

DIE ROLLE DEZENTRALER SPEICHERTECHNOLOGIEN AUS TECHNISCHER SICHT - AM BEISPIEL VON "SYMBIOSE"

Sabina Begluk*, Christoph Groß*, Christoph Maier*,

Markus Heimberger, Wolfgang Gawlik

Technische Universität Wien/Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe,
Gußhausstraße 25-29/E370-1, 1040 Wien; Tel.:+43-1-58801-370-135,
begluk@ea.tuwien.ac.at; www.ea.tuwien.ac.at

Kurzfassung: In diesem Beitrag werden dezentrale Speichertechnologien als Mittel zur Handhabung der Grenzverletzungen im Stromnetz untersucht. Unter der Verletzung der Netzgrenzwerte im Stromnetz werden in dem folgenden Beitrag die Nichteinhaltung der thermischen Grenzwerte der Betriebsmittel wie Leitung und Transformator und die Nichteinhaltung des zulässigen Spannungsbandes im Stromnetz verstanden. Als Datengrundlage dient ein Verteilnetz aus dem Forschungsprojekt „Symbiose“. [1]

Die Analysen zeigen, dass aus technischer Sicht die Rolle dezentraler Speicher nach dem Ortsnetztransformator entscheidend für die Einhaltung der Netzgrenzwerte ist. Zudem variieren die Größe und die Anzahl der Speichertechnologien im Verteilnetz in Abhängigkeit des betrachteten Netzgrenzwertes. Es lässt sich zeigen, dass die Integration dezentraler Speichertechnologien zur Haltung des Spannungsbandes eine wichtige Rolle einnehmen kann.

Keywords: Verteilnetz, Dezentrale Speicher, Netzintegration erneuerbarer Energieträger

1 Einleitung

Der weitere Ausbau regenerativer Erzeuger ist unumgänglich für die Erreichung der „2020 Ziele“ in Österreich.[2] Bei den auszubauenden regenerativen "Erzeugungstechnologien" handelt es sich vorwiegend um Windkraft, Photovoltaik (PV) und Biomasse. Das bestehende Stromnetz ist aber nicht für die volatile Einspeisecharakteristik von Windkraft und PV, die auch nur bedingt steuerbar ist, ausgelegt. Aus diesem Grund kann es häufig zu Grenzverletzungen im Stromnetz wie z.B. Überlastung der Betriebsmittel oder Nichteinhaltung des zulässigen Spannungsbandes kommen. Zur Vermeidung der Überlastung der Betriebsmittel werden derzeit vorwiegend der Netzausbau und die Abregelung der regenerativen Einspeiser diskutiert. Demgegenüber existieren andere Maßnahmen, um die Spannungshaltung im Netz zu beeinflussen, wie z.B. Einsatz eines Stufensteller-Transformators (Hoch-/Mittelspannungsebene), Integration der regelbaren Ortsnetztransformatoren, Q(U)-Regelung der PV-Wechselrichter. Ein anderes Lösungskonzept für Handhabung beider Problemstellungen ist die Integration dezentraler Speichertechnologien. Ziel dieser Arbeit ist es zu zeigen, wie mit dem Einsatz dezentraler Speichertechnologien lokal der Erzeugungs-Last-Ausgleich durchgeführt werden kann, um Grenzverletzungen im Stromnetz entgegenzuwirken. Die ermittelten Simulationsergebnisse werden mit den Simulationsergebnissen verglichen, die eine zusätzliche Möglichkeit der Handhabung der Netzprobleme einbeziehen, und zwar die der Abregelung. Unter

Abregelung wird eine bewusste Reduktion der eingespeisten Wirkleistung von regenerativen Erzeugern verstanden.

Die Ausgangssituation für die Beantwortung der zentralen Fragestellung ist ein repräsentatives, ländliches Verteilnetzgebiet aus dem Forschungsprojekt Symbiose. [1] Basierend auf den ermittelten regenerativen Potentialen und der Verbraucherlast des ländlichen Modellnetzes ergeben sich die in der Abbildung 1 dargestellten Residuallastschwankungen für eine charakteristische Sommerwoche.

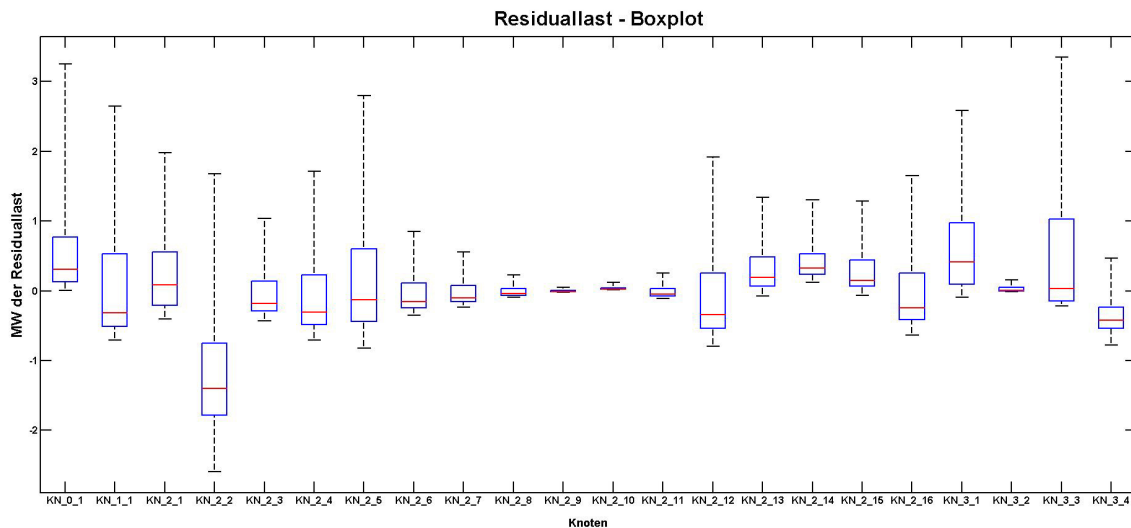


Abbildung 1: Residuallast des ländlichen Verteilnetzgebietes für eine charakteristische Sommerwoche

Die dargestellten Residuallastschwankungen führen zu den erwähnten Grenzverletzungen im Netz, was am Beispiel der Spannungshaltung im Stromnetz in der Abbildung 2 sichtbar ist. Spannungen, die über der 106% Grenze, bezogen auf die Nennspannung, liegen, müssen durch technische Maßnahme gesenkt werden. Dezentrale Speichertechnologien können hier Abhilfe schaffen, indem sie in Zeiten großen Dargebots Leistung aufnehmen und in Zeitpunkten geringen Dargebots benötigte Leistung wieder abgeben, womit die Einhaltung der zulässigen Netzgrenzwerte gewährleistet ist.

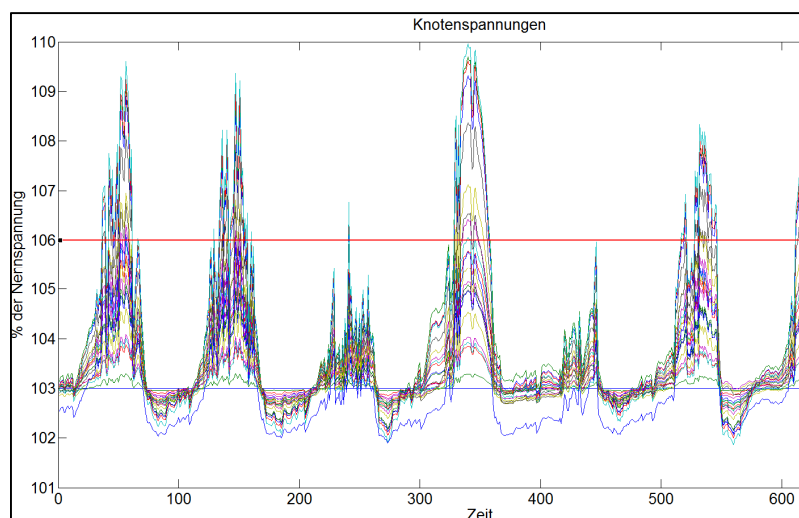


Abbildung 2: Knotenspannungen des ländlichen Verteilnetzgebietes für eine charakteristische Sommerwoche

2 Methodik

Um die Rolle dezentraler Speicher aus technischer Sicht zu bestimmen, wurde ein lineares Optimierungsmodell mit der Software GAMS implementiert. Die Optimierungsaufgabe war die optimale Positionierung, Dimensionierung und Bewirtschaftung dezentraler Speicher eines Verteilnetzgebietes bei minimalen Kosten und unter Einhaltung der Systemnebenbedingungen. Im Folgenden werden das Optimierungsmodell, die Ausgangssituation, und die wichtigsten Systemnebenbedingungen vorgestellt, die die Optimierung beeinflussen.

2.1 Topologie des Optimierungsmodells

Die Optimierung des Gesamtsystems wurde mit der Software GAMS als ein lineares Problem für einen Zeithorizont von einem Jahr abgebildet. Die Topologie des Modells ist in der Abbildung 3 dargestellt. Die Zielfunktion des Optimierungsmodells war die Minimierung der Gesamtsystemkosten. Diese setzen sich aus unterschiedlichen Kostenparametern zusammen. In den Untersuchungen dieser Arbeit wurden nur Kostenfaktoren inkludiert, die für die Einhaltung von Strom- und Spannungsgrenzen und für die Sicherstellung einer verlustarmen Energieversorgung des Verteilnetzes anfielen. Demgemäß wurden die Installationskosten der Speichertechnologien (energie- und leistungsbezogene Kosten), die Kosten der Verlustenergie, die vom Netzbetreiber getragen werden müssten, und die Verlustkosten der Abregelung zu den Gesamtsystemkosten hinzugefügt. In der Arbeit von [3] werden weitere Kostenparameter in die Zielfunktion integriert, um wirtschaftliche Anreize für die Integration dezentraler Speichertechnologien aufzuzeigen und die Rolle dezentraler Speicher in dieser Hinsicht zu beschreiben. Diese Geldflüsse sind in der dargestellten Topologie des Optimierungsmodells als ausgegraute Blöcke präsentiert.

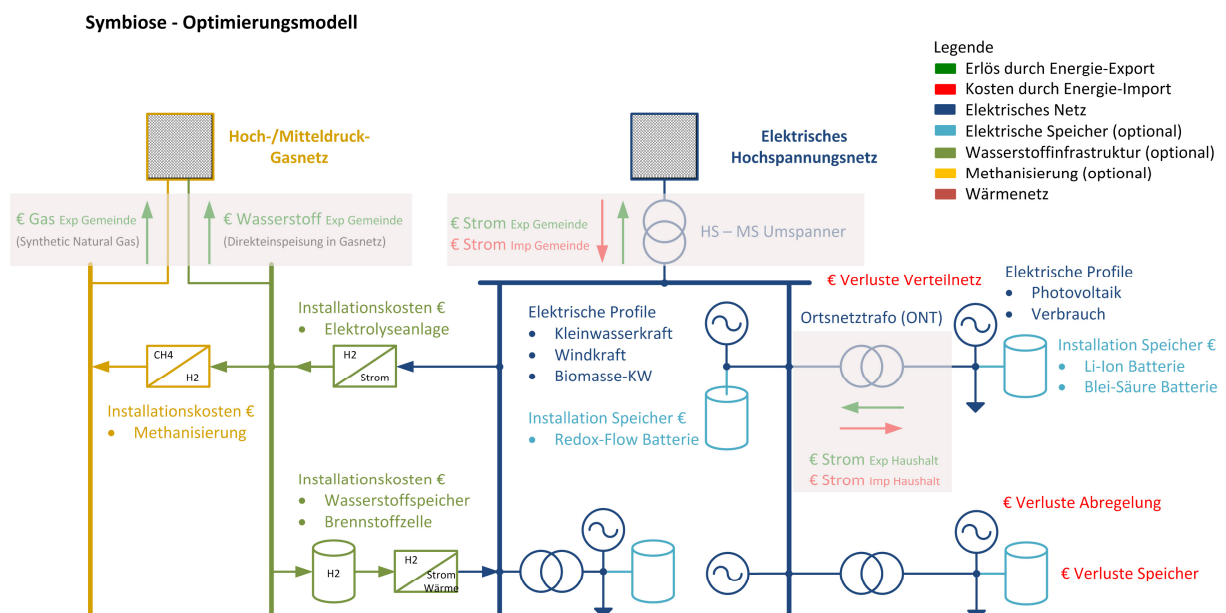


Abbildung 3: Topologie des Optimierungsmodells

2.2 Ausgangssituation

Die Tabelle 1 fasst die ermittelten Jahresenergiemengen der Modellregion zusammen. Hier soll nicht näher auf die Methodik der ermittelten Jahreserzeugung eingegangen werden, diese wurden schon in [1] vorgestellt. Die Jahreserzeugung von 64,4 GWh entspricht aus energetischer Sicht rund 89% des Gesamtstromverbrauchs der Modellregion. Mehr als die Hälfte der elektrischen Erzeugung entfällt hierbei auf die Photovoltaik.

Tabelle 1: Jahresenergiemengen und Spitzenleistungen der ländlichen Modellregion im Elektrizitätsbereich

Elektrizität	Jahresenergie [MWh]	Spitzenleistung [MW]
Verbrauch	72 300	13,0
Laufwasserkraft	9 700	3,2
Windkraft	14 100	7,7
Biomasse	2 400	0,4
Photovoltaik	38 200	30,2
Gesamterzeugung	64 400	37,9

Im Bereich der auftretenden Leistungsspitzen nimmt die Photovoltaik einen nochmals deutlich höheren Anteil innerhalb des Erzeugungsmix ein. Insgesamt liegt der Spitzenwert der Erzeugung bei knapp dem dreifachen Wert der auftretenden Verbrauchsspitze.

2.3 Nebenbedingungen der Netzgrenzwerte

Nebenbedingungen der Netzgrenzwerte bestimmten die Installation und den Einsatz dezentraler Speichertechnologien. Im Folgenden werden nur die Nebenbedingungen, die die Netzgrenzwerte beschreiben, vorgestellt.

2.3.1 Nebenbedingung elektrischer Lastfluss

Die Nebenbedingung für die Lastflussberechnung stellte die Grundlage dar, um die Netzgrenzwerte bezüglich der Leitungsbelastungen bzw. im Extremfall deren Überlastungen zu untersuchen. Aufgrund der Größe des Optimierungsproblems wurde für die Berechnung der Leitungsbelastungen in GAMS eine vereinfachte Form der Lastflussberechnung eingesetzt, der sogenannte Gleichstrom- oder DC-Lastfluss. Das ursprünglich nichtlineare Lastflussproblem wurde dadurch in ein lineares Problem umgewandelt und konnte im Rahmen einer Optimierung ohne Iteration exakt gelöst werden. Durch die Linearisierung des Lastflussproblems gingen Aussagen bezüglich Netzverluste, Blindleistungstransport und Spannungswerten an den Knoten verloren. Nach der Identifikation eines Engpasses reagierte die Optimierung mit der Platzierung, Dimensionierung und Bewirtschaftung der dezentralen Speicher. Dieser Vorgang wurde für den gesamten Modellhorizont untersucht, bis die Engpässe im Netz beseitigt worden sind. Der Aufbau der Lastflussnebenbedingung ist nach den Methoden von [4] implementiert worden.

2.3.2 Nebenbedingung Einhaltung des Spannungsbandes

Im Rahmen der DC-Lastflussberechnung konnten Spannungswerte, aufgrund der betrachtenden Wirkleistungsflüssen an den einzelnen Knoten, nicht berücksichtigt werden. Um dennoch diesen wichtigen Netzgrenzwert in der Optimierung zu berücksichtigen, wurden separate Nebenbedingungen implementiert. Mittels der Lastflussberechnungssoftware PSS[®]SINCAL wurden maximale Knotenleistungen bestimmt, bei denen das zulässig maximale Spannungsband der Mittelspannungsebene nicht überschritten wird. Die aufgenommenen Leistungswerte dienten in der Optimierung als obere Schranke des Wirkleistungstransports vom untergeordneten Netz (Niederspannungsnetz) in das übergeordnete Netz (Mittelspannungsnetz), und als obere Schranke der Knotenleistung im Mittelspannungsnetz. Kam es zu einer Überschreitung dieses Grenzwertes am Knoten, fing die Optimierung mit der Platzierung, Dimensionierung und Bewirtschaftung der dezentralen Speicher an. Diese separaten Nebenbedingungen sorgten für das halten der Spannungen an den einzelnen Knoten an dem maximal erlaubten Wert von 106%, bezogen auf die Nennspannung. Die Spannungsgrenze im Mittelspannungsnetz wurde entsprechend den Vorgaben der e-control [5], gemeinsam mit dem Projektpartner „Vorarlberger Kraftwerke AG“, vereinbart.

2.3.3 Nebenbedingung Leistungsbegrenzung des Ortsnetztransformators (ONT)

Diese Nebenbedingung stellte sicher, dass durch den Wirkleistungsfluss in beiden Richtungen die Ortsnetztransformatoren bezüglich ihrer thermischen Grenze nicht überlastet wurden. Wie bei den vorherigen Nebenbedingungen kam es zum Einsatz dezentraler Speichertechnologien im Fall eine Überschreitung des Grenzwertes.

2.4 Speicherdimensionierung und Speicherbewirtschaftung

Den Ausgangspunkt für den Speichereinsatz stellte das gegebene Residuallastprofil an den Netzknoten dar. Im Rahmen der Optimierung bestand nun die Möglichkeit, mit Hilfe von Speichern dieses Residuallastprofil zu beeinflussen. Als konventionelle Speichertechnologien wurde in der Optimierung zwischen:

- Lithium Ionen Akkumulatoren
- Blei-Säure Batterie
- Redox Flow Batterie

unterschieden. Sowohl bei Lithium Ionen Batterien als auch Blei-Säure Batterien wurde die Annahme getroffen, dass diese im Niederspannungsnetz zum Einsatz kommen. Aus diesem Grund wurden diese Speichertechnologien im Rahmen der Optimierung nach dem ONT platziert, siehe Abbildung 3. Aufgrund der typischen Anlagengrößen fand im Gegensatz dazu die Redox Flow Batterie ihre Anwendung als ausschließlich „zentrale-Technologie“ im Mittelspannungsnetz wieder.

In der Tabelle 2 sind die wesentlichen Eigenschaften der modellierten Speichertechnologien dargestellt. Neben der behandelten Netzanschlussebene unterschieden sich diese ebenso in den Ein- und Ausspeicherwirkungsgraden. Ein wesentliches Merkmal von Speichern ist deren Energie-Leistungs-Verhältnis (E/P-Verhältnis). Dieses liefert eine Aussage darüber, ob es sich tendenziell um einen Kurz- oder Langzeitspeicher handelt. Bei Lithium Ionen sowie

Blei-Säure Speichern ist dieses Verhältnis typischerweise unabhängig von der Auslegung und Größe der Einheit relativ konstant. Das Energie-Leistungsverhältnis von 2 MWh/MW der Blei-Säure-Batterie bedeutet, dass die Batterie innerhalb von 2 h vollständig geladen bzw. entladen werden kann. Bei der Redox Flow Batterie sind aufgrund der physischen Trennung des Wandlers und Speichermediums die Leistung und Energie voneinander entkoppelt. Aus diesem Grund konnte auch in der Optimierung die Leistung unabhängig vom Energieinhalt dimensioniert werden. Neben den konventionellen Speichertechnologien kamen auch andere Umwandlungstechnologien, wie die Technologie Power-to-Gas, in der Optimierungstopologie vor, siehe Abbildung 3. Aufgrund der sehr hohen Installationskosten der Power-to-Gas Technologie im Vergleich zu anderen Speichertechnologien wurde schon vor den Optimierungsdurchläufen entschieden, dass für die Beurteilung der Rolle dezentraler Speicher aus technischer Sicht die Power-to-Gas Technologie nicht zum Einsatz kommen kann. Diese Entscheidung wurde wegen der Reduzierung des Optimierungsaufwandes zuvor getroffen. Aus diesem Grund wurde diese Technologie in den durchgeführten Optimierungssimulationen nicht berücksichtigt und wird auch hier nicht weiter erwähnt. In der Arbeit von [3] wurde die wirtschaftliche Rolle des Speicher untersucht, in der auch die Technologie Power-to-Gas zum Einsatz kam.

Tabelle 2: Eigenschaften der modellierten Speichertechnologien

Speichertechnologie	Energie-Leistungs-Verhältnis [h]	Wirkungsgrad Einspeichern	Wirkungsgrad Ausspeichern	Netzanschluss
Lithium-Ion Batterie	0,4	95 %	95 %	Nieder-Spg.
Blei-Säure Batterie	2,0	89 %	89 %	Nieder-Spg.
Redox-Flow Batterie	frei	87 %	87 %	Mittel-Spg.

Die in der Tabelle 2 aufgelisteten Daten sollen als Richtwerte dienen, da im Bereich der Lithium Ionen Batterie aber auch Blei-Säure Batterie eine Vielzahl unterschiedlicher Typen existiert, die sich besonders im E/P-Verhältnis unterscheiden. Aus diesem Grund stellen die Typen der Tabelle 2 Stellvertreter der Batterien mit diesen Eigenschaften dar. Speicher wurden nach den Methoden von [4] modelliert. Es wurde darauf geachtet, dass der Energieinhalt jeder Speichertechnologie eine monoton steigende Funktion darstellt. Zusätzlich wurde auch sichergestellt, dass für jeden Modellhorizont die insgesamt eingespeicherte und ausgespeicherte Energiemenge zuzüglich der Speicherverluste gleich ist. Zudem erfolgte die Modellierung der Speicher über den momentanen Energieinhalt $E(t)$, welcher hinsichtlich des Wertes und der Änderungsrate begrenzt war. Die Summe aus Ein- und Ausspeichervorgangs bestimmte den momentanen Speicherinhalt, welcher zu jedem Zeitpunkt größer gleich Null und kleiner gleich dem installierten Energieinhalt sein musste. [4]

$$0 \leq E(t) = E_{aus}(t) + E_{ein}(t) \leq E_{inst} \quad [1]$$

Die elektrische Klemmenleistung der Speicher wurde über die Änderungsrate des Energieinhalts und des zugehörigen Wirkungsgrades (Lade-/Entladewirkungsgrad) dargestellt. Als Nebenbedingung wurde ebenso wie beim Speicherinhalt die Forderung gestellt, dass die Momentanleistung zu jedem Zeitpunkt kleiner gleich der installierten Speicherleistung sein muss. [4]

2.4.1 Speicherkosten

Die Zielfunktion des Optimierungsmodells war die Minimierung der Gesamtsystemkosten. Die Installationskosten der Speichertechnologien (energie- und leistungsbezogene Kosten) trugen, bei der hier vorgestellten Problemstellung, einen großen Beitrag zu den Gesamtsystemkosten. Die jährlichen energiebezogenen Kosten wurden mittels der Annuitätenmethode aus den Investitionskosten und den leistungsbezogenen Kosten der Batterien ermittelt.

$$A = I_0 \cdot \frac{(q-1) \cdot q^n}{q^n - 1} \quad [2]$$

Der Zinssatz (q) wurde nach [6] mit 8% für die Berechnung angenommen worden. Die Investitionskosten und die leistungsbezogenen Kosten basieren auf einer Literaturrecherche. Die Lebensdauer (n) der Batterie hängt von der Zyklenzahl ab. Für die Berechnung der Lebensdauer der Batterie wurde eine Annahme der Zyklenzahl pro Jahr von ca. 267 Zyklen/a getroffen. Die Überlegung bei dieser Annahme ging in die Richtung, dass ein Speicher auch nur dann installiert wird, wenn er auch intensiv genutzt wird. In dieser Hinsicht wurde angenommen, dass die Batterie in der Übergangszeit und in der Sommerzeit jeden Tag ein Vollzyklus erfährt. In der Winterzeit betrug die Dauer eines Vollzyklus mehr als 3 Tage. Daher wurden die Tage der Winterzeit mit einem Faktor von 0.3 gewichtet. Die Anzahl der Tage pro Jahreszeit entsprachen der Anzahl der für die VDEW Lastprofile festgelegten Tage. [7] Eines der Optimierungsergebnisse war auch die vollbrachte Vollzyklenzahl der dezentralen Speicher. Im Fall, dass der Unterschied zwischen der angenommenen Zyklenzahl und der optimierten Zyklenzahl zu groß wurde, wurde erneut, unabhängig von der Optimierung, eine Berechnung der Lebensdauer durchgeführt. Die Lebensdauer spiegelte sich in den jährlichen Annuitäten für die Installation der Speicher wieder. Die Optimierung wurde dann mit den neuen Installationskosten der Speicher wiederholt. In der Literaturrecherche wurden die perspektivische Kosten für die Speicherkosten (leistungs- und energiebezogene Kosten) extrahiert. Aus diesem Grund wurden auch Optimierungsdurchläufe mit unterschiedlichen prognostizierten Speicherkosten pro Speichertechnologie als Szenarien durchgeführt, um den Einsatz zwischen den Speichertechnologien, basierend auf den Speicherkosten, ausdifferenzieren zu können. Die unterschiedlichen Szenarien bezüglich der Speicherkosten sind in der Tabelle 3 aufgelistet.

Tabelle 3: Szenarien der der jährlichen Installationskosten für Speicher

Speichertechnologie	geringe Kosten		mittlere Kosten		hohe Kosten	
	k_Einst [€/kWha]	k_Pinst [€/kWha]	k_Einst [€/kWha]	k_Pinst [€/kWha]	k_Einst [€/kWha]	k_Pinst [€/kWha]
Lithium-Ion Batterie	79.68	-	126.27	-	405.76	-
Blei-Säure Batterie	29.95	-	35.92	-	95.54	-
Redox-Flow Batterie	15.27	71.09	20.37	83.28	50.92	174.7

Da die Leistung und Energie bei der Lithium-Ion und Blei-Säure Batterie abhängig voneinander sind, und für unsere Betrachtungen das E/P-Verhältnis für die Umwandlung einer Größe in die andere angewendet wurde, wurden die peripheren Leistungskosten dieser zwei Batteriesysteme auf die energiebezogenen Installationskosten umgerechnet. Für die Redox flow Batterie trifft diese Abhängigkeit nicht zu, deshalb erscheinen für die Installationskosten in der Tabelle 3 ein leistungs- und ein energieabhängiger Kostenanteil auf.

Im Rahmen der Optimierung galt es somit, für jeden Netzknoten und für jede Speichertechnologie die Größe des installierten Speichers (Energie und Leistung), sowie den darauf abgestimmten Betrieb (Energieinhalt zu jedem Zeitpunkt) zu bestimmen, unter Berücksichtigung der jährlichen Kosten für die installierte Speicherkapazität.

2.5 Abregelung

Neben dezentralen Speichern wurde noch die Möglichkeit der Abregelung regenerativer Erzeugungsleistung an Nieder- und Mittelspannungsknoten berücksichtigt. Im Falle von Photovoltaikanlagen wird dies durch ein Wegbewegen vom Maximum-Power-Point (MPP) im Wechselrichter erzielt. Bei Windkraftanlagen kann durch ein Verdrehen der Flügel eine Verringerung der Einspeisung erzielt werden. Laufwasserkraftanlagen bieten die Möglichkeit, die Wassermassen vorbei an den Turbinen abzulassen und somit ebenfalls die Leistung zu reduzieren. Die Abregelung wirkte sich negativ auf die Zielfunktion aus. Das bedeutet, dass die verlorengegangene Erzeugung aus der übergeordneten Netzebene global gesehen irgendwann importiert werden muss, was sich durch eine zusätzliche Vergütung in der Zielfunktion widerspiegelt. Die Maßnahme der Abregelung stellte ein wichtiges Instrument dar, einerseits da dadurch gewährleistet wurde, dass hohe Einspeiseleistungen nicht zu unzulässigen Netzbelastungen führen, andererseits, da somit die installierte Speicherleistung nicht unbedingt auf den maximal auftretenden Spitzenwert abgestimmt werden musste.

3 Simulationsergebnisse

Um die Rolle dezentraler Speicher aus technischer Sicht zu beurteilen, wurden mehrerer Optimierungsdurchläufe durchgeführt. Zunächst wurden Berechnungen unter Berücksichtigung der mittleren Installationskosten der Speicher aus der Tabelle 3 durchgeführt. Aufbauend darauf wurden die Nebenbedingungen (NB), die für die Einhaltung der technischen Netzgrenzwerte im Optimierungsmodell notwendig sind, sequentiell eingeschaltet und ausgeschaltet. Insgesamt sechs unterschiedliche Optimierungsdurchläufe mit verschiedenen Kombinationen der technischen Restriktion wurden untersucht. Es wurden für alle Kombinationen auch Optimierungsdurchläufe durchgeführt, die das Instrument Abregelung (Bezeichnung in der Tabelle 4 m. A.) einmal beinhalten und einmal vernachlässigen. Letztendlich wurden zwölf unterschiedliche Szenarien, die in der Tabelle 4 dargestellt sind, analysiert. Zusätzlich wurden für das Szenario 0-1 die Speicherkosten entsprechend der Tabelle 3 variiert. Da diese Untersuchungen keine große Veränderung bezüglich der Art des installierten Speichers ergab, werden die Ergebnisse dieser Simulationen hier weggelassen.

Die Bedeutungen der dargestellten Szenarien aus Tabelle 4 sind als folgende zu interpretieren:

- Alle tech. NB. o.A: Es wurden in der Optimierung alle Nebenbedingungen für die Einhaltung der Netzgrenzwerte berücksichtigt.
- LF & U NB. o.A: Die Leitungsbelastung (LF) Nebenbedingung, die mit der DC-Lastflussberechnung ermittelt wurde, und die Nebenbedingung, Einhaltung des Spannungsbandes (U), wurden als relevante Netzgrenzwerte in der Optimierung berücksichtigt.

- U & ONT NB. o.A: Es wurden die Nebenbedingung, Einhaltung des Spannungsbandes (U), und die Nebenbedingung der Leistungsbegrenzung des Ortsnetztransformators (ONT) als wesentliche Netzgrenzwerte in der Optimierung herangezogen.

Die anderen Szenarien lassen sich von den Erklärungen der oberen Szenarien ableiten.

Tabelle 4: Szenarien der Optimierungsdurchläufe

Szenarien	Szenario name	P_dezS_inst [MW]	E_dezS_inst [MWh]	Zyklen
Alle tech. NB. o.A.	0-1	12,7	24.5	261
LF & U NB. o.A.	0-2	12,7	24.5	261
U & ONT NB. o.A.	0-3	12,7	24.5	261
U NB. o.A.	0-4	12,7	24.5	261
LF NB. o.A.	0-5	4,83	8,79	84
ONT NB o.A.	0-6	0,61	0,76	157
Alle tech. NB. m.A.	1-1	2,06	4,07	243
LF & U NB. m.A.	1-2	2,06	4,07	243
U & ONT NB. m.A.	1-3	2,06	4,07	243
U NB. m.A.	1-4	2,06	4,07	243
LF NB. m.A.	1-5	0,00	0,00	0
ONT NB. m.A.	1-6	0,00	0,00	0

Alle Optimierungsdurchläufe bezüglich der technischen Restriktionen zeigen, dass ausschließlich dezentrale Speicher im Niederspannungsnetzbereich zum Einsatz kommen. In unserer Modelltopologie, dargestellt in Abbildung 3, bedeutet das, dass Blei-Säure Batterie oder Lithium Ionen Batterie installiert wurden. Diese können der Problematik der Spannungserhöhung, der Leitungsbelastung und Überlastung der Ortsnetztransformatoren, bei Rückspeisesituationen durch PV-Einspeisung entgegenwirken. „Zentrale Speicher“ im Mittelspannungsnetz hingegen werden nicht installiert, da es in diesem Netzbereich nicht zu großen Verletzungen der Netzgrenzwerte kommt, die die dezentralen Speicher nicht ausregeln können. Zudem weisen die dezentrale Speichertechnologien geringerer Installationskosten auf als die „zentralen Speichertechnologien“ und werden deshalb auch zum Einsatz bevorzugt. Der Gesamtbedarf an dezentralen Speichern beträgt aus technischer Sicht 12,7 MW bei einer effektiv nutzbaren Speicherkapazität von insgesamt 24,5 MWh. Wird die Größe der Speicher in Relation zur Jahresenergiemenge der PV-Einspeisung gesetzt, so entspricht die Speicherkapazität von 24,5 MWh rund 0,065 % der Jahresstromerzeugung der PV innerhalb der Modellregion. Die installierten Akkumulatoren dienen vor allem der Vermeidung von Leistungsspitzen, nicht jedoch zur längerfristigen Speicherung überschüssiger Erzeugung. Aufgrund des Energie-Leistungsverhältnisses bzw. der Speicherkosten werden hierbei vor allem Blei-Säure-Akkumulatoren eingesetzt. Lithium Ionen Batterien, welche verhältnismäßig höhere Leistungen aber geringere Energieinhalte aufweisen, kommen praktisch nicht zum Einsatz. Die Aufteilung auf diese zwei Speichertechnologien ist 95% im Bereich der installierten Leistung und 99% im Bereich der installierten Energie werden von der Blei-Säure Batterie übernommen. Werden die Installationskosten entsprechend der Tabelle 3 variiert, so ändert dass nicht großartig die Aufteilung der installierten Speicherleistung und Speicherkapazität. Der hier verwendet Typ

der Blei-Säure Batterie wird auch bei unterschiedlichen Installationskosten gegenüber des Typs der Lithium Ion Batterie bevorzugt. Wird die Maßnahme der Abregelung (Szenario 1-1) herangezogen, so beträgt die installierte Leistung nur mehr 16% der installierten Leistung ohne Berücksichtigung der Abregelung. Dies lässt darauf schließen, dass die Auslegung der Speichergröße nicht unbedingt auf den maximal auftretenden Spitzenwert abgestimmt werden muss.

Werden die Szenarien 0-4 bis 0-6 und 1-1 bis 1-4 miteinander verglichen, so ist ersichtlich, dass der dominierende Netzgrenzwert für die Installation der dezentralen Speicher die Einhaltung des Spannungsbandes ist. Alleine diese Nebenbedingung bedingt auch im Fall der Abhilfemaßnahme Abregelung (Szenario 1-4) die Installation der Speicher, in diesem Fall nur des Blei-Säure Akkumulators.

Die Größe und die Anzahl der Speicher in allen untersuchten Szenarien ändern sich nicht mit der Berücksichtigung der Verlustenergiekosten, die vom Netzbetreiber gewährleistet werden müssen.

4 Zusammenfassung

Die Simulationen ergaben, dass dezentrale Speichertechnologien zur Einhaltung der Netzgrenzwert herangezogen werden können. Die Wahl der Speichertechnologie ist von der Größe der Installationskosten, und im Falle konventioneller Batterien vom E/P-Verhältnis, abhängig. Der Netzgrenzwert zur Einhaltung des Spannungsbandes bedingt am meisten die Installation dezentraler Speicher. Aus diesem Grund sind Speicher, die nach dem Ortsnetztransformator platziert sind, von großer Bedeutung. Der Grund dafür liegt in den Spannungsproblemen der Modellregion, bedingt durch einen virtuellen 100%-igen PV-Potentialausbau, die durch die hohe Rückspeisung der PV-Leistung in das Mittelspannungsnetz bedingt sind. Die Abhilfemaßnahme Abregelung kann deutlich die Größe der installierten Speicherleistung und Speicherkapazität reduzieren. Allerdings werden damit auch andere Vorteile, die durch die Installation eines Speichers gewährleistet werden, wie z.B. autonome Energieversorgung, die näher in [3] betrachtet wird, vernachlässigt. Langfristige Speicher werden allein unter Berücksichtigung der technischen Nebenbedingungen des Stromnetzes nicht eingesetzt. Im Falle einer autonomen Energieversorgung spielen langfristige Speichertechnologien eine wichtige Rolle, wie auch in [3] dargestellt wird. Als Ausblick zu den durchgeführten Simulationen können auch andere Maßnahmen, die die Spannung im Netz beeinflussen, wie z.B. Integration der regelbaren Ortsnetztransformatoren, untersucht werden. Aufbauend auf diesen Analysen können Vergleiche bezüglich der Gesamtsystemkosten mit den hier ermittelten Speicherkosten durchgeführt werden.

5 Literatur

- [1] S. Begluk, „SYMBIOSE und Speichermöglichkeit von dezentralen Hybridsystemen,“ in s *IEWT*, Wien, 2012.
- [2] BMWFJ(Hrsg.), „ Nationaler Aktionsplan 2010 für erneuerbare Energie für Österreich (NREAP-AT)“.
- [3] M. Heimberger, „Die Rolle dezentraler Speichertechnologien aus Wirtschaftlicher Sicht- am Beispiel von "Symbiose",“ in s *EnInnov*, Graz, 2014.
- [4] C. Groß, Maximierung des regenerativen Erzeugungsanteils an der österreichischen Elektrizitätsversorgung, Wien: Dissertation an der TU Wien, 2013.
- [5] e-control, „Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen; Hauptabschnitt D2,“ 2009.
- [6] U. Sauer und et al., „Dezentrale Energiespeicherung zur Steigerung des Eigenverbrauchs bei netzgekoppelten PV-Anlagen,“ iSEA RWTH Aachen, 2011.
- [7] W.-O. Lastprofile, „Standardisierte Lastprofile,“ 2006.

Das Projekt „Symbiose“ wird aus den Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „NEUE ENERGIEN 2020-5. Ausschreibung“ durchgeführt.

