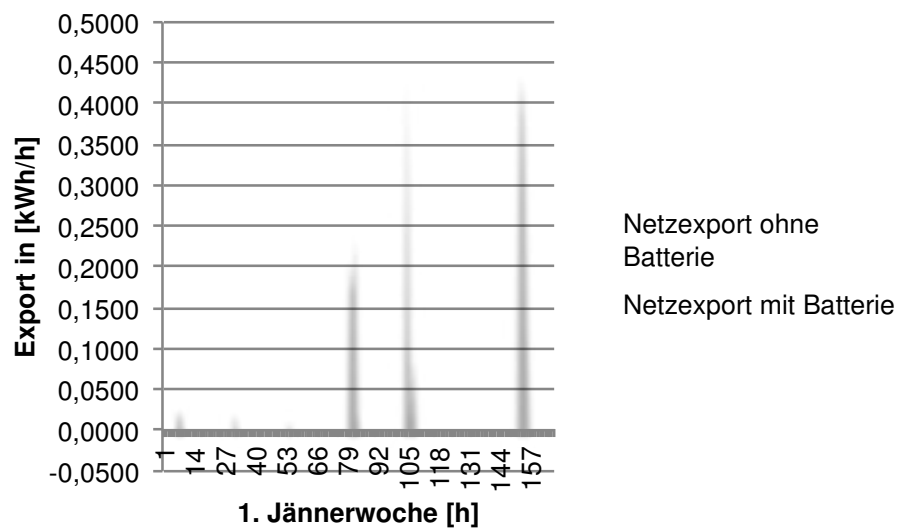


Abbildung 120: Ermittelte Auswirkungen des Speichereinsatzes auf die Netzexporte (1. Jännerwoche) des FSKA Haushaltsprofils für Globalstrahlungswerte aus Bregenz

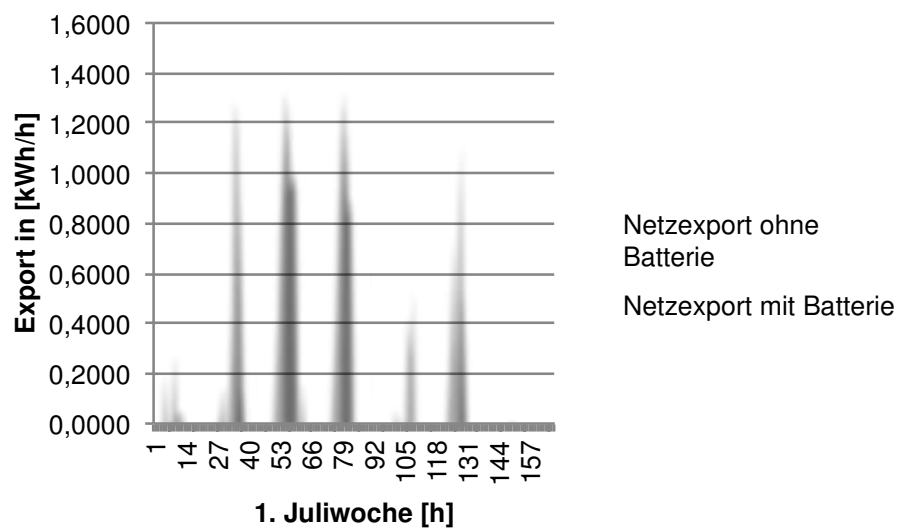


Abbildung 121: Ermittelte Auswirkungen des Speichereinsatzes auf die Netzexporte (1. Juliwoche) des FSKA Haushaltsprofils für Globalstrahlungswerte aus Bregenz

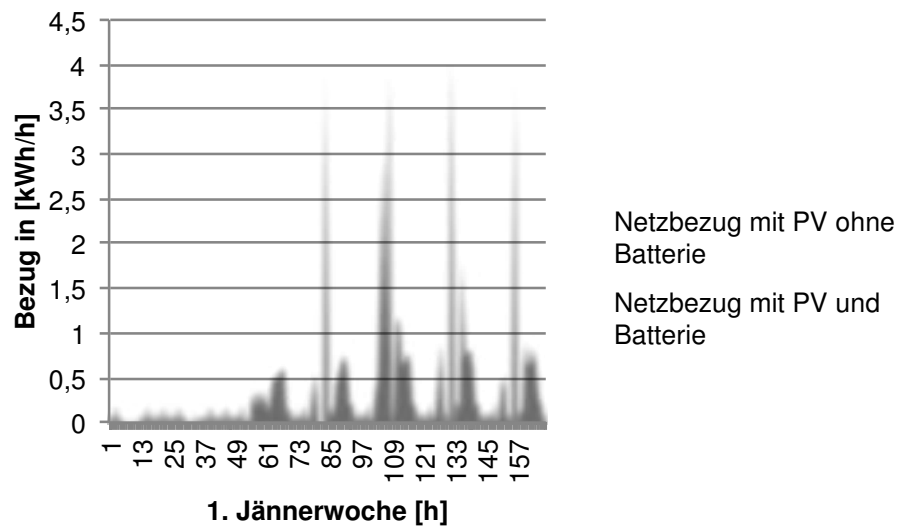


Abbildung 122: Ermittelte Auswirkungen des Speichereinsatzes auf die Netzbezüge (1. Jännerwoche) des P Haushaltsprofils für Globalstrahlungswerte aus Bregenz

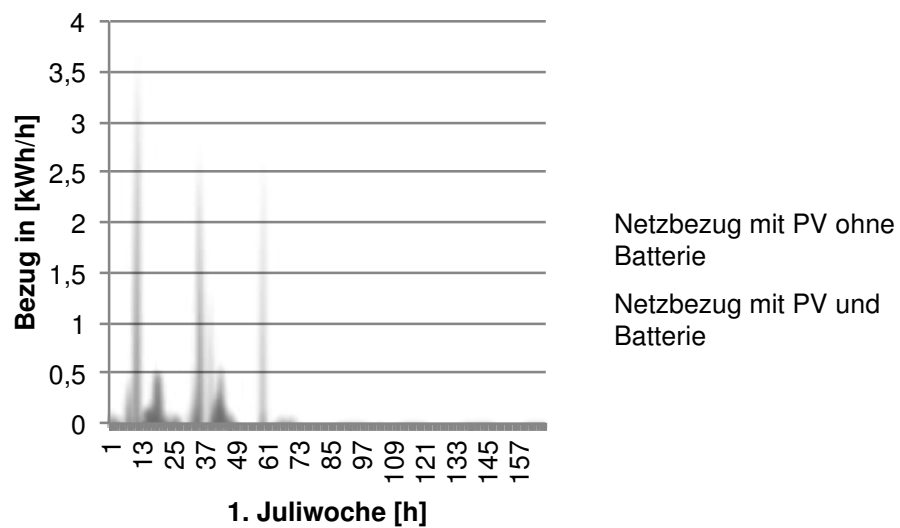


Abbildung 123: Ermittelte Auswirkungen des Speichereinsatzes auf die Netzbezüge (1. Juliwoche) des P Haushaltsprofils für Globalstrahlungswerte aus Bregenz

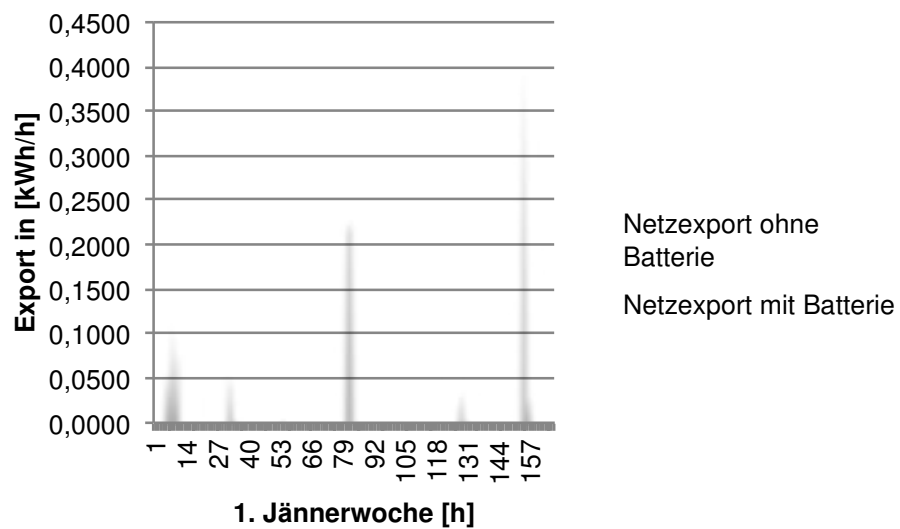


Abbildung 124: Ermittelte Auswirkungen des Speichereinsatzes auf die Netzexporte (1. Jännerwoche) des P Haushaltsprofils für Globalstrahlungswerte aus Bregenz

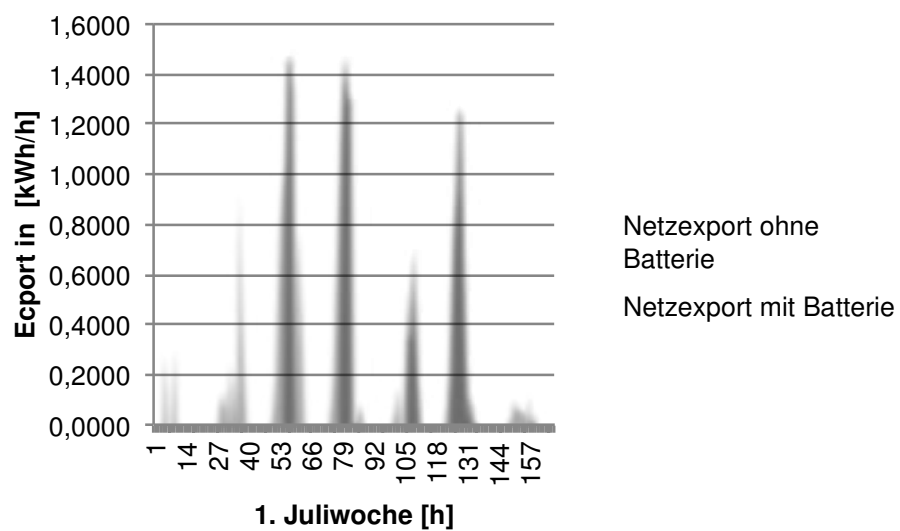


Abbildung 125: Ermittelte Auswirkungen des Speichereinsatzes auf die Netzexporte (1. Juliwoche) des P Haushaltsprofils für Globalstrahlungswerte aus Bregenz

IMPRESSUM

Verfasser

FH Technikum Wien
Mariahilfer Straße 37-39, 1060 Wien
Tel: +43 1 333 40 77-0
E-Mail: info@technikum-wien.at
Web: www.technikum-wien.at

Projektpartner und AutorInnen

FH Technikum Wien

- Roland Sterrer
- Thomas Nenning
- Hubert Fechner

TU Wien – EEG

- Wolfgang Prügler
- Marion Glatz
- Rusbeh Rezania

EVN AG

- Harald Prokschy
- Christian Reichel

KEBA AG

- Birgit Ettinger
- Dieter Zechleitner

ATB-Becker

- Gernot Becker
- Thomas Triendl

Cellstrom GmbH

- Michael Pinzl

Eigentümer, Herausgeber und Medieninhaber

Klima- und Energiefonds
Gumpendorfer Straße 5/22
1060 Wien
E-Mail: office@klimafonds.gv.at
Web: www.klimafonds.gv.at

Disclaimer

Die Autoren tragen die alleinige Verantwortung für den Inhalt dieses Berichts. Er spiegelt nicht notwendigerweise die Meinung des Klima- und Energiefonds wider.

Weder der Klima- und Energiefonds noch die Forschungsförderungsgesellschaft (FFG) sind für die Weiternutzung der hier enthaltenen Informationen verantwortlich.

Gestaltung des Deckblattes

ZS communication + art GmbH