

SYMBIOSE und Speicherfähigkeit von dezentralen Hybridsystemen

Sabina Begluk¹⁽¹⁾, Martin Boxleitner¹⁽¹⁾, Rainer Schlager¹,
Markus Heimberger¹⁽¹⁾, Christoph Maier¹⁽¹⁾, Wolfgang Gawlik¹

¹ Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe,
Gußhausstraße 25/370-1, A-1040 Wien; Tel.: +43 1 58801 370135;
e-Mail: begluk@ea.tuwien.ac.at web: www.ea.tuwien.ac.at

Kurzfassung:

In dem vorliegenden Beitrag wird das Projekt „Symbiose - Systemübergreifende optimale dezentrale Hybridspeicher“ vorgestellt. Es werden dezentrale Speichertechnologien, unter anderem auch Hybridsysteme untersucht, um eine dezentrale Erzeugung-Last-Bilanzierung durchzuführen. Eine dezentral ausgeglichene Erzeugung-Last Bilanz soll bei einer zunehmenden regenerativen Energieversorgung übergeordnete Netzstrukturen entlasten. Ziel dieses Papers ist es, die bis dato erledigten Analysen im Forschungsprojekt „Symbiose“ vorzustellen und die Speichermöglichkeiten der dezentralen Hybridsysteme zu erläutern.

Keywords: Nachhaltige Energieversorgung, dezentrale Speichertechnologien, Kopplung von bestehenden Energieinfrastrukturen

1 Einleitung

Die Verknappung fossiler Energieträger, sowie der Anstieg der Treibhausgasemissionen führen zur Umgestaltung der derzeitigen Energieversorgung. Der Umstieg zu einer nachhaltigen Energieversorgung gewinnt dabei immer mehr an Bedeutung. Die nachhaltige Energieversorgung, basierend auf Technologien wie Windkraft oder Photovoltaik (PV), ist durch eine hohe Volatilität der Stromproduktion und eine bedingte Steuerbarkeit der Einspeisetechnologien charakterisiert.

Das österreichische Elektrizitätsnetz mit den Ebenen der Hoch-, Mittel- und Niederspannung weist insgesamt eine Verfügbarkeit von 99,99% auf [1]. Die Versorgungssicherheit kann aber bei einer massiven Integration der erneuerbaren Stromquellen in das bestehende Stromsystem, aufgrund der fluktuierenden Einspeiseleistungen, gefährdet werden. In Zeiten großer regenerativer Einspeisung kann es zur Umkehrung des Lastflusses aus den unteren in die höheren Netzebenen kommen. Auf der anderen Seite wird in Zeiten niedrigen Dargebots die Energie aus dem übergeordneten Netz bereitgestellt. Durch die Lastflussumkehr werden elektrische Leitungen zusätzlich belastet und zudem kann es zu Spannungsbandverletzungen an einzelnen Netzknoten kommen. Die Leistungsbilanz im

⁽¹⁾ „Jungautor“

elektrischen Stromnetz muss zu jedem Zeitpunkt ausgeglichen sein. Damit diese Bedingung erfüllt ist werden heutzutage zentrale (Pump-)Speicherkraftwerke und schnell regelbare thermische Kraftwerke eingesetzt. Die Potenziale der großtechnischen Speicher reichen in Österreich weder kapazitäts- noch leistungsmäßig aus, um eine überwiegend nachhaltige Energieversorgung zu gestalten. [2] Aus dieser Problematik ist das Projekt „Symbiose“ entstanden, siehe Abbildung 1. Im Projekt „Symbiose“ werden dezentral angeordnete Speichertechnologien untersucht, um eine dezentrale Erzeugungs-Last-Bilanzierung durchzuführen. Durch die dezentrale Erzeugungs-Last-Bilanzierung könnten zentral angeordnete Speicher entlastet und eine stärkere regenerative Energieversorgung aufgebaut werden. Dabei werden neben konventionellen Energiespeichern auch Hybridsysteme als potentielle Speichertechnologien betrachtet.

Die Versorgungsnetze für Strom, Gas und Wärme bilden das Rückgrat der heutigen Energieversorgung. Der Energiefluss ist meist hierarchisch bestimmt, ausgehend von oberen Netzstrukturen, die für den großräumigen Energietransport zuständig sind, bis zu untergeordneten Netzstrukturen, die für die Energieverteilung bis zu den Haushaltskunden oder anderen Abnehmern verantwortlich sind. Die bestehenden Energieinfrastrukturen sind bereits derzeit teilweise in eine Richtung gekoppelt. Zu dieser Kopplung zählen Verstromung von Erdgas und Kraft-Wärme-Kopplung in thermischen Anlagen. Dezentrale Hybridsysteme entstehen durch die bidirektionale Kopplung paralleler Infrastrukturen (Strom-, Gas- und Wärmenetzen). Es ergibt sich die Frage, ob durch die Kopplung existierender Energieinfrastrukturen neue Speicherpotenziale erschlossen werden können.

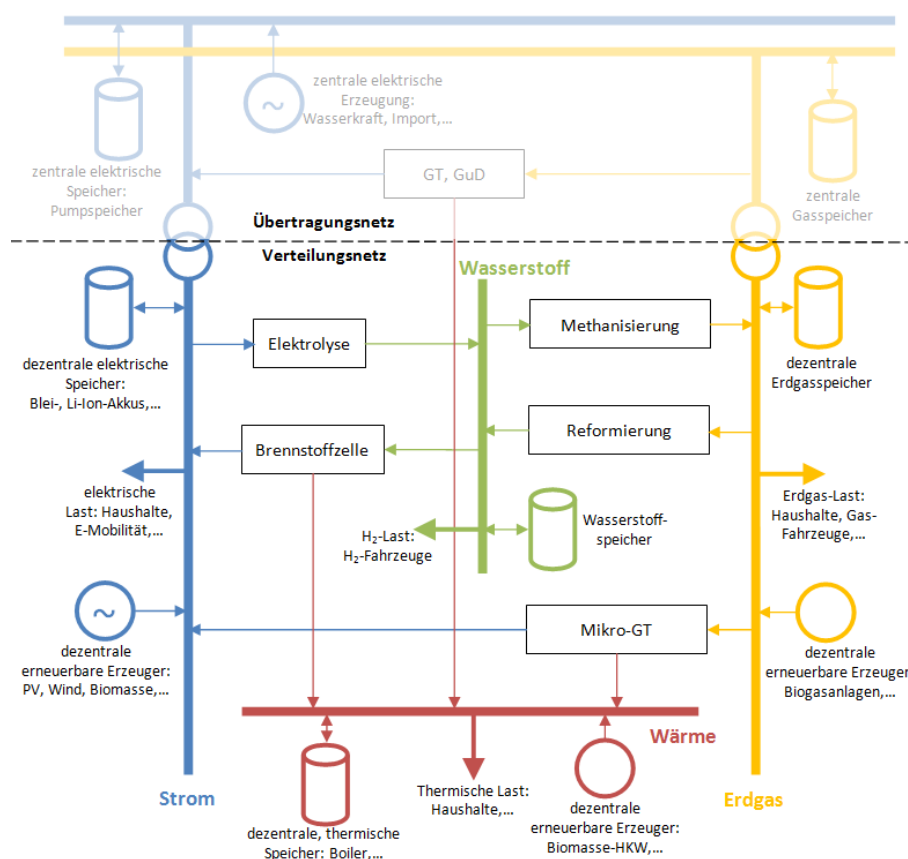


Abbildung 1: Schematische Abbildung vom Projekt „Symbiose“

In diesem Beitrag wird die Behandlung der parallelen Energieversorgungsstrukturen in den verfügbaren Modellregionen des Forschungsprojekts beschrieben. Zudem werden die ermittelten regenerativen Ausbaupotenziale der Modellregionen präsentiert. Es werden die Ergebnisse der Analysen verschiedener Speichertechnologien aufgezeigt. Aufbauend darauf wird der Optimierungsansatz für die optimale Anordnung und Dimensionierung des Speicherportfolios für die Modellregionen erläutert. Schließlich werden die ausgewählte Speichermodellierung und die Bewirtschaftung eines dezentralen Speicherportfolios diskutiert.

1.1 Modellregionen und Netzstrukturen

Für die Analysen wurden zwei repräsentative Modellregionen, eine ländliche und eine städtische Modellregion, vom Projektpartner „Vorarlberger Kraftwerke AG“ ausgewählt. Sowohl das elektrische Netz als auch Teile des Gasnetzes sind in den Modellregionen vorhanden. Die notwendigen Netzparameter für beide Netze wurden vom Projektpartner zu Verfügung gestellt. Die elektrischen Netze der repräsentativen Modellregionen bilden Abschnitte der Mittelspannungsebene und sind strahlenförmig ausgerichtet. Die urbane elektrische Netzstruktur wird mit einer Spannung von 10,3 kV und das ländliche Netz mit einer Spannung von 27,4 kV betrieben. Die untersuchte ländliche Region besteht aus 99 Knoten, die urbane Region aus 66 Knoten, die jeweils in Abschnitte der Niederspannungsebene einspeisen und somit die einzelnen Siedlungen bis auf wenige Großabnehmer der Modellregionen versorgen. Im Fall großer regenerativer Einspeisung kann es aber zu einer Lastflussumkehr kommen und somit zur einer Einspeisung aus den untergeordneten Netzstrukturen. Der elektrische Verbrauch wird anhand real gemessener Daten vom Projektpartner, unter Berücksichtigung dreier Lastzuwachsszenarien von 0.5 %/a bis 1.5 %/a, abgebildet.

Die Bezugsdrücke beider Gasnetzstrukturen liegen zwischen 0.045-3.8 bar. Im Forschungsprojekt wird für das Gasnetz keine Lastflussberechnung durchgeführt. Das Gasnetz wird durch Koppelknoten dargestellt, in denen eine Kopplung zwischen Gas- und Stromnetz entstehen kann. Aufgrund der strikten Anforderungen vom Projektpartner an die eingespeiste Gasqualität kann eine dezentrale Kopplung zwischen Gas- und Stromnetz nur in höheren Druckebenen erfolgen. Die höheren Druckebenen besitzen einen höheren Gasdurchfluss, der zu einer besseren Durchmischung des eingespeisten Gases führt, womit eine bessere Gasqualität gewährleistet ist. Ausgehend von der verfügbaren Gasnetzstruktur werden ein Koppelknoten zwischen dem Gas- und elektrischem Netz für die ländliche Modellregion und 3 mögliche Koppelknoten für die städtische Modellregion modelliert.

Die vorhandenen Modellregionen weisen keine großflächigen thermischen Wärmenetze auf. Damit die Synergieeffekte bestehender Energieinfrastrukturen modelliert werden können, wird das Wärmenetz durch den thermischen Verbrauch der Siedlungen aus den Modellregionen dargestellt. Die thermische Energie wird aus bestehenden Heizkraftwerken, stromgeführten Biomassekraftwerken und der Abwärme verschiedener Umwandlungsprozesse zur Verfügung gestellt.

1.2 Regenerative Ausbaupotenziale

Die Photovoltaik-Ausbaupotenziale wurden für beide Modellregionen erhoben. Bedingt durch die geographischen Gegebenheiten wurden die Biomasse und Windkraft-Potenziale nur für die ländliche Modellregion erhoben. Die Vorgehensweise der Erhebung der regenerativen Ausbaupotenziale wird im [3] ausführlich dargestellt. Zusammenfassend beträgt die maximal installierte PV-Leistung in der städtischen Modellregion $11,5 \text{ MW}_{\text{peak}}$ und in der ländlichen Modellregion $33,7 \text{ MW}_{\text{peak}}$. Das maximale Windpotenzial für die ländliche Region liegt bei $9,98 \text{ MW}$. Zusätzlich wird der ländlichen Region noch ein Biomasse-Potenzial von 670 kW elektrischer Leistung zugeschrieben. Das elektrische Biomassepotenzial errechnet sich ausgehend vom energetischen Potenzial für diese Modellregion, das $13,4 \text{ GWh/a}$ beträgt, und den technischen Daten eines Biomassekraftwerks, das mit 6000 h Vollaststunden und einem Wirkungsgrad von 30% betrieben wird.

Die erhobenen regenerativen Potenziale ergeben eine 14% -ige energetische Deckung des Jahresverbrauchs für die städtische Modellregion und sogar eine 100% -ige energetische Deckung des Jahresverbrauchs für die ländliche Region. Aufgrund der volatilen Energieerzeugung muss eine hohe regenerative Kapazität installiert werden, damit die entsprechende Energiedeckung über das ganze Jahr erreicht wird. Aus diesem Grund müssen ca. 123% der PV-Leistung installiert werden, um eine 14% -ige energetische Deckung in der städtischen Region zu gewährleisten und sogar 617% regenerative Kapazität in der ländlichen Region installiert werden, um eine 100% -ige energetische Deckung für die ländliche Modellregion sicher zu stellen (siehe Abbildung 2). Um die regenerative

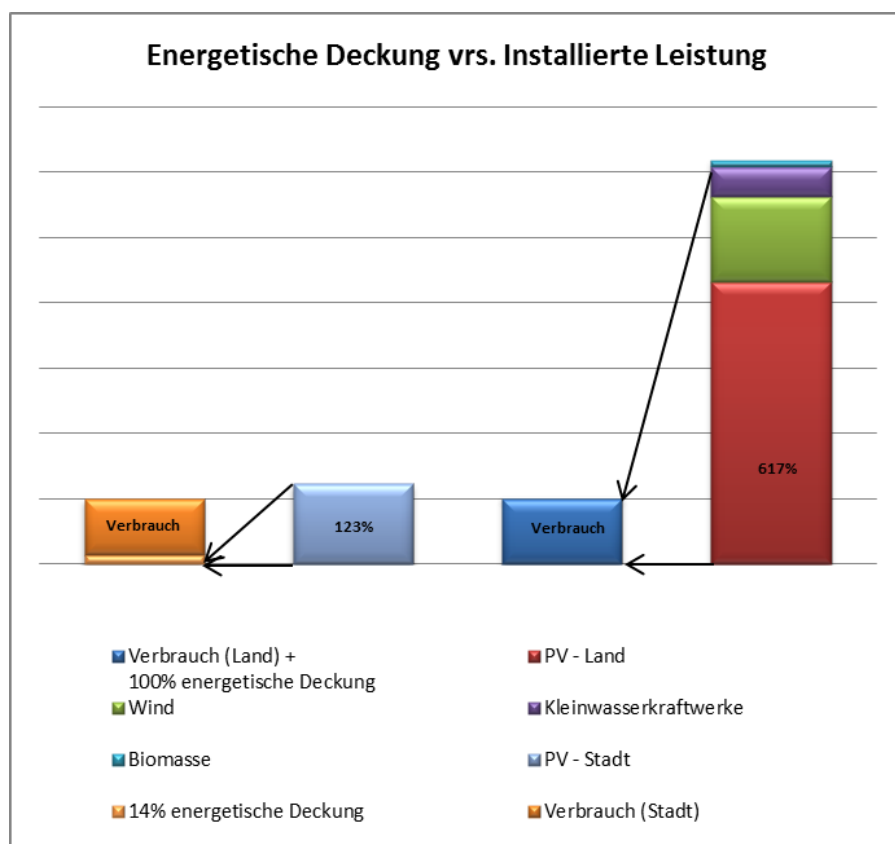


Abbildung 2: Gegenüberstellung der regenerativen energetischen Deckung und der dafür notwendigen Leistung

energetische Deckung zu gewährleisten und demgemäß Netze stets vor Überlastungen durch hohe Einspeisungen zu schützen, ist der Einsatz von dezentralen Speichern notwendig. In Zeiten hoher Erzeugung kann der Speicher jene Leistungsspitzen abfangen, die das Netz überlasten würden und in schwachen Erzeugungszeiten kann die eingespeicherte Energie schließlich abgegeben und übertragen werden. Ausgehend aus dieser Überlegung, wird für jeden Knoten der repräsentativen Modellregionen ein optimaler Speicherbedarf ermittelt, der durch einen Speichermix gedeckt werden kann.

2 Dezentrale Speichertechnologien

2.1 Hybridsysteme

Dezentrale Hybridsysteme entstehen durch die Kopplung paralleler Infrastrukturen. Diese Kopplung wird durch Umwandlungsprozesse zwischen verschiedenen Energieträgern gebildet. Im Gegensatz zum elektrischen Netz weist das Gasnetz durch die Anpassbarkeit der Transportdrücke eine eigene Speicherfähigkeit auf. Im Forschungsprojekt werden neben konventionellen Energiespeichern auch Hybridsysteme als potenzielle Speichertechnologien untersucht. Dabei wird die Kopplung zwischen parallelen Infrastrukturen besonders durch die Technologie „Power-to-Gas“ (P2G) geprägt. Der Begriff „Power-to-Gas“ beschreibt verschiedene Umwandlungsmöglichkeiten des elektrischen Stroms. Ein Ansatz ist die Umwandlung von Strom in Wasserstoff (H_2) mittels Elektrolyse und dessen direkte Einspeisung/Speicherung in das bestehende Erdgasnetz. Alternativ kann die Weiterverarbeitung des Wasserstoffs in Kombination mit CO_2 zu synthetischem Methan (SNG) erfolgen, welches schließlich ebenfalls ins Erdgasnetz gespeist werden kann. In Abhängigkeit von der eingeschlagenen Umwandlungskette und der ausgewählten Umwandlungstechnologie kann eine Kopplung aller drei Netze oder auch nur zwischen Strom- und Gasnetz zustande kommen.

Damit die Kopplung paralleler Infrastrukturen geschaffen werden kann, ist das Vorhandensein der Energieinfrastrukturen ausschlaggebend. Zusätzlich müssen die Anschlussbedingungen der Einspeiseanlagen aller Netzbetreiber berücksichtigt werden. In Österreich kann nach der ÖVGW Richtlinie Wasserstoff bis zu 4 Vol-% und synthetisches Methan bis 96 Vol-% in das Erdgasnetz eingespeist werden. [15] Demzufolge wird im Forschungsprojekt „Symbiose“ nur ein Koppelpunkt zwischen dem Strom – und Gasnetz für den „Power-to-Gas“ Prozess in der ländlichen Modellregion definiert. Es werden drei Koppelpunkte zwischen Strom – und Gasnetz für die städtische Modellregion definiert. Die CO_2 -Quelle wird durch das Biomassekraftwerk in der ländlichen Region zur Verfügung gestellt. Da die zur Verfügung gestellten Modellregionen keine Wärmenetze beinhalten, werden thermische Senken pro Modellregion modelliert. Die eingespeisten thermischen Leistungswerte, entstanden durch Abwärme verschiedener Umwandlungsprozesse der Speichertechnologien, bei der Verdichtung der erzeugten Gase oder im Biomassekraftwerke, werden vor allem zur Lastabdeckung benutzt. In Zeiten geringen thermischen Bedarfs, wird die entstandene Abwärme durch untersuchte thermische Speichertechnologien abgefangen.

2.2 Speichertechnologien

Basierend auf einer Literaturrecherche wurde das Verhalten der einzelnen Speichertechnologien untersucht und Parameter, die die Bewirtschaftung der einzelnen Speichertechnologien beeinflussen, extrahiert. Die untersuchten Speichertechnologien sind in der Abbildung 3 dargestellt. Im folgenden Abschnitt werden die Auswirkungen der elektrischen Energiespeicher aus dem untersuchten Speichermix aus Abbildung 3 gegeben.

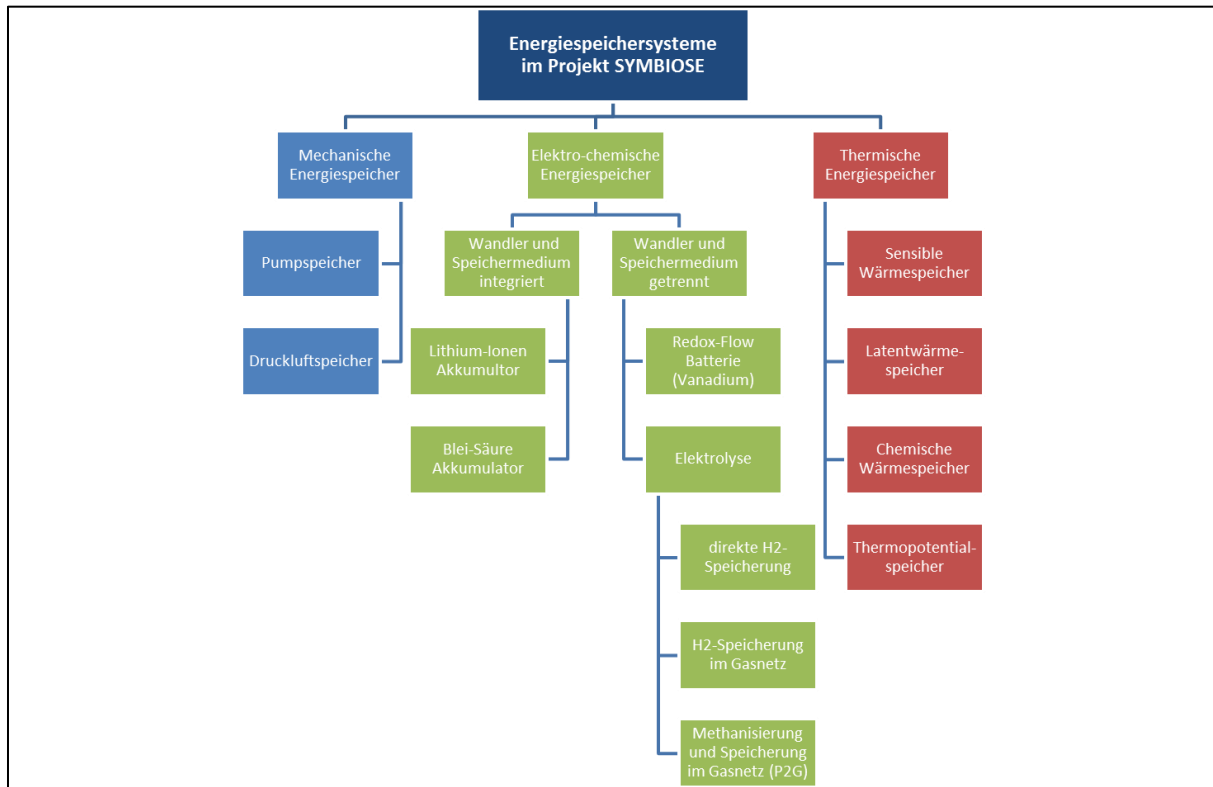


Abbildung 3: Überblick der Speichertechnologien im Projekt "Symbiose"

Die wichtigsten Parameter, die für die Modellierung der Speichertechnologien herangezogen werden, sind: Wirkungsgrad, Energieinhalt, maximale/minimale Leistung, Zyklenzahl und Kosten. Zuzüglich zu diesen Speicherparametern wurden spezifische Lade- und Entladeeigenschaften der einzelnen Speichertechnologien untersucht. In diesem Paper wird nicht auf die einzelnen Speichereigenschaften näher eingegangen. Es wird ein zusammenfassender Vergleich der einzelnen Speichertechnologien bezüglich Wirkungsgrad, Energieinhalt und elektrischer Anschlussleistung gegeben.

Der Vergleich der untersuchten elektrischen Energiespeicher bezüglich des Wirkungsgrads ist in der Abbildung 4 gegeben. Dabei ist ersichtlich, dass die Lithium-Ionen Batterie den größten Wirkungsgrad besitzt und die Power-to-Gas Technologie unter Berücksichtigung der Stromrückkopplung und ohne Wärmenutzung den niedrigsten Wirkungsgrad. Die Größe des Speichers wird durch den möglichen Energieinhalt des Speichers bestimmt. Dieser Parameter ist ausschlaggebend für die Einsatzmöglichkeit der einzelnen Speichertechnologien.

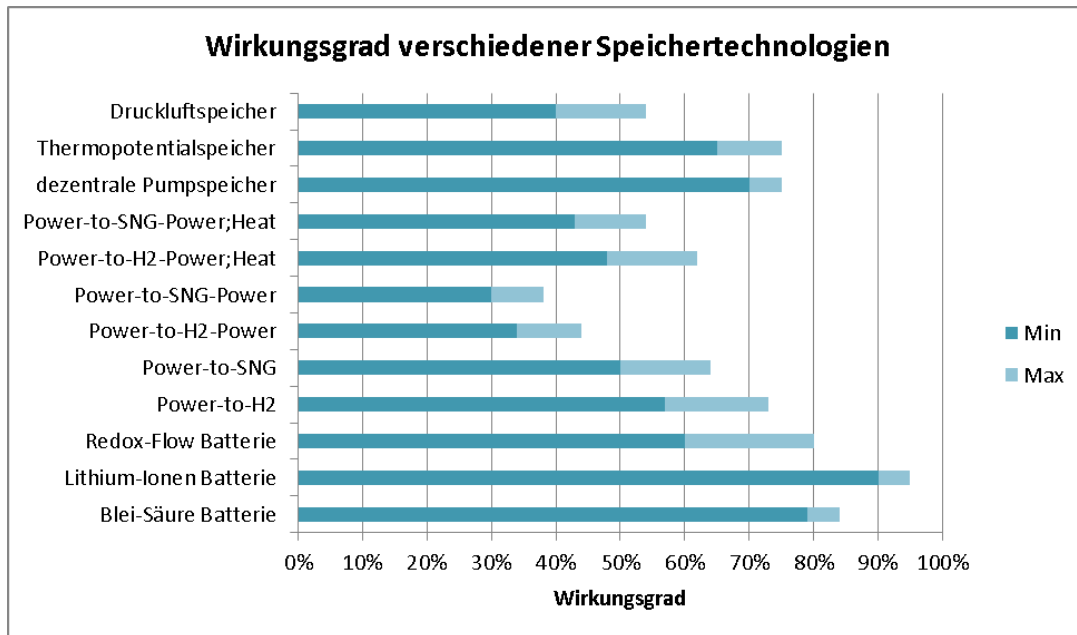


Abbildung 4: Wirkungsgradvergleich der elektrischen Energiespeicher im "Symbiose"; eigene Darstellung nach [8], [9], [10] und [11]

In Abbildung 5 sind recherchierte Richtwerte bezüglich des Energieinhalts der untersuchten Speichertechnologien dargestellt. Der dargestellte Energieinhalt der Blei-Säure Batterie bezieht sich auf die in Berlin von BEWAG betriebenen Blei-Säure Batterie. In Chino, USA Staat Kalifornien, wurden Blei-Säure Batterien der Firma Southern California Edison Company aber auch schon in der größeren Größenordnung von 40 MWh realisiert. [6]

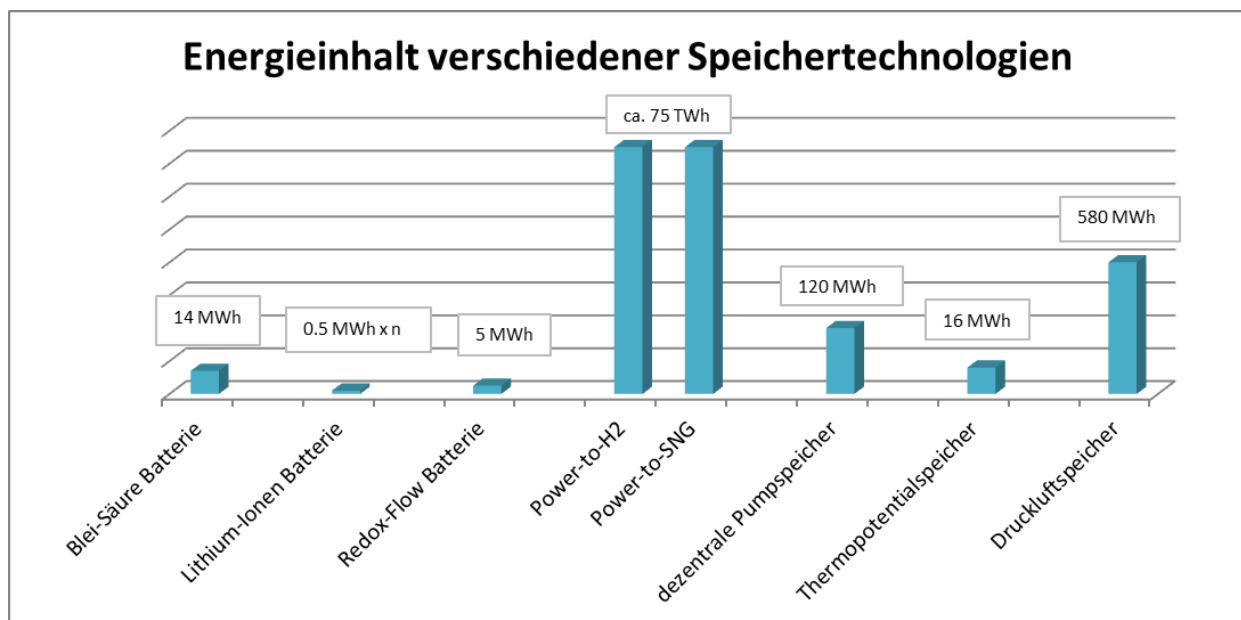


Abbildung 5: Richtwerte für den Energieinhalt der behandelten elektrischen Energiespeicher im "Symbiose"; eigene Darstellung nach [6], [12], [9], [13], [7] und [14]

Die Größe der Lithium-Ion Batterie ist auf den Batterietyp SIESTORAGE der Firma Siemens zurückzuführen. Die dargestellte Größe vom SIESTORAGE kann auch modular auf größere Einheiten dimensioniert werden. [12] In Japan wurde von Suitomo und Kansai Power Co.

eine 5MWh große Vanadium-Redox Flow Batterie aufgebaut. [6] Der verfügbare Speicherinhalt für die Power-to-Gas Technologie bezieht sich nur auf das österreichische unterirdische Erdgasspeichervolumen, ca. 75 TWh. [13] Wird die Speicherfähigkeit vom Gasnetz mitberücksichtigt, so können auch größere Speicherpotenziale erschlossen werden. Die dargestellte Größe des Thermopotentialspeichers bezieht sich auf den Energieinhalt des Prototypen der Firma Isentropic Ltd. [14] Energiewerte für die dezentralen Pumpspeicher wurden aus [7] abgeschätzt. Der dargestellte Energieinhalt von Druckluftspeicher stellt die bestehende Druckluftspeicheranlage in Huntorf dar. [9] Aus dem energetischen Vergleich ist ersichtlich, dass große Energiemengen durch die Power-to-Gas Technologie gedeckt werden können.

Der tatsächliche Nutzinhalt des Speichers bei Speichertechnologien mit integriertem Wandler und Speichermedium entspricht nicht der Nennkapazität, sondern ist alters- und Temperatur bedingt und hängt von der Höhe des Lade-/Entladestromes ab. Die Abhängigkeit des tatsächlichen Energieinhaltes vom Ladestrom/Entladestrom wird für die Blei-Säure Batterie und Lithium-Ionen Batterie im Speichermodell mitmodelliert. Zudem wird die IU-Ladekurve abgebildet, um maximale Lade-/Entladeleistung für den nächsten Zeitschritt in Abhängigkeit vom tatsächlichen Nutzinhalt zu bestimmen. Da bei der Redox –flow Batterie der Wandler und das Speichermedium voneinander getrennt sind, ist dieser Effekt für die Speicherbewirtschaftung der Redox –flow Batterie nicht relevant.

Die Gegenüberstellung der möglichen Leistungsgrößen, ist in Abbildung 6 abgebildet. Die erreichbaren Leistungswerte wurden aus [6], [12], [9], [13], [7], [5] und [14] zusammengefasst. Die Leistungswerte für die Power-to-Gas Technologie beziehen sich auf die erreichbare Leistung der Elektrolyseeinheit der größten Anlage für Druckelektrolyseure, die in Cuzco, Peru betrieben wird. [7] Die bis jetzt größte Power-to-Gas Anlagen ist auf eine elektrische Leistung von $6,3 \text{ MW}_{\text{el}}$ dimensioniert und wird 2013 in Betrieb genommen. [16]

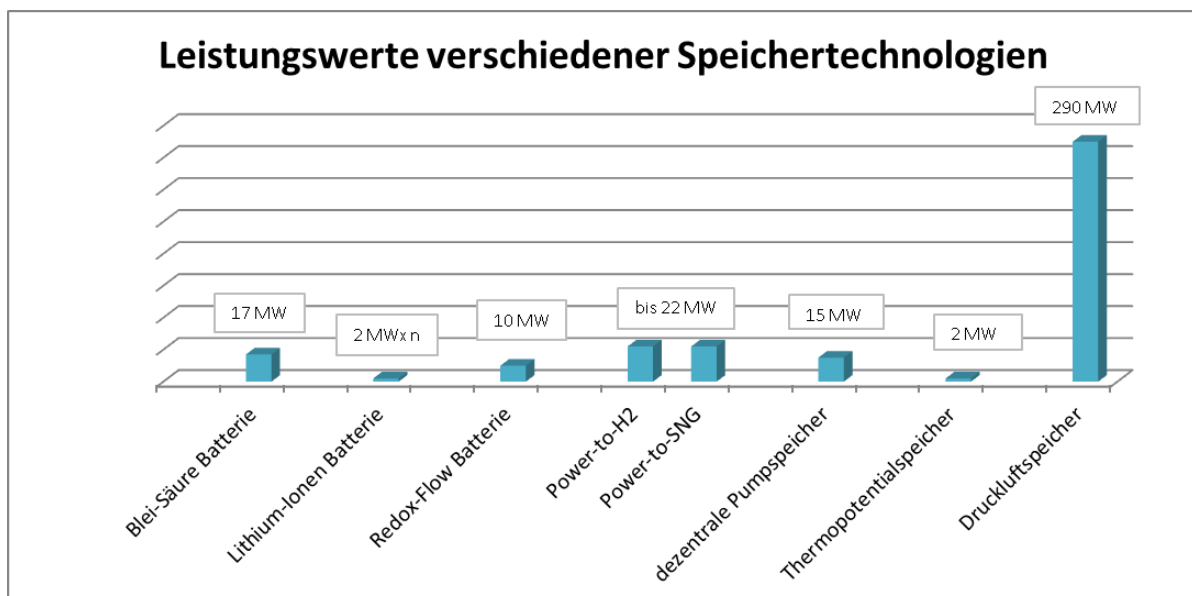


Abbildung 6: Richtwerte für Leistungswerte der behandelten elektrischen Energiespeicher im "Symbiose"; eigene Darstellung nach [6], [12], [9], [13], [7], [5] und [14]

Die dargestellten Vergleiche ergeben, dass die untersuchten Speichertechnologien mit Vor- und Nachteilen charakterisiert sind. Die Power-to-Gas Technologie weist einen schlechten Wirkungsgrad auf, ist aber auf der anderen Seite durch den verfügbaren Energieinhalt mit anderen Speichertechnologien konkurrenzlos. Die Lithium-Ionen Batterie ist mit einem sehr guten Wirkungsgrad charakterisiert, weist jedoch geringe Leistungs- und Energiemengen im Vergleich zu anderen Technologien auf. Zudem kommen noch die unterschiedlichen Investitionskosten und Lebenszyklen der einzelnen Speichertechnologien, die das ganze Bild noch zusätzlich verändern. Diesbezüglich ist eine Optimierung notwendig, um einen optimalen Speichermix für untersuchte Modellregionen zu bestimmen.

2.3 Technologische-topologische Optimierung

Damit ein optimaler Speichermix für die einzelnen Knoten der Modellregionen bestimmt werden kann, wird zuerst eine technologische-topologische Optimierung durchgeführt.

Die technologisch-topologische Optimierung wird in einem Raster von 15 Minuten durchgeführt mit einem Modellhorizont von 7 Tagen. Die Optimierung wird für drei charakteristische Jahreszeiten durchgeführt (Sommer, Winter und Übergangszeit). Es wird für jeden Simulationszeitpunkt die optimale Speicherverteilung im Netz gegeben. Die optimale Verteilung der dezentralen Speichersysteme wird mit dem Optimierungstool GAMS abgeschätzt und in einem iterativen Prozess, der über eine bidirektionale Schnittstelle zwischen PSS[®]SINCAL und MATLAB[®] verfügt, verifiziert. Dabei werden die Residuallasten, die Erzeugung und der Verbrauch, als Eingangsparameter für alle Netzknoten vordefiniert und für die optimale Verteilung herangezogen.

Die Lastflussberechnung stellt dabei die Grundlage dar, da die Leitungsbelastungen bzw. im Extremfall deren Überlastungen den Einsatz von Speichern notwendig machen. Für die Berechnung der Leitungsbelastungen in GAMS wird eine vereinfachte Form der Lastflussberechnung eingesetzt, der sogenannte Gleichstrom- oder DC-Lastfluss. Dabei werden die Verluste vernachlässigt, sowie sämtliche Knotenspannungen auf Nennspannung gesetzt. Das ursprünglich nicht-lineare Lastflussproblem wird dadurch in ein lineares Problem umgewandelt und kann im Rahmen einer Optimierung ohne Iteration exakt gelöst werden. Die Zielfunktion des Optimierungsmodells ist die Deckung der Residuallasten unter minimalen Kosten. Dabei wird die Platzierung des Speichers fix und die Aktivität des Speichers variabel zu jedem „Speicheraktiven“ Zeitpunkt zusätzlich bepreist. Zudem müssen die Nebenbedingungen (Einhaltung der maximalen thermischen Belastbarkeit der Leitungen) zu jedem Zeitpunkt eingehalten werden. Die modellierte Lastflussrechnung und die Optimierung interagieren entsprechend der dargelegten Funktionsweise, d.h. nach der Identifikation eines Engpasses muss die Optimierung mit der Platzierung und Dimensionierung eines Speichers in einem Knoten reagieren. Dieser Vorgang wird für den ganzen Modellhorizont wiederholt, bis die Engpässe im Netz beseitigt sind. Die Optimierung ist quasistationär darstellbar. Es wird für jeden Zeitpunkt die optimale Lösung für jeden Netzknoten ermittelt und bis zum nächsten Simulationszeitpunkt konstant gehalten. Der abgeschätzte Speicherbedarf pro Knoten wird mittels der bidirektionale Schnittstelle zwischen PSS[®]SINCAL und MATLAB[®] letztendlich verifiziert.

Die berechneten, kumulierten Residuallasten für die ländliche Modellregion für Sommer und Winterzeit, basierend auf dem PV-Ausbaupotenzial ist in Abbildung 7 dargestellt. Es ist

ersichtlich, dass es in Zeiten großen Dargebots zur Lastflussumkehr kommen wird (Rückspeisung in die übergeordneten Netzebenen). In Zeitpunkten des geringen Dargebots und zu den Nachtstunden wird der Lastfluss hierarchisch bestimmt (Energiefluss aus übergeordneten Netzebenen).

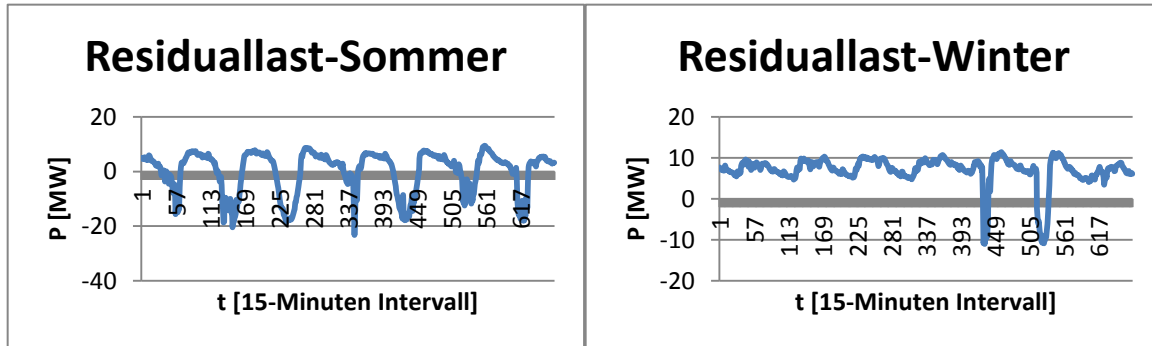


Abbildung 7: Residuallast in der ländlichen Modellregion nach [3]

Die ersten Ergebnisse zeigen, dass durch die radiale Netzform und die zu erwartende hohe Gleichzeitigkeit der regenerativen Einspeisung die höchsten Netzbelastungen mit abnehmendem Abstand zur Übergabestation ins Hochspannungsnetz, auftreten. Für diesen Fall sind oben diskutierte Analysen bezüglich Speicherplatzierung und -dimensionierung notwendig.

2.4 Speicheroptimierung

Bevor die optimale Verteilung innerhalb eines Speicherportfolios definiert wird, wird für jeden Knoten ein grundlegendes Speicherportfolio in Abhängigkeit der ermittelten Speichergröße und der Infrastrukturanforderungen erstellt. Die Speicherbewirtschaftung wird dann ausgehend von den Ergebnissen der iterativen Lastflussberechnung des elektrischen Netzes angestoßen. Die wichtigsten Eigenschaften für die Modellierung der einzelnen Speichertechnologien sind im Abschnitt 2.2 beschrieben. Die Speichermodellierung wird als Funktion in der MATLAB[®]-Umgebung implementiert. Pro Speichertechnologie wird ein Speichermodell erfasst. Die Speicheroptimierung erfolgt ebenfalls quasistationär. Für einen konkreten Speicher bedeutet dies, dass er über den gesamten Zeitraum zwischen den Simulationszeitpunkten mit derselben Leistung beansprucht wird. Aufbauend auf den verwendeten Speichermodellen wird eine optimale Speicherbewirtschaftung hinsichtlich minimaler Kosten aufgesetzt. Die Speicheraktivität zwischen den Simulationszeitpunkten wird ausgehend aus erhobenen Parametern und der Lade- und Entladekennlinie bestimmt. Diese Zusammenhänge werden für die einzelnen Technologien als Funktion der Zeit modelliert. Damit ist es möglich, ausgehend von einem Simulationszeitpunkt und der zeitlichen Entwicklungen im Speicher, die Anfangsbedingungen für den nächsten Simulationszeitpunkt zu bestimmen. Als Schnittstellen zwischen den Speichertechnologien und der Optimierung werden folgende Parameter festgelegt:

- Aktueller Energieinhalt
- Elektrische Leistungsanforderung
- Speichergröße/-kapazität:

- Maximaler Füllstand
- Elektrische Anschlussleistung

Zu jedem Zeitpunkt werden folgende Optimierungsergebnisse festgehalten:

- Energieinhalt am Ende der Zeiteinheit bzw. Delta-Energieinhalt bezogen auf vorherigen Zeitpunkt
- Alternative Stoffströme (Wärme, Wasserstoff, Synthetisches Methan, etc.)
- Minimale und maximale elektrische Leistung für den nächsten Zeitpunkt

Damit die Speicherergebnisse von einem Zeitpunkt auch für weitere Zeitpunkte verwendet werden, insbesondere für die Einhaltung der integralen Nebenbedingungen (aktueller Energieinhalt) und Bestimmung der möglichen Anschlussleistung für den nächsten Zeitpunkt, ist die Speicherung von Optimierungsergebnissen notwendig. Diese Speicherung wird zentral in der Hauptroutine vorgenommen. Diesbezüglich werden entsprechende Matrizen aufgestellt. Dadurch bietet sich der Vorteil, dass nicht für jede Speichertechnologie ein Speicherplatz pro Netzknoten gesichert werden muss, sondern dass über einen zentralen Speicherplatz die Speichertechnologien gesteuert werden können. Aus diesem Grund wird je Speichertechnologie ein Speichermodell implementiert und nicht für jeden Netzknoten und jede Speichertechnologie. Es werden insgesamt drei zentrale Matrizen aufgestellt: aktueller Energieinhalt (Dimension: Anzahl an Knoten x Anzahl an Technologien x Anzahl an Zeitschritten), maximaler Speicherinhalt (Dimension: Anzahl an Knoten x Anzahl an Technologien) und die angeforderte elektrische Anschlussleistung (Dimension: Anzahl an Knoten x Anzahl an Technologien). Die Speicherbewirtschaftung wird wie die technologisch-topologische Optimierung in einem Raster von 15 Minuten durchgeführt mit einem Modellhorizont von 7 Tagen. Der Optimierungsdurchlauf wird ebenfalls für drei charakteristische Jahreszeiten durchgeführt. (Sommer, Winter und Übergangszeit). Als Ergebnis der optimalen Speicherbewirtschaftung wird für jeden Netzknoten ein Speicherportfolio ermittelt und dessen Speicherfähigkeit für die repräsentativen Modellregionen bestimmt.

3 Zusammenfassung und Schlussfolgerung

Die ermittelten regenerativen Ausbaupotenziale ergeben, dass eine volle energetische Deckung für die ländliche Modellregion gewährleistet werden kann. Das bedeutet eine hohe Anlagenleistung der dezentralen Erzeugungseinheiten. Für die ländliche Region bedeutet das ein Ausbaumaß von 617%. Die berechneten Residuallasten (Differenz aus Erzeugung und Verbrauch) aus Abbildung 7 weisen darauf hin, dass es zu Engpässen in elektrischen Netzen kommen wird. Durch dezentrale Speichertechnologien können diese abgefangen werden.

Durch die Kopplung bestehender Energieversorgungsstrukturen können zusätzliche Speicherpotenziale erschlossen werden. Das österreichische unterirdische Erdgasspeichervolumen beträgt ca. 75 TWh beträgt. Wird diese Zahl mit dem Stromverbrauch aus dem Jahr 2011, der ca. 63,3 TWh betrug, verglichen, so ist ersichtlich, dass in den bestehenden österreichischen Erdgasspeichern viel Speicherkapazität zur Verfügung steht. [4] [13] Dabei wird noch nicht das Speicherpotenzial des Gasnetzes

mitberücksichtigt. Zusätzliche Speicherkapazitäten können im Wärmenetz erschlossen werden, wenn die Abwärme, die bei Umwandlungsprozessen, Biomasseanlagen oder bei der Verdichtung von Erdgas entsteht, berücksichtigt wird. Allerdings hängt die Verfügbarkeit der Hybridsysteme von der ausgewählten Umwandlungskette der P2G-Technologie ab, vom Vorhandensein notwendiger Infrastrukturen und von den Anschlussbedingungen der Einspeiseanlagen in die bestehenden Netze. Somit ergibt sich eine geringere Anzahl an Koppelknoten zwischen Strom- und Gasnetz in der ländlichen Modellregion als in der städtischen Modellregion.

Im Projekt Symbiose wurden Analysen der Speichertechnologien durchgeführt und relevante Speicherparameter extrahiert. Es wurden Optimierungsmethoden und Ansätze für die technologisch-topologische Optimierung und Speicherbewirtschaftung erarbeitet. Derzeit wird an der Implementierung dieser Ansätze gearbeitet. Als Ergebnisse sollen optimal verteilte dezentrale Speichertechnologien für die Modellregionen gefunden werden. Darauf aufbauend werden Steuerungs- bzw. Regelungskonzepte für Netze und Speicher erarbeitet und Potenziale bei flächendeckender Anwendung der dezentralen Speichersysteme abgeschätzt werden.

Literatur

- [1] E- Control 2010 (Hrsg.): Ausfalls- und Störungsstatistik für Österreich
- [2] TU Wien/ESEA et al. (2011): „Super-4-Micro-Grid – Nachhaltige Energieversorgung im Klimawandel, *approbierter Endbericht zum Forschungsprojekt im Rahmen der 1. AS Neue Energien 2020*“, Projektnummer: 818954, Wien
- [3] Schlager, R. et. al. (2013): „*Möglichkeiten und Anforderungen an Speichertechnologien im Verteilnetz bei einem starken Ausbau dezentraler Erzeugungseinheiten*“; Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, 13.-15.2.2013, Wien
- [4] Energie- Control Austria; Statistikbroschüre 2012
- [5] Smolinka, T., Günther, M. & Garcke, J. (2011): „*NOW Studie, Stand und Entwicklungspotential der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien*“, Fraunhofer ISE
- [6] Oertel, D. (2008): „*Energiespeicher - Stand und Perspektiven*“, TAB Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag Berlin
- [7] Unterberger, P., Doujak, E. & Bauer, C. (2012): „*Small Hydro approach for Pump-Turbines - Is a modular concept a possible solution*“, 17th International Seminar on Hydropower Plants, 21.11.2012 - 23.11.2012; Hydropower Plants - Pumped Storage in the Context of Renewable Energy Supply, Laxenburg
- [8] Sauer, U. et al. (2011): „*Dezentrale Energiespeicherung zur Steigerung des Eigenverbrauchs bei netzgekoppelten PV-Anlagen*“, iSEA RWTH Aachen
- [9] Mahnke, E.& Mühlhoff, J. (2011): „*Strom Speichern*“, Renew Spezial, Agentur für erneuerbare Energie Berlin
- [10] Sterner, M., Jentsch, M. & Holzhammer, U. (2011): „*Energiewirtschaftliche und ökologische Bewertung eines Windgas-Angebotes*“ Fraunhofer IWES Kassel
- [11] Felberbauer, K.-P. et al. (2012): „*Energiespeicher der Zukunft. Energiespeicher für erneuerbare Energie als Schlüssel-Technologie für zukünftige Energiesysteme, approbierter Endbericht zum Forschungsprojekt im Rahmen der 2. AS Neue Energien 2020*“, Projektnummer: 821935, Graz
- [12] www.siemens.com/siestorage: SIESTORAGE Brochure
- [13] <http://www.e-control.at/de/marktteilnehmer/gas/gasmarkt/speicher>, abgerufen 15.01. 2012
- [14] Hawes, J. (2010): „*Energy storage: Renewable energy's missing link*“, PEI, UK
- [15] Regeln der ÖVGW (2011): „*Richtlinie G 31-Erdgas in Österreich-Gasbeschaffenheit. Österreichische Vereinigung für das Gas- und Wasserfach*“, Wien
- [16] Otten, R. (2012): „*PtG-Nutzungspfad Mobilität - erneuerbare Energie für zukunftsfähige Verkehrssysteme nutzbar machen*“, Audi balanced mobility, Strategieplattform Power to Gas 13.06.2012 Berlin

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

