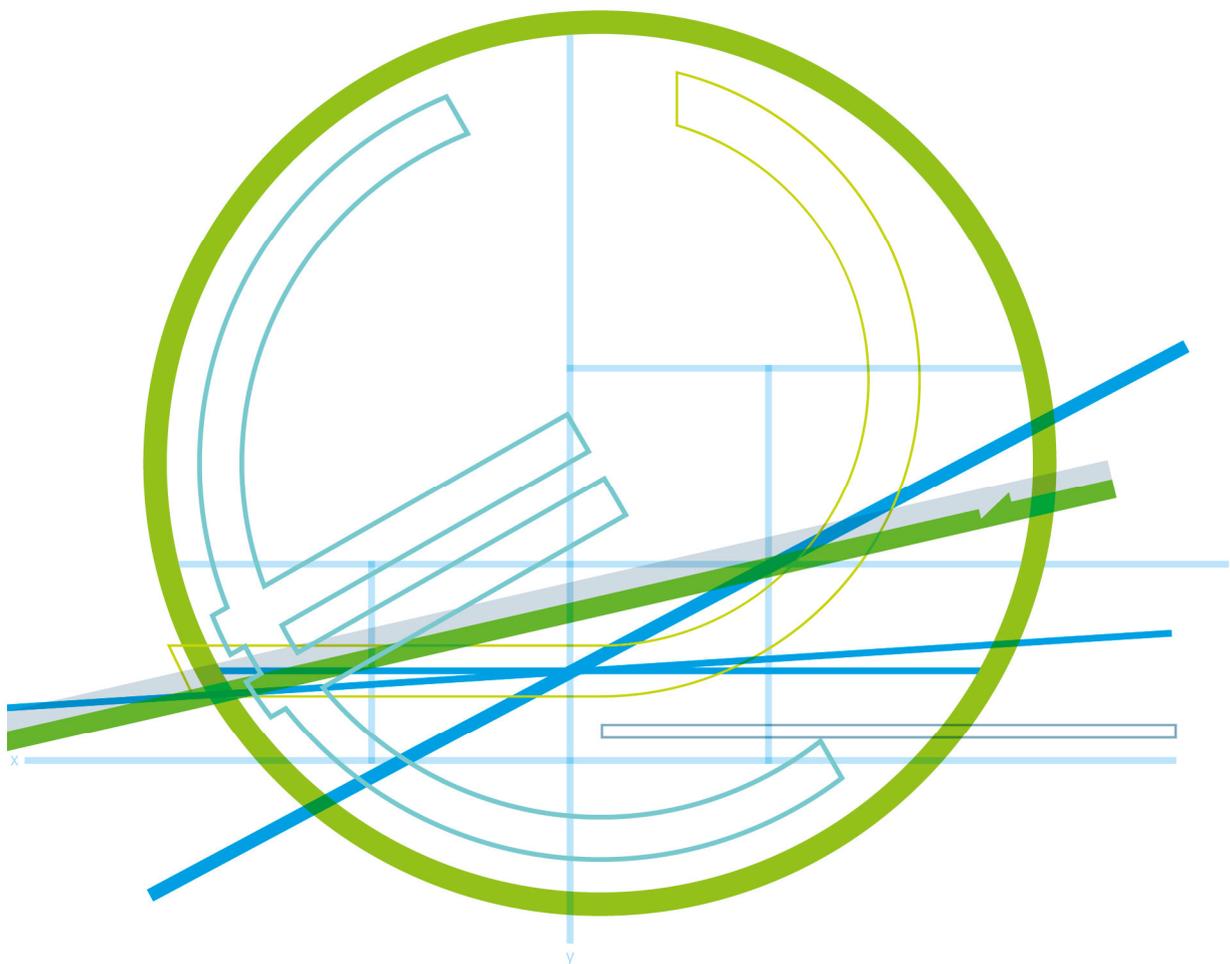


Wasserkraft als Energiespeicher

Bewertung des Pumpspeicherbedarfes und von alternativen Maßnahmen zur Integration eines hohen Erneuerbaren-Anteils in Österreich und Deutschland



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 sweeping, connected strokes.

Ingmar Höbarth
Geschäftsführer, Klima- und Energiefonds

A handwritten signature in black ink, written in a cursive style that clearly reads 'Theresia Vogel'.

Theresia Vogel
Geschäftsführerin, Klima- und Energiefonds

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische
Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Ausschreibung	5. Ausschreibung NEUE ENERGIEN 2020
Projektstart	01/06/2012
Projektende	30/09/2014
Gesamtprojektdauer (in Monaten)	28 Monate
ProjektnehmerIn (Institution)	Technische Universität Wien – Energy Economics Group (EEG) – Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe VERBUND-Hydro Power GmbH(VHP) JOANNEUM RESEARCH Forschungsgesellschaft mbH AIT Austrian Institute of Technology PÖYRY Österreich
AnsprechpartnerIn	Dr. techn. Gerhard Totschnig
Postadresse	Energy Economics Group (EEG) Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe E370-3 Technische Universität Wien Gusshausstraße 25-29 / 370-3 A - 1040 Wien, Österreich
Telefon	++43-1-58801-370356
Fax	++43-1-58801-370397
E-Mail	totschnig@eeg.tuwien.ac.at
Website	www.eeg.tuwien.ac.at/Stromspeicher2050

Wasserkraft als Energiespeicher

Bewertung des Pumpspeicherbedarfes und von alternativen Maßnahmen zur Integration
eines hohen Erneuerbaren-Anteils in Österreich und Deutschland

AutorInnen:

TU WIEN: Gerhard Totschnig, Ricki Hirner, Maximilian Kloess

VERBUND-Hydro Power AG: Markus Pflieger

AIT: Johannes Kathan, Daniel Burnier de Castro

JOANNEUM RESEARCH: Johanna Pucker, Daniel Steiner, Gerfried Jungmeier

PÖYRY: Martin Fuchs

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische
Forschungsförderungsgesellschaft FFG

1 Kurzfassung

Im Rahmen dieser Studie wurde mit dem hochauflösenden Simulationsmodell (HiREPS) des österreichischen und deutschen Stromsystems untersucht, wie sich bei einem steigenden Erneuerbaren-Anteil in der Stromerzeugung bis 2030 und 2050 der Stromspeicherbedarf entwickelt. Darauf aufbauend wurden die verschiedenen Stromspeichertechnologien mittels einer Analyse der Ökobilanzen und mit Hilfe einer volks- und betriebswirtschaftlichen Kosten-Nutzen-Analyse bewertet. Da das deutsche Stromsystem und zunehmend auch die deutsche Photovoltaik-Einspeisung die Wirtschaftlichkeit der österreichischen Speichertechnologien bestimmen, wird eine Simulation des österreichischen und deutschen Stromsystems durchgeführt. Kosten und Nutzen beim Einsatz elektrischer Speicher wurden verschiedenen alternativen Optionen zur verbesserten Integration von erneuerbaren Energien gegenübergestellt. Darüber hinaus wurden die technischen Möglichkeiten und der Bedarf an dezentralen Speichern im Verteilnetz untersucht.

Das HiREPS-Modell wurde verwendet, um mittels stündlicher Kraftwerkseinsatzsimulation für verschiedene Szenarien 2030 und 2050 den wirtschaftlichen Pumpspeicherbedarf und die Konkurrenz und Synergien mit alternativen Optionen der Flexibilisierung von Angebot und Nachfrage vom Strom zu analysieren: der Nutzung vom Strom im Wärmesystem, der Erzeugung von synthetischem Erdgas, adiabate Druckluftspeicher, industrielles Lastmanagement und gesteuertes Laden von Elektro -PKW. Beim Modell HiREPS handelt es sich um ein Optimierungsmodell der Investitionen und des Anlagenbetriebs des österreichischen und deutschen Strom- und Wärmesystems, der Elektromobilität und des industriellen Lastmanagements in stündlicher Auflösung. Es beinhaltet eine sehr detaillierte Modellierung aller konventionellen und zukünftig als vielversprechend geltenden Technologien in diesen Sektoren. Die Auswirkungen von Stromnetzlimitierungen wurden in diesem Projekt nur vereinfachend abgebildet und sind eine wichtige Fragestellung für die Zukunft. Die Kosten für die Steuerung der dezentralen flexiblen Optionen wie Nutzung vom Strom im Wärmesystem und gesteuertes Laden von Elektro-PKW wurden nicht berücksichtigt, da keine Daten dazu vorlagen.

Die Ergebnisse des Forschungsprojektes zeigen, dass starke CO₂ -Emissionsreduktionen in der Strom- und Wärmeerzeugung technisch und ökonomisch bei moderaten Kosten machbar sind. Dabei ist die Speicherung von Strom nicht, wie oft geglaubt, eine große noch ungelöste Frage, sondern das Ermöglichen von Speicherausbau führt in den simulierten Szenarien zu einer Reduktion der Stromgestehungskosten um 3 – 4 %. Bei Überschüssen der Erneuerbaren-Erzeugung muss diese abgeregelt werden und bei fehlender Wind- und Solarstromerzeugung können effiziente Gas- und Dampfkraftwerke die Residuallast mit relativ geringen CO₂-Emissionen decken. Ein hoher Pumpspeicherausbaubedarf wird in den Szenarien erst für nach 2030 simuliert unter der Annahme einer starken Reduktion der CO₂-Emissionen. Die Bandbreite des simulierten Pumpspeicherausbau

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische
Forschungsförderungsgesellschaft FFG

liegt bei 5 GW bis 30 GW für die 2050-Szenarien. Wenn Pumpspeicher in verschiedenen Szenarien mit der Nutzung von Strom im Wärmesektor (Power to Heat) und dem gesteuerten Laden der Elektroautos im Wettbewerb stehen, reduziert sich der simulierte ökonomische Pumpspeicherausbau. Erzeugung von synthetischem Erdgas (Power to Gas) und adiabate Druckluftspeicher werden nur im Szenario I mit den stärksten CO₂ Emissionsreduktionen (-90% CO₂ Emissionen in den Sektoren Strom, Wärme und PKW-Verkehr im Vergleich zu 2010) wirtschaftlich. In den simulierten 2050-Szenarien gab es verschiedene längere Perioden mit niedrigen Strompreisen, zwischen 15 bis 59 Tagen Dauer. Für diese Perioden wurde eine maximale zwischenspeicherte Pumpstrommenge aller Pumpspeicher im Bereich 1400 bis 2100 GWh (an Stromrückspeisung ins Netz) simuliert. Für reine Pumpspeicher mit einem neu zu bauenden Asphaltbecken als oberer Speichersee und mit einem Fluss als unterem Becken liegen die optimalen Verlagerungsdauern zwischen 27 Stunden (bei einem Wind-dominierten Stromsystem) und 7 Stunden (bei verstärktem PV-Ausbau). Ein im Vergleich zu Windenergie verstärkter PV-Ausbau führt, durch die regelmäßigen Solarstrom-Einspeisemaxima zu Mittag zu einem hohen wirtschaftlichen Pumpspeicherausbau. Die Bedeutung der Nutzung von Strom im Wärmesektor und von Elektromobilität ist weniger durch die erzielbaren Einsparungen im Stromsystem gegeben als durch die Dekarbonisierung der Sektoren Wärme und PKW-Verkehr.

Die quantitative Bewertung der Umweltwirkungen (Emissionen, Energiebedarf) von stationären Großspeichern mittels Lebenszyklusanalyse zeigte, dass die Herkunft des gespeicherten Stroms von wesentlicher Bedeutung für die Umweltwirkungen des Gesamtsystems ist. Daraus ergibt sich auch, dass der Speichernutzungsgrad ein wichtiger Einflussfaktor auf die Umweltwirkungen eines elektrischen Energiespeichers ist. Der Aufwand für die Speicherherstellung darf für elektrische Energiespeichertechnologien, die Strom aus erneuerbaren Energieträgern speichern, nicht vernachlässigt werden. Die Ergebnisse zeigen dies speziell für adiabate Druckluftspeicher, NaS-Batterien, Redox-Flow-Batterien und Li-Ionen-Batterien für die Umweltwirkungen Treibhausgasemissionen, Versauerung und bodennahe Ozonbildung. Die qualitative Bewertung zur Ressourcenverfügbarkeit mit einem Fokus auf kritische Rohstoffe ergab, dass in Pumpspeichern, adiabaten Druckluftspeichern, Li-Ionen-Batterien, Redox-Flow-Batterien, Wasserstoff als Speicher und erneuerbares Methan als Speicher kritische und potentiell-kritische Rohstoffe zum Einsatz kommen können.

Dezentrale Speichersysteme für die Integration erneuerbarer Energien können vor allem in der Mittelspannung eingesetzt werden. Diese Systeme sind in der Regel elektrochemische Speichersysteme. Zentrale Speichersystem hingegen sind in der Regel Pumpspeichersysteme und werden für Marktpartizipation und globale Regelungsaufgaben eingesetzt. Netzsimulationen wurden in zwei Mittelspannungsnetzen durchgeführt, um die Wirksamkeit von verschiedenen Regelungsmaßnahmen zur Erhöhung der Aufnahmefähigkeit von dezentralen Erzeugern in Verteilnetzen zu ermitteln. Maßnahmen unabhängig von der Erzeugungsanlage sind Netzausbau, Fernregelung und Laststufenregler. Maßnahmen an der Erzeugungsanlage sind Wirkleistungsbegrenzung, Speicher, kombinierte Regelung und Blindleistungsregelung. Passende technische Lösungen hängen dabei von der lokalen Netzkonfiguration ab bzw. zeigen Kombination

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische
Forschungsförderungsgesellschaft FFG

von einzelnen Maßnahmen gut Ergebnisse bei der Steigerung der Aufnahmekapazität von dezentralen Erzeugern.

Aus gesamtwirtschaftlicher Sicht ergibt sich, dass eine Erweiterung der Speicherleistung eines bestehenden Pumpspeicherkraftwerkes (PSKW) durch eine unterirdische Kraftwerkserweiterung die makroökonomisch vorteilhafteste Variante darstellt. Nach Ausschöpfung der Potentiale von Pumpspeichern stellen Wärmepumpen eine volkswirtschaftlich interessante Möglichkeit dar, verstärkt als Technologie zur Senkung von Stromüberschüssen genutzt zu werden. Druckluftspeicherkraftwerke sind aufgrund der eingeschränkten geologischen Möglichkeiten in Österreich und der relativ hohen Speicherkosten volkswirtschaftlich nicht vorteilhaft. Dies gilt derzeit ebenso für P2G in Österreich, obwohl weitere technologische Entwicklungen und geänderte rechtliche Rahmenbedingungen diese Technologie attraktivieren können. Batterien werden auch in Zukunft bei nicht-stationärer Versorgung, Notstromversorgung sowie Versorgung von Insellagen ihre Berechtigung haben, als Substitut bestehender Speichertechnologien sind sie volkswirtschaftlich jedoch nicht vorteilhaft.

2 Inhaltsverzeichnis

1	Kurzfassung	5
2	Inhaltsverzeichnis.....	8
3	Einleitung.....	10
4	Synthese bestehenden Wissens: Speichertechnologien, Ausbaupotentiale und Kosten.....	13
4.1	Einsatzbereiche von Speichern	13
4.2	Hydro-Speicher und Pumpspeicher.....	14
4.3	Druckluftspeicher	17
4.4	Power-to-Gas.....	20
4.5	Überblick Speichertechnologien	25
4.6	Speicherpotentiale	27
5	HiREPS-Modell des Strom- und Wärmesystems.....	30
5.1	Modell-Überblick.....	30
5.2	Genereller Modellansatz.....	32
5.3	Implementierung der wetterabhängigen Einspeisung aus erneuerbarer Energie	32
5.4	Implementierung von Fernwärme und Kraftwärmekopplung	33
5.5	Dezentrale Wärmesektoren	35
5.6	Power-to-Gas, adiabate Druckluftspeicher, Biogas.....	36
5.7	Implementierung von industriellem Lastmanagement.....	39
5.8	Implementierung von Stromnetzlimitierungen	39
6	Szenario-Annahmen.....	41
6.1	Allgemeine Szenario-Annahmen	41
6.2	Szenario-Definitionen	46
7	HiREPS-Simulation des Speicherbedarfes	50
7.1	Alle-Optionen-2050-Szenario – 84 % Reduktion der spezifischen CO ₂ -Emissionen.....	50
7.2	Stromnutzung in den Wärmesektoren	56
7.3	Gesicherte Leistung und Finanzierung der thermischen Kraftwerke	58
7.4	Vergleich der Optionen der flexiblen Nachfrage.....	61
7.5	Volkswirtschaftliche Kosten-Nutzen-Analyse	62
7.6	Bedeutung des Pumpspeicher-Ausbaus	63
7.7	Sensitivitätsanalysen	65
7.8	Zusammenfassung	67
8	Dezentrale Erzeugung und Einsatz dezentraler Energiespeicher im Verteilnetz	68
8.1	Vergleich zentraler und dezentraler Speichersysteme	69
8.2	Netzintegration erneuerbarer Energien in das Verteilnetz	72
8.3	Maßnahmen zur Sicherung der Versorgungsqualität.....	72
8.4	Maßnahmen zur Sicherung der Versorgungsqualität – Referenzsimulation.....	73
8.5	Integration dezentraler Speichersysteme – Simulation reales Verteilnetz	75
8.6	Conclusio/Überblick	77
9	Ökobilanzen und Ressourcenverfügbarkeit	79

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische
Forschungsförderungsgesellschaft FFG

9.1	Quantitative Bewertung von Emissionen und Energiebedarf im Lebenszyklus	79
9.2	Qualitative Untersuchung zum Material- und Flächenbedarf	89
9.3	Schlussfolgerungen	93
10	Gesamtwirtschaftliche Kosten-Nutzen-Analyse	94
10.1	Volkswirtschaftliche Bewertung einzelner Speichertechnologien – Definition	95
10.2	Pumpspeicher-Kraftwerke	96
10.3	Druckluftspeicher-Kraftwerke	99
10.4	Batteriespeicher.....	102
10.5	Power-to-Gas (P2G)	104
10.6	Power-to-Heat (P2H)	106
10.7	Schlussfolgerungen aus volkswirtschaftlicher Sicht.....	110
11	Ausblick und Empfehlungen	112
12	Literaturverzeichnis	115
13	Anhänge	120
13.1	Anhang 1: HiREPS-Modell-Kostenannahmen.....	121
13.2	Anhang 2: Gesamtwirtschaftliche Bewertung.....	122
13.3	Anhang 3: Umweltbewertung im Lebenszyklus.....	129
14	Kontaktdaten.....	130

3 Einleitung

Aufgabenstellung und Schwerpunkte des Projektes

Mit dem Bedarf an erneuerbaren Energien wächst auch die Herausforderung, diese zu speichern und abrufen zu können. Ein umfassender Vergleich verschiedener Stromspeichertechnologien und alternativen Optionen zur verbesserten Integration von Erneuerbaren Energien wurde durchgeführt. Im Rahmen dieser Studie wurden mit dem hochauflösenden Simulationsmodell (HiREPS) des österreichischen und deutschen Stromsystems untersucht, wie sich bei einem steigenden Erneuerbaren-Anteil in der Stromerzeugung bis 2030 und 2050, der Stromspeicherbedarf entwickelt. Darauf aufbauend wurden die verschiedenen Stromspeichertechnologien mittels einer Analyse der Ökobilanzen und mit Hilfe einer volkswirtschaftlichen Kosten-Nutzen sowie auf dem Vergleich der Ökobilanzen für den Betrachtungszeitraum 2030 und 2050.-Analyse bewertet. Darüber hinaus werden die technischen Möglichkeiten und der Bedarf an dezentralen Optionen untersucht, die es ermöglichen, eine möglichst große erneuerbare Einspeisung in beispielhaften Mittelspannungsnetzen zu integrierten Speichern im Verteilnetz untersucht. Vergleich der Ökobilanzen für den Betrachtungszeitraum 2030 und 2050. Darüber hinaus wurden die dezentralen Optionen untersucht die es ermöglichen eine möglichst große erneuerbare Einspeisung in beispielhaften Mittelspannungsnetzen zu integrieren.

Im Rahmen dieses Forschungsprojektes wurde untersucht, wie sich bei einem steigenden Erneuerbaren-Anteil in der Stromerzeugung bis 2030 und 2050 die Variabilität der Strompreise und der *Stromspeicherbedarf* entwickeln. Kosten und Nutzen beim Einsatz elektrischer Speicher werden verschiedenen alternativen Optionen zur verbesserten Integration von erneuerbaren Energien gegenübergestellt.

Einordnung in das Programm

Die fünfte Ausschreibung des Energieforschungsprogramms „Neue Energien 2020“ beinhaltet unter dem Schwerpunkt „Entscheidungsgrundlagen für die österreichische Technologie-, Klima- und Energiepolitik“ einen Subschwerpunkt zum Themenfeld erneuerbare Energieträger und insbesondere Wasserkraft als Energiespeicher. Das Forschungsprojekt wurde speziell für den Ausschreibungspunkt 3.4.3 Themenfeld „Wasserkraft als Energiespeicher“ entwickelt.

Aufbau der Arbeit und verwendete Methoden

Dieser Bericht stellt die Ergebnisse des Projekts Wasserkraft als Energiespeicher dar. In Kapitel 4 erfolgt zunächst eine Darstellung des bestehenden Wissens zu Speichertechnologien, Ausbaupotentialen und Kosten basierend auf Ergebnissen von Vorläuferprojekten, einer aktuellen Literaturrecherche, von Expertengesprächen und durch Inputs aus dem Experten-Workshop, der im Rahmen des Projektes durchgeführt wurde. In Kapitel 5 wird das verwendete Simulationsmodell HiREPS dargestellt. In Kapitel 6 werden die Szenarien für die Simulationsläufe dargestellt. Sie wurden nach Diskussion im Projekt-Konsortium und nach Feedback im Stakeholder-WS basierend auf nationalen und EU-Szenarien entwickelt.

In Kapitel 7 wird das HiREPS-Modell verwendet, um für verschiedene Szenarien den wirtschaftlichen Pumpspeicherbedarf und die Konkurrenz und Synergien mit alternativen Optionen der Flexibilisierung von Angebot und Nachfrage vom Strom zu analysieren: Nutzung vom Strom im Wärmesystem, Erzeugung von synthetischem Erdgas, adiabate Druckluftspeicher, industrielles Lastmanagement und gesteuertes Laden von Elektro-PKW. Beim Modell HiREPS (High Resolution Renewable Energy Power System) handelt es sich um ein Optimierungsmodell des österreichischen und deutschen Strom- und Wärmesystems, der Elektromobilität und des industriellen Lastmanagements in stündlicher Auflösung. Es beinhaltet eine sehr detaillierte Modellierung aller konventionellen und zukünftig als vielversprechend geltenden Technologien in diesen Sektoren. Die Zielfunktion des HiREPS-Modells ist die Minimierung der Gesamtsystemkosten aller abgebildeten Sektoren in Österreich und Deutschland. Als Nebenbedingung für zukünftige Szenarien gilt ein vorgegebenes CO₂-Emissionslimit für das Gesamtsystem. Der modellierte kostenminimale Kraftwerkseinsatz aller Anlagen entspricht genau jenem Fahrplan, welchen profitmaximierende Unternehmen bei perfektem Wettbewerb wählen würden. Die Modellergebnisse sind somit als eine Simulation des zu erwartenden zukünftigen Kraftwerkseinsatzes und dem aller übrigen Komponenten (Power-to-Heat, Speicher-, Wärmeerzeugung) zu betrachten, die sich bei den stündlichen Strom- und Fernwärmepreisen, wie sie aus dem Modell resultieren, einstellen würden.

Im Kapitel 8 werden zuerst die wichtigsten Probleme bei der Integration von erneuerbaren Energien sowie die Theorie der Hosting Capacity dargestellt. Dann werden anhand der Ergebnisse bereits laufender oder abgeschlossener Projekte und anderer Referenzen die Maßnahmen zur Sicherung der Versorgungsqualität, unter anderen die Speichersysteme, präsentiert. Diese Maßnahmen werden dann später auf Basis von Simulationen eines Testnetzes und eines realen MS-Netzes analysiert. Kapitel 8.5 erweitert die Analyse von 0, indem ein realer Netzabschnitt simuliert wird.

In Kapitel 9 werden die Ergebnisse der Bewertung der Umweltauswirkungen im Lebenszyklus von elektrischen Energiespeichern dargestellt. Die Bewertung gliedert sich in zwei Teile: Im ersten Teil wird eine quantitative Umweltbewertung mittels Lebenszyklusanalyse durchgeführt. Es wird untersucht, welche Treibhausgasemissionen und Luftschadstoffe bei Errichtung und Betrieb von elektrischen Energiespeichern auftreten. Weiteres wird der kumulierte Primärenergieaufwand, der mit

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische
Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Errichtung und Betrieb von elektrischen Energiespeichern verbunden ist, bestimmt. Im zweiten Teil werden darüber hinausgehende Aspekte zur Ressourcenverfügbarkeit wie Flächenbedarf und der Einsatz kritischer Rohstoffe beschrieben.

In Kapitel 10 wird eine Analyse der gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen von Stromspeichertechnologien durchgeführt, um damit einen Beitrag zu einer Gesamtbewertung dieser Technologien zu leisten.

Diese Analyse setzt sich zusammen aus

1. einer makroökonomischen Bewertung,
2. einer Bewertung der entstehenden oder vermiedenen externen Effekte und
3. einer Bewertung bezüglich einer möglichen österreichischen Technologieführerschaft für Stromspeichertechnologien.

4 Synthese bestehenden Wissens: Speichertechnologien, Ausbaupotentiale und Kosten

Autoren: Maximilian Kloess, Ricki Hirner, Gerhard Totschnig

In diesem Kapitel wird ein Überblick über die relevanten Speichertechnologien im Stromsystem gegeben. Gemäß dem Fokus der Studie liegt der Schwerpunkt hierbei auf den zentralen Großspeichern.

4.1 Einsatzbereiche von Speichern

Speicher können im Stromversorgungssystem unterschiedliche Aufgaben erfüllen, wobei mitunter unterschiedliche Technologien zum Einsatz kommen. Hierbei lässt sich eine grobe Einteilung in die Funktionen Lastmanagement sowie Systemdienstleistungen treffen. Beim Lastmanagement wird in Zeiten geringer Stromnachfrage überschüssige Energie gespeichert, um diese in Zeiten hoher Nachfrage wieder einzuspeisen. Im Markt-basierten Betrieb entspricht dies der Großhandelspreisarbitrage, da bei niedrigen Preisen Strom gekauft wird, welcher dann bei hohen Preisen wieder verkauft wird. Zusätzlich können Speicher auch Systemdienstleistungen zur Verfügung stellen. Hierzu zählen Regelleistung und Regelenergie, die eine Voraussetzung für einen störungsfreien Netzbetrieb darstellen.

Abbildung 1 gibt einen Überblick über die Anforderungen in diesen Einsatzgebieten sowie die Charakteristika der Speichertechnologien.

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

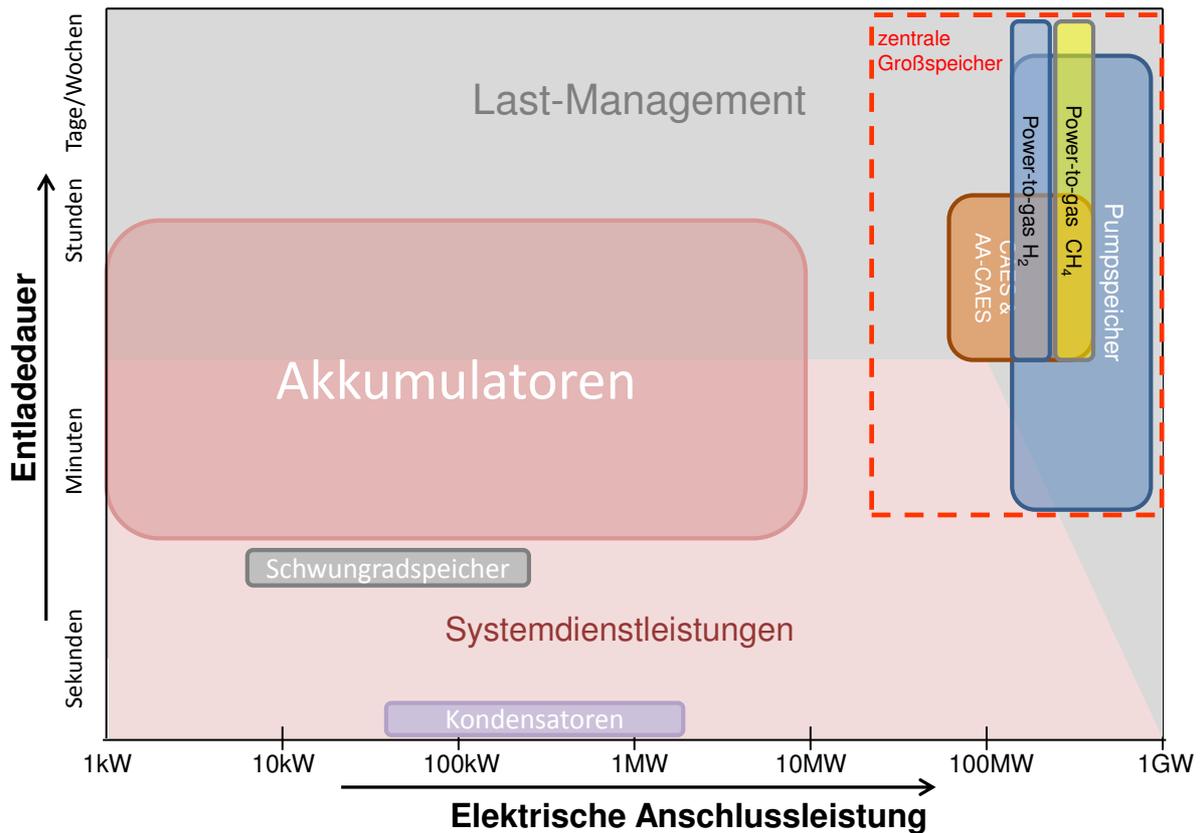


Abbildung 1: Speichertechnologien und Einsatzbereiche

Der Fokus dieser Studie liegt auf den zentralen Großspeichern, also jenen Speichern, die über hohe Leistung und gleichzeitig eine lange Entladedauer verfügen und sich somit rechts oben im Diagramm in Abbildung 1 befinden. Die relevanten Technologien sind hierbei die Pumpspeicher, diabate Druckluftspeicher (CAES) und adiabate Druckluftspeicher (AA-CAES) sowie die Power-to-Gas-Technologien mit Wasserstoff (H₂) und Methan (CH₄) als Speichermedien. Aufgrund ihrer Charakteristik sind diese Technologien vor allem für das Lastmanagement geeignet, können zusätzlich aber auch Systemdienstleistungen bereitstellen. Welche Arten von Systemdienstleistungen hier angeboten werden können, hängt vor allem von der Ansprechzeit der Technologie ab.

In den folgenden Kapiteln werden diese Technologien im Detail beschrieben.

4.2 Hydro-Speicher und Pumpspeicher

Hydraulische Speicher und Pumpspeicher stellen heute die Standard-Technologie für zentrale Speicher in der Elektrizitätswirtschaft dar. Mit beiden Konzepten gibt es langjährige Erfahrung und die Technologien gelten als ausgereift.

Sowohl Speicher als auch Pumpspeicher speichern die elektrische Energie in Form von potentieller Energie des in höheren Lagen gestauten Wassers im so genannten Oberbecken. Durch Ablassen des

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Wassers über Druckleitungen ins Unterbecken wird diese Energie über Turbinen und Generatoren in elektrische Energie umgewandelt. Beim einfachen hydraulischen Speicher wird das Oberbecken ausschließlich durch natürlichen Zufluss gespeist. Beim Pumpspeicher erfolgt die Wasserzufuhr zusätzlich oder auch ausschließlich über die Pumpen, welche das Wasser aus dem Unterbecken hinaufpumpen (siehe Abbildung 2).

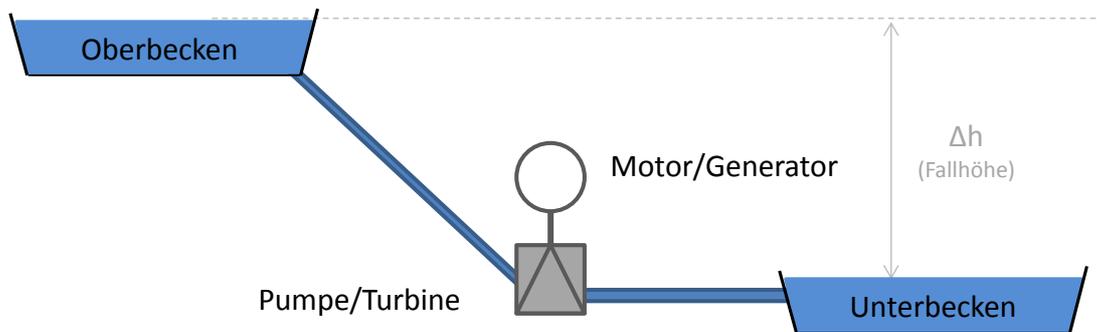


Abbildung 2: Schema Pumpspeicher

Die Möglichkeit, überschüssigen Strom aufzunehmen, um ihn im Bedarfsfall wieder einzuspeisen, sowie die Fähigkeit zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen machen Pumpspeicher zu einer zentralen Komponente im Stromsystem. Europaweit sind derzeit (Stand 2010) Pumpspeicher mit einer Gesamt-Turbinenleistung von 35 GW und einer Pumpleistung von 30 GW installiert (EURELECTRIC 2011). Abbildung 3 zeigt eine Auswahl von Speichern und Pumpspeichern in Österreich und Deutschland. Hier wird ersichtlich, dass die Anschlussleistungen der Anlagen üblicherweise zwischen 100 und 1500 MW liegen. Bei den Speicherkapazitäten ergibt sich ein deutlich breiteres Spektrum. Während reine Pumpspeicher, welche vor allem in Deutschland zu finden sind, Speicherkapazitäten zwischen 1 GWh und 10 GWh aufweisen, liegen die Speicherkapazitäten alpiner Speicher mitunter bei mehreren hundert GWh.

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

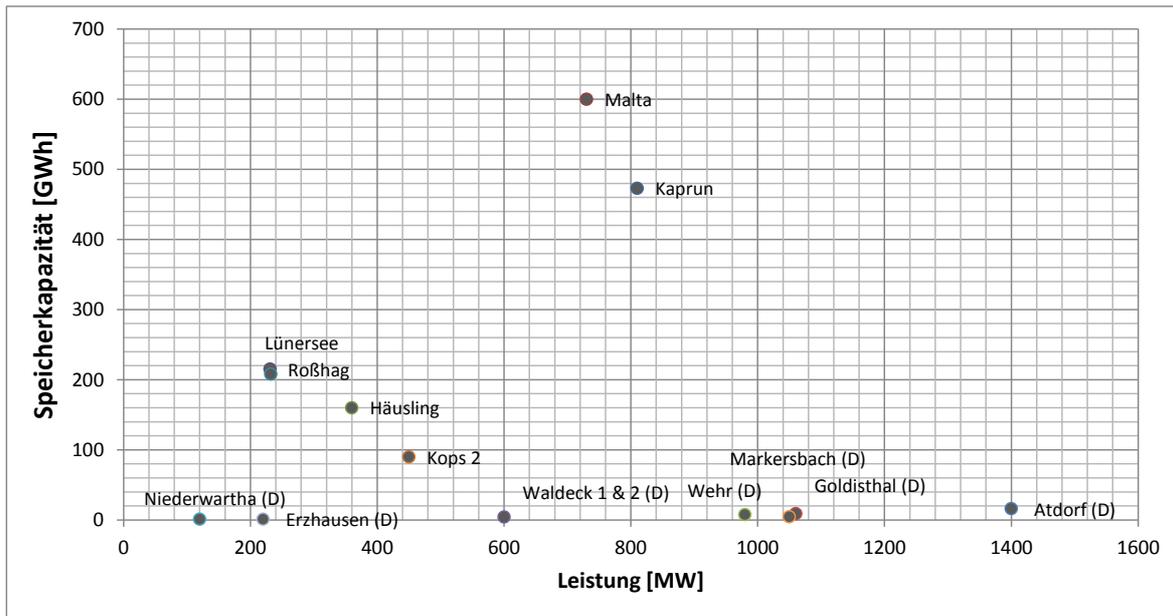


Abbildung 3: Ausgewählte Pumpspeicher in Österreich und Deutschland

4.2.1 Techno-ökonomische Parameter

Für die Modellierung im HiREPS-Modell sind die techno-ökonomischen Parameter von Speichern und Pumpspeichern relevant. Hierzu zählen einerseits die Anschlussleistungen, Speicherkapazitäten und Wirkungsgrade existierender Anlagen in Europa. Für die Simulation des zukünftigen Kraftwerksparks sind jedoch zusätzlich auch die Investitionskosten und Wirkungsgrade zukünftiger Anlagen relevant. Internationale Studien zeigen, dass die Zyklen-Wirkungsgrade von Pumpspeichern zwischen 63 und 87 % liegen, vgl. (VDE 2009) (Beaudin u. a. 2010) (Chen u. a. 2009) (Díaz-González u. a. 2012). Unsicherheiten ergeben sich bezüglich der Investitionskosten, da diese von der Anschlussleistung, der Speicherkapazität sowie den Voraussetzungen am Standort abhängen. In internationalen Studien werden die spezifischen Investitionskosten von Pumpspeichern auf 500 bis 1500 €/kW geschätzt (Chen u. a. 2009) (Kaldellis, Zafirakis, und Kavadias 2009).

Abbildung 4 zeigt die spezifischen Investitionskosten einer Auswahl von Pumpspeicherprojekten in Europa. Es zeigt sich eine Kostenspanne, die von 500 €/kW bis über 2000 €/kW reicht (Deane, Ó Gallachóir, und McKeogh 2010). Bei den Anlagen im unteren Bereich handelt es sich überwiegend um Erweiterungen existierender Anlagen (z. B. Kops II, Limberg II), wobei die oberen Werte Neu-Errichtungen sind.

Pumpspeicher können neben dem Lastmanagement auch zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen eingesetzt werden. Mit einer Ansprechzeit von wenigen Minuten aus dem Stillstand sind sie in der Lage, sowohl Sekundär- als auch Tertiärregelleistung (Minutenreserve) bereitzustellen.

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

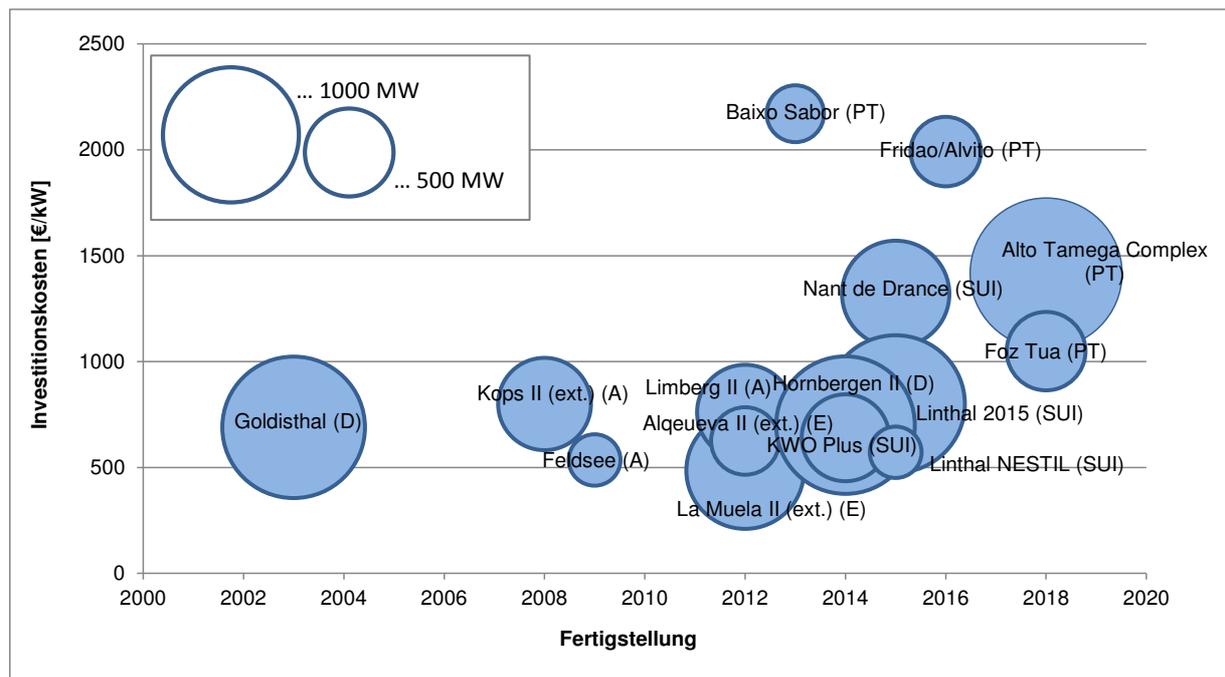


Abbildung 4: Investitionskosten von Pumpspeicherprojekten in Europa (Deane, Ó Gallachóir, und McKeogh 2010)

4.3 Druckluftspeicher

Druckluftspeicherkraftwerke stellen eine interessante Alternative zu Pumpspeicherkraftwerken dar, zumal die sichtbaren Eingriffe in die Natur geringer sind. Es wird zwischen zwei Typen von Druckluftspeicher-Kraftwerken unterschieden: den diabaten und den adiabaten Druckluftspeichern.

4.3.1 Diabate Druckluftspeicher

Bei diabaten Druckluftspeicherkraftwerken (Compressed Air Energy Storage – CAES) handelt es sich im Prinzip um herkömmliche Gasturbinen-Spitzenlastkraftwerke. Mit Hilfe von überschüssiger elektrischer Energie wird ein Motor und in weiterer Folge ein Kompressor angetrieben, der Luft verdichtet und anschließend in einen Speicher leitet (Crotogino 2003). Die Luft wird bei etwa 50 – 70 bar gespeichert (Oertel 2008). Die bei der Kompression entstehende Wärme wird ungenutzt abgeführt. Als Speicher kommen zumeist Formationen im Untergrund in Frage, wie zum Beispiel Salzkavernen, Aquifer-Strukturen und aufgelassene Bergwerke. Je nach Bedarf wird die komprimierte Luft aus dem Speicher entnommen und einer Gasturbine zugeführt (Crotogino 2003). Die aus dem Speicher entnommene Luft muss durch die Zugabe eines Brennstoffes (Erdgas) wieder erhitzt werden (BINE 2007), um einem Vereisen der Turbine entgegenzuwirken (Oertel 2008). Abbildung 5 zeigt eine schematische Darstellung eines diabaten Druckluftspeichers.

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Die gespeicherte Energie von Druckluftspeicherkraftwerken steht bereits nach 10 Minuten mit voller Leistung zur Verfügung (Crotagino 2003). Generell kommen Druckluftspeicherkraftwerke für dieselben Einsatzbereiche wie Pumpspeicherkraftwerke in Frage.

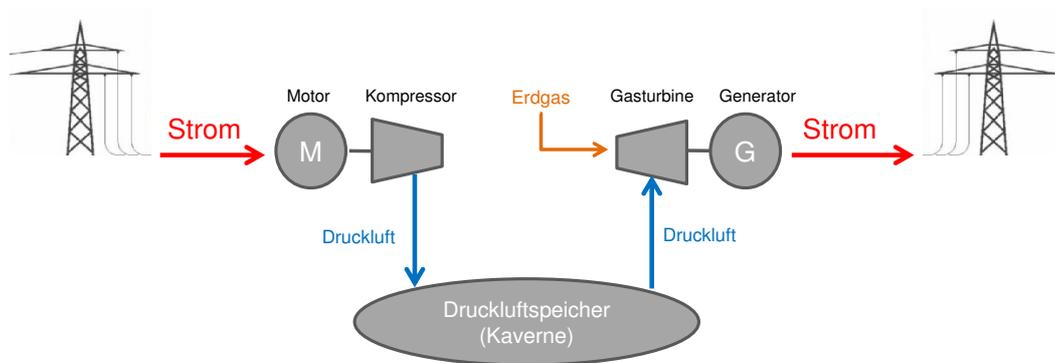


Abbildung 5: Schema Druckluftspeicher

Weltweit wurden bisher erst zwei diabate Druckluftspeicherkraftwerke realisiert. Es sind dies die Anlagen in Huntorf (D) und in McIntosh (USA). Deren technische Parameter (BINE 2007) sind in Tabelle 1 angeführt.

Tabelle 1: Druckluftspeicherkraftwerke Huntorf & McIntosh (BINE 2007)

	Huntorf (D)	McIntosh (USA)
Inbetriebnahme	1978	1991
Speicher	zwei zylindrische Salzkavernen mit je 150 000 m ³ in 600 – 800 m Tiefe (Höhe 200 m, Durchmesser 30 m)	Salzkaverne 538 000 m ³ in 450 – 750 m Tiefe
Elektrische Leistung	290 MW für 2 h	110 MW für 26 h
Energieaufwand für 1 kW _{el}	0,8 kWh Strom 1,6 kWh Gas	0,69 kWh Strom 1,17 kWh Gas
Speicherwirkungsgrad	42 %	54 %
Druckspiel	50 – 70 bar	45 – 76 bar
Anmerkung	Weltweit erste Anlage	Erste Anlage mit Rekuperator

4.3.2 Adiabate Druckluftspeicher AA-CAES

Die Entwicklung von adiabaten Druckluftspeicherkraftwerken (Advanced Adiabatic-Compressed Air Energy Storage – AA-CAES) soll den niedrigen Nutzungsgraden von diabaten Druckluftspeicherkraftwerken entgegenwirken. Dabei werden Nutzungsgradverluste durch adiabate Druckluftspeicherung reduziert. Neben der Luft wird bei adiabaten Druckluftspeicherkraftwerken die bei der Kompression entstehende Wärme adiabatisch zwischengespeichert und bei Entnahme der gespeicherten Luft wieder zugeführt (siehe Abbildung 6). Auf diese Weise kann auf den Einsatz von Erdgas gänzlich verzichtet und Nutzungsgrade von bis zu 70 % erreicht werden. Bisher ist noch kein

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Druckluftspeicherkraftwerk dieser Art in Betrieb, jedoch wird die Entwicklung intensiv vorangetrieben (BINE 2007) (Stefan Zunft u. a. 2006).

Die Errichtung eines adiabaten Druckluftspeicherkraftwerks hängt von der Komponenten- und Prozessentwicklung in den Bereichen der Wärmespeicherung, Kompressor- und Luftturbinentechnik ab (BINE 2007). Kompressoren müssen Temperaturen von etwa 650 °C und Drücken von 100 – 200 bar standhalten und kurze Anfahrzeiten garantieren. Die derzeit verfügbaren Kompressoren erfüllen diese Anforderungen nicht. Für die Speicherung der bei der Kompression entstehenden Wärme mit einem Temperaturniveau von 50 – 650 °C kommen derzeit sensible Wärmespeicher, wie z. B. Feststoffspeicher (z. B. Beton, Naturstein) oder Flüssigspeicher (z. B. Öle, Flüssigsalze), in Frage. Thermochemische Speicher und Phasenwechselmedien sind aufgrund der hohen Temperaturniveaus nicht geeignet (Neupert u. a. 2009). Wesentliche kritische Punkte bei der Entwicklung von adiabaten Druckluftspeicherkraftwerken sind (Wietschel u. a. 2010):

1. Entwicklung adiabater Verdichter (Material, Materialbeanspruchung, Rotordynamik),
2. Untersuchung der Druckwechselfestigkeit von Kavernen,
3. Entwicklung kostengünstiger und druckfester nicht abrasiver Hochtemperaturspeicher,
4. Thermodynamische Optimierung der Druckluftspeicherkraftwerke hinsichtlich thermischer Speicherung und
5. Entwicklung alternativer Anlagenlayouts von adiabaten Druckluftspeicherkraftwerken für den Einsatz von marktnahen Kompressor- und Turbinentechnologien.

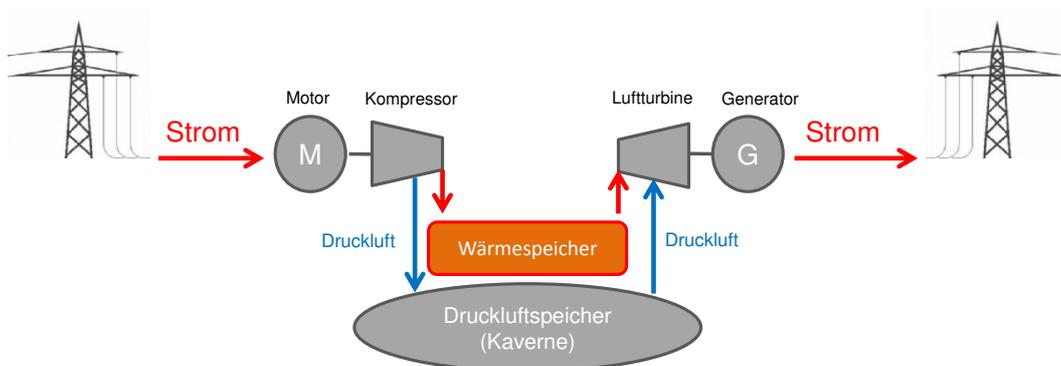


Abbildung 6: Schema diabater Druckluftspeicher

4.3.3 Techno-ökonomische Parameter

Da bis heute noch keine AA-CAES realisiert wurden, können die Investitionskosten nur geschätzt werden. Aufgrund des ähnlichen Aufbaus können die Kosten des CAES teilweise als Referenz herangezogen werden. Weltweit wurden bis dato erst zwei diabate Druckluftspeicherkraftwerke realisiert. Bei Abschätzungen der Investitionskosten muss daher auf die Kosten dieser Anlagen zurückgegriffen werden bzw. auf Einschätzungen von Experten vertraut werden. Beide diabaten CAES wiesen Investitionskosten in der Höhe von etwa 500 \$/kW auf (US Dollar 2010) (Sameniego Seta 2010). Schätzungen bezüglich aktueller Investitionskosten von diabaten CAES in Europa schwanken zwischen 600 und 1000 €/kW (Mauch, Metzger, und Staudacher 2009); (Wietschel u. a.

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische
Forschungsförderungsgesellschaft FFG

2010). Die Bandbreite ergibt sich vor allem aus den Unsicherheiten bezüglich der Gegebenheiten am Standort. Diese betreffen die Frage, ob bereits eine Kaverne vorhanden ist, welches Kavernenvolumen angestrebt wird und welche bergbaulichen Maßnahmen für eine Nutzung als Speicher noch erforderlich sind.

Der Hauptunterschied zwischen CAES und AA-CAES besteht im thermischen Speicher. In Anbetracht der oben beschriebene Komplexität dieser Komponente muss hier mit deutlich höheren Investitionskosten gegenüber diabaten Systemen gerechnet werden. Die Schätzung erstrecken sich hierbei von 20 – 30 % (VDE 2009) bis hin zu 50 % (Mauch, Metzger, und Staudacher 2009) Mehrkosten gegenüber dem diabaten CAES.

Aufgrund der geringen Anfahrtzeit von 10 – 15 min können Druckluftspeicher auch Tertiärregelleistung (Minutenreserve) bereitstellen.

4.4 Power-to-Gas

Ein vergleichsweise neuer Ansatz zur Speicherung elektrischer Energie ist die Speicherung in Form von gasförmigen Brennstoffen. Diese Konzepte werden Power-to-Gas genannt. Man unterscheidet hierbei zwei Optionen: die Speicherung in Form von Wasserstoff (H₂) und die Speicherung in Form von Methan (CH₄).

4.4.1 Power-to-Gas – Wasserstoff (H₂)

Wasserstoff lässt sich zur Speicherung elektrischer Energie einsetzen. Hierbei wird durch Elektrolyse mit elektrischer Energie Wasserstoff erzeugt, welcher verdichtet und in Druckbehältern gespeichert wird. Die elektrolytische Herstellung von Wasserstoff lässt sich durch Formel 1 beschreiben. Der Nutzungsgrad der elektrolytischen Herstellung von Wasserstoff bewegt sich zwischen 62 und 80 % (M. Sterner 2009) (Dickinson u. a. 2010).



Prinzipiell lassen sich Wasserstoffspeicher sowohl zentral, im Kraftwerksmaßstab, als auch dezentral, als Kleinanlagen, realisieren. Für Anlagen im Kraftwerksmaßstab können zur Speicherung ehemalige Erdgasspeicher, Aquifere und Salzkavernen in Betracht gezogen werden. Letztere werden derzeit für potentielle zukünftige Wasserstoffspeicher favorisiert. Salzkavernen ermöglichen hohe Ein- und Auslagerungsraten, häufige Umschläge und benötigen nur einen geringen Mindestdruck im Speicher. Dieser so genannte Kissengasanteil definiert jene Menge an Gas, die bei der Auslagerung noch im Speicher verbleiben muss. Wegen der hohen Energiedichte des Energieträgers ist dieser Umstand bei der Speicherung von Wasserstoff ein entscheidender Vorteil. Die Rückverstromung des Wasserstoffs kann in Gasturbinen oder GuD-Anlagen erfolgen (siehe Abbildung 7).

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

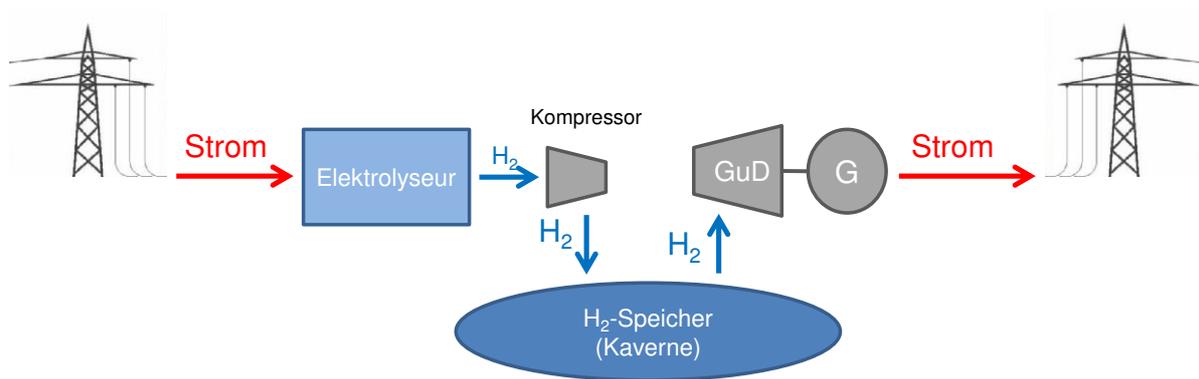


Abbildung 7: Schema Wasserstoffspeicher

Wasserstoff besitzt zwar eine hohe massenbezogene Energiedichte, die volumenbezogene Energiedichte ist jedoch relativ gering. Bei der Wasserstoffspeicherung muss deswegen mit hohen Druckniveaus gearbeitet werden. Bei entsprechender Teufenlage kann der Wasserstoff bei einem Maximaldruck von 160 – 180 bar gespeichert werden. Unter diesen Bedingungen lässt sich bei gleichem Kavernenvolumen deutlich mehr Energie speichern als in Druckluftspeichern. Daher sind Wasserstoffspeicher nicht nur als Tagesspeicher, sondern auch als Wochen-, Monats- oder sogar Jahresspeicher einsetzbar.

4.4.2 Power-to-Gas – Methan (CH₄)

Neben dem Einsatz von Wasserstoff als Energiespeicher für Strom aus fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen wird auch die synthetische Erzeugung von Erdgas (erneuerbarem Methan) aus fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen in Betracht gezogen. Hierbei wird zunächst die elektrolytische Erzeugung von Wasserstoff mittels Strom aus fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen durchgeführt, um dann in der Methanisierung durch Zugabe von Kohlendioxid (CO₂) erneuerbares Methan (EE-CH₄) zu erzeugen (M. Sterner 2009).

Erneuerbares Methan kann in das Erdgasnetz bzw. Erdgasspeicher eingespeist werden und unterschiedlichen Anwendungen wie Erdgas zur Verfügung gestellt werden. So kann das erneuerbare Methan z. B. für die Erzeugung von Strom und Wärme in einem Gas- und Dampfkraftwerk (GuD-Kraftwerk), im Transportsektor oder in industriellen Prozessen eingesetzt werden (M. Sterner 2009).

Wesentlicher Vorteil von Methan im Vergleich zu Wasserstoff ist die höhere volumetrische Energiedichte von 9,97 kWh/m³ (im Vergleich dazu Wasserstoff 3 kWh/m³). Jedoch besitzt Methan im Vergleich zu Wasserstoff mit 13,8 kWh/kg eine niedrigere gravimetrische Energiedichte (im Vergleich dazu Wasserstoff 33,3 kWh/kg). Des Weiteren kann Methan direkt in das bestehende Erdgasnetz eingespeist werden und so eine sehr große Speicherkapazität nutzen (M. Sterner 2009). In Österreich betrug die Speicherkapazität der auf österreichischem Bundesgebiet befindlichen Erdgasspeicher im Jahr 2007 etwa 169 PJ und sollte laut damaligen Prognosen bis 2011 auf etwa 233 PJ und bis 2015 auf etwa 317 PJ erweitert werden (Maurer, 2007).

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Die Herstellung von erneuerbarem Methan mittels Strom aus fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen umfasst 2 wesentliche Transformationsschritte:

1. Elektrolytische Herstellung von H₂ (Elektrolyse)
2. Methanisierung von H₂ zu erneuerbarem Methan (Methanisierung)

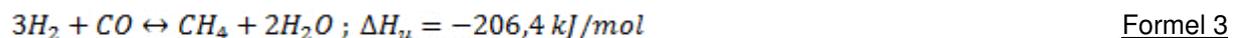
Die Elektrolyse wurde oben bereits beschrieben. Die energetischen Umwandlungswirkungsgrade liegen hier zwischen 62 und 80 % (M. Sterner 2009) (Dickinson u. a. 2010).

Die Methanisierung ist Stand der Technik im Bereich der Kohlevergasung und ist Gegenstand von Forschungstätigkeiten im Bereich der Vergasung von Biomasse. Die energetische Effizienz der Methanisierung bewegt sich zwischen 75 und 85 % und ist ein katalytischer Prozess bei Temperaturen zwischen 180 und 350°C und Drücken zwischen 1 und 100 bar. Die Methanisierung mittels CO₂ (Formel 4) ist eine Kombination aus dem endothermen Prozess der umgekehrten Wassergas-Shift-Reaktion (Formel 2) und dem exothermen Prozess der Methanisierung mit Kohlenmonoxid (CO) (Formel 3) (M. Sterner 2009).

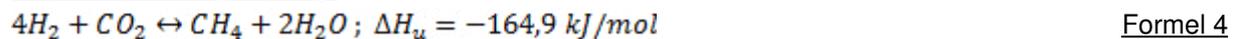
Prozess 1: umgekehrte Wassergas-Shift-Reaktion (endotherm):



Prozess 2: Kohlenmonoxid-Methanisierung (exotherm):



Gesamtreaktionsgleichung:



Als mögliche CO₂-Quellen für die Methanisierung werden fossile Kraftwerke, CO₂-Speicher (Carbon Capture Storage – CCS), Biogasanlagen und industrielle Prozesse und CO₂ aus der Luft untersucht (M. Sterner 2009).

Neben der Erzeugung von erneuerbarem Methan aus H₂ und CO₂ wäre auch die Erzeugung von Dimethylether (C₂H₆O), erneuerbarem Kerosin (C₁₀H₂₂ bis C₁₆H₃₄) oder Fischer-Tropsch-Kraftstoffen möglich. In einem weiteren Schritt wäre auch die Herstellung von Methanol (CH₄O), Ethanol (C₂H₆O) und Ethylen (C₂H₄) möglich (M. Sterner 2009).

Das gewonnene erneuerbare Methan kann ins vorhandene Erdgasnetz eingespeist werden, wo es dann in Erdgasspeichern gespeichert wird und bei Bedarf über konventionelle thermische Kraftwerke (z. B. GuD-Kraftwerk oder BHKW) wieder verstromt werden kann (siehe Abbildung 8).

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

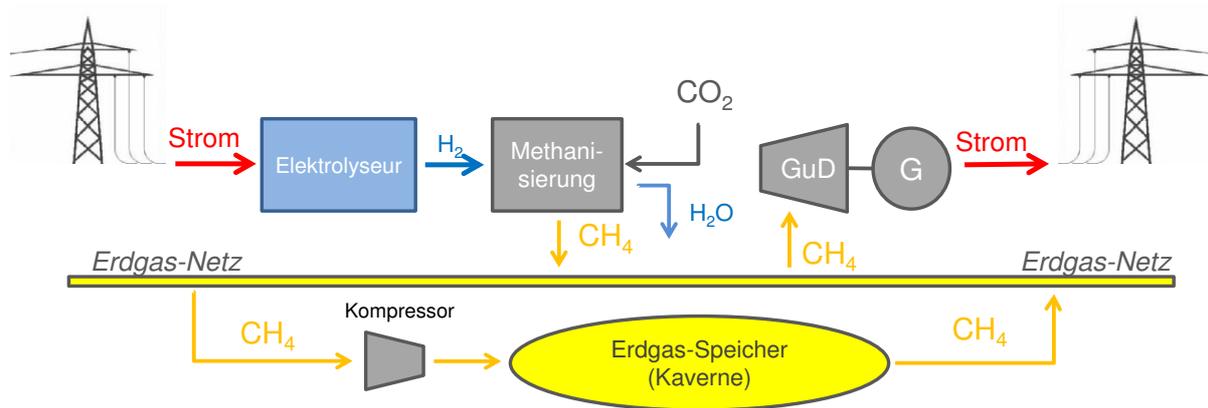


Abbildung 8: Schema Power-to-Gas Methan

Das Einsatzgebiet dieses Konzepts liegt in der großtechnischen Langzeitspeicherung fluktuierender erneuerbarer Erzeugung. Seine Stärke liegt darin, dass bei der Verwendung von Methan als Speichermedium auf eine vorhandene Infrastruktur mit sehr großer Speicherkapazität zurückgegriffen werden kann. Über das bestehende Erdgasnetz lassen sich auch große Energiemengen von den Erzeugungs- zu den Verbraucherzentren transportieren, wo sie dann in thermischen Kraftwerken verfeuert werden können. Diesen Vorteilen steht jedoch der geringe Nutzungsgrad gegenüber.

4.4.3 Techno-ökonomische Parameter

Da noch keine großtechnischen Anlagen für Power-to-Gas realisiert wurden, muss bei den Parametern auf Konzeptstudien und Experten-Schätzungen zurückgegriffen werden. Hierbei sind sowohl bei den Wirkungsgraden als auch bei den Investitionskosten die einzelnen Prozesskomponenten zu berücksichtigen. Bei H₂ sind dies die Elektrolyse, die Verdichtung und die Rückverstromung in thermischen Kraftwerken. Bei CH₄ kommt nach der Elektrolyse die Methanisierung hinzu. Auch hier fallen zur Speicherung Kompressionsverluste an, und die Rückverstromung erfolgt in thermischen Kraftwerken. Die Umwandlungswirkungsgrade sind in Tabelle 3 zusammengefasst. Für den Gesamtwirkungsgrad ergibt sich hierbei bei Wasserstoff eine Bandbreite von 18 bis 46 % und bei Methan von 16 – 39 %. Diese ist zum einen auf die Unsicherheiten bezüglich des technischen Standes der Umwandlungsschritte, die Annahmen bezüglich der Speicherung des Gases (Druckniveau) sowie die angenommenen Technologien bei der Rückverstromung zurückzuführen. Ähnlich liegt es bei den Investitionskosten. Auch hier gibt es Unsicherheiten bezüglich der Kosten der Komponenten (vor allem bei Elektrolyse und Methanisierung) sowie bei der Technologie für die Rückverstromung. Dementsprechend ergibt sich für H₂ eine Spanne von 800 bis 1600 und bei CH₄ von 1300 bis 2600 (ohne Berücksichtigung der Speicherkaverne).

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische
Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Tabelle 2: Investitionskosten der Komponenten bei Power-to-Gas

Komponenten	spezifische Kosten	Quelle
Elektrolyseur 2010	[€/kW] 1000	(Wietschel u. a. 2010)
Elektrolyseur "2020"	[€/kW] 500	(Wietschel u. a. 2010)
Methanisierung 2012	[€/kW] 1000	Annahme
Methanisierung 2020	[€/kW] 500	Annahme
GuD-Kraftwerk	[€/kW] 550	(Wietschel u. a. 2010)
Gasturbine	[€/kW] 300	(Wietschel u. a. 2010)
H ₂ -Speicher (Kaverne)	[€/kWh] 0,5	(Wietschel u. a. 2010)
CH ₄ -Speicher (Kaverne)	[€/kWh] 0,15	abgeleitet von (Wietschel u. a. 2010)
Gesamtkosten H₂*	[€/kW] 800-1600	
Gesamtkosten CH₄*	[€/kW] 1300-2600	

*ohne Kaverne

Tabelle 3: Wirkungsgrad der Komponenten bei Power-to-Gas

Umwandlungsschritte	Wirkungsgrad	Quelle
Elektrolyseur 2010	[%] 62 – 80	(M. Sterner 2009)
	[%] 68	(Dickinson u. a. 2010)
Methanisierung	[%] 75 – 85	(M. Sterner 2009)
	[%] 83	(Dickinson u. a. 2010)
Verstromung GuD	[%] 60	(Wietschel u. a. 2010)
Verstromung Gasturbine	[%] 40	(Wietschel u. a. 2010)
Kompression (80 – 200 bar)	[%] 85 – 95	Schnurbein 2012
Zykluswirkungsgrad H₂	[%] 18 – 46	
Zykluswirkungsgrad CH₄	[%] 16 – 13	

4.5 Überblick Speichertechnologien

Die zentralen technischen und wirtschaftlichen Parameter der Speichertechnologien sind in Tabelle 4 zusammengefasst. Basierend auf diesen Werten werden die Input-Parameter für die HiREPS-Modellierung festgelegt. Abbildung 9 veranschaulicht die Wirkungsgrade der Technologien. In Abbildung 10 sind die spezifischen Investitionskosten als Funktion der Speicherkapazität dargestellt.

Tabelle 4: Technische und wirtschaftliche Parameter der im HiREPS-Modell berücksichtigten Technologien

		Pump- speicher (PSP)	Druckluft- speicher (CAES)	Adiabater Druckluft- speicher (AA-CAES)	Wasser- stoff- speicher (H ₂)	Methan- speicher (CH ₄)
Technische Parameter						
Anschlussleistung (Bereich)	[MW]	50 – 1500	100 – 400	100 – 400	50 – 400	50 – 400
Speicherkapazität (Bereich)	[MWh]	>400	400 – 2000	500-2000	>1000	>1000
Wirkungsgrad pro Zyklus	[%]	67 – 84	42 – 54	60 – 70	19 – 46	16 – 39
Lebensdauer	[Jahre]	30 – 50	20 – 30	20 – 30	20 – 30	20 – 30
Investitionskosten						
leistungsabhängig	[€/kW]	500 – 1200	500 – 700	750 – 900	850 – 1600	1300 – 2600
kapazitätsabhängig	[€/kWh]	10 – 60	31 – 70	40 – 80	0,5	0,15

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

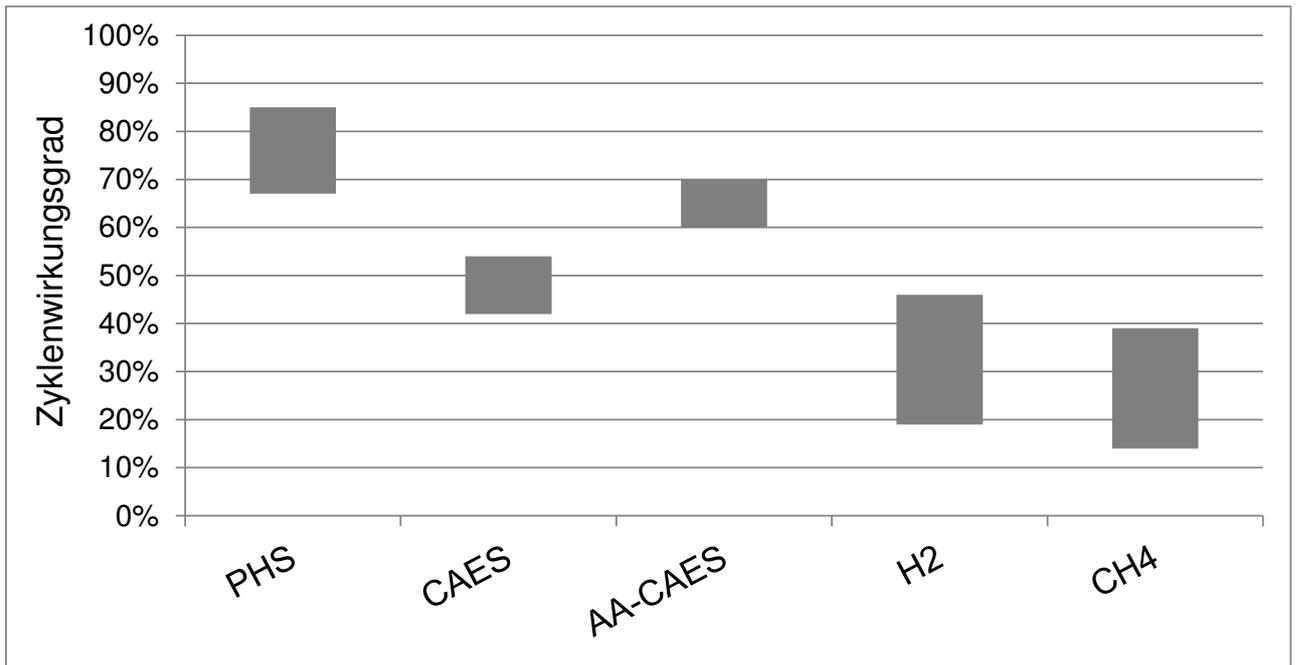


Abbildung 9: Wirkungsgrade der im HiREPS-Modell berücksichtigten Speichertechnologien

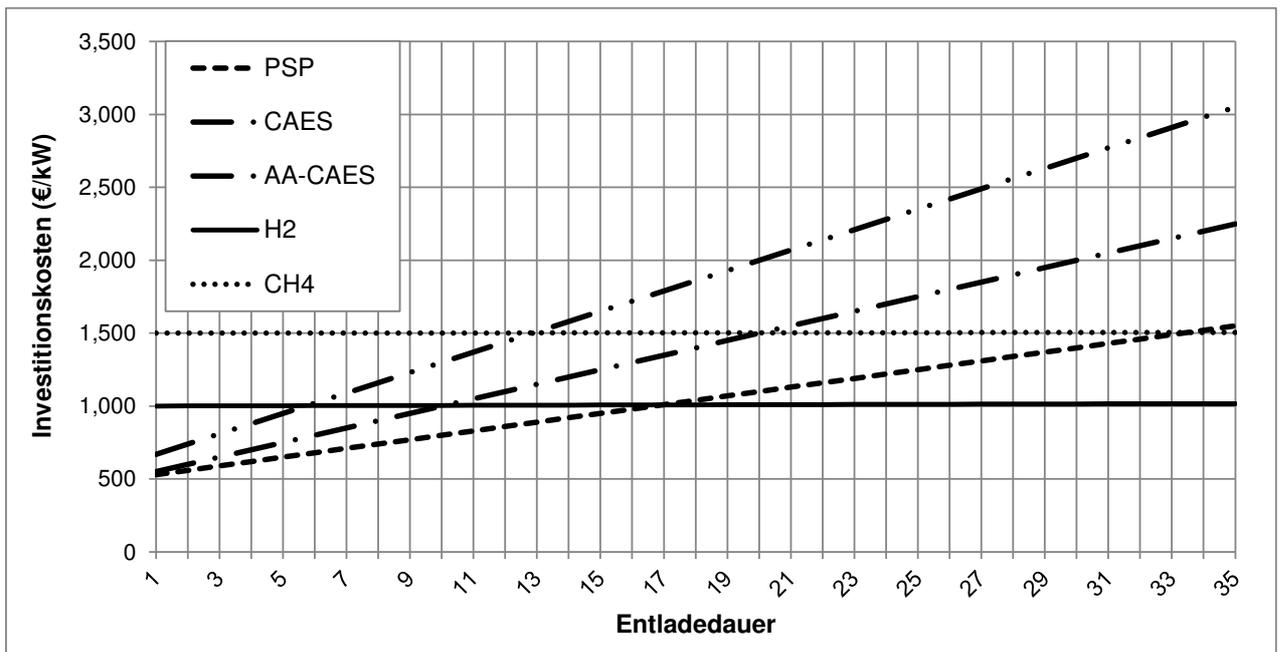


Abbildung 10: Investitionskosten der Speichertechnologien in Abhängigkeit von der Speicherkapazität

Als Speichertechnologien für die Simulation in HiREPS (Task 1.3) wurden Pumpspeicherausbau und Neubau, Power-to-Gas, adiabate Druckluftspeicher ausgewählt und mit den konkurrierenden Technologien *Power-to-Heat*, industrielles Lastmanagement und gesteuertes Laden von Elektroautos verglichen.

4.6 Speicherpotentiale

4.6.1 Pumpspeicher

In (Gimeno-Gutiérrez, Lacal-Arántegui, und European Commission 2013) ist das realisierbare Pumpspeicher-Potential für Österreich und Deutschland wie folgt angegeben:

max. Abstand zw. den Reservoirs → Szenario ↓	3 km	5 km	10 km	20 km	derzeit ausgebaut
T1 Österreich	3	4	102	283	125
T2 Österreich	52	120	439	1747	
T1 Deutschland	0	0	5	14	39
T2 Deutschland	71	139	320	804	

Tabelle 5: Pumpspeicherpotential [GWh] (Gimeno-Gutiérrez, Lacal-Arántegui, und European Commission 2013)

Die gewählten Vorgaben sind: mind. 100 000 m³ Kapazität, mind. 150 m Hub, mind. 500 m Abstand zu Siedlungsgebieten, mind. 200 m Abstand zu Verkehrsinfrastruktur, mind. 500 m Abstand zu UNESCO-Gebieten, max. 20 km Abstand zu existierendem Übertragungsnetz sowie Ausschluss von Natura-2000-Naturschutzgebieten.

In T1 wird das Potential für Pumpspeicherkraftwerke zwischen zwei existierenden Reservoirs betrachtet, in T2 das für Pumpspeicherkraftwerke zwischen einem existierenden und einem zu errichtenden Reservoir („The second reservoir could be on a flat or non-sloping area, by digging or building shallow dams, on a depression or in a valley.“) Talverbau wird aber wegen des starken Einflusses auf die Umwelt nicht berücksichtigt. Ebenso wenig sind in T1 und T2 das Meer, Flüsse und aufgelassene Bergwerksstollen als Reservoirs vorgesehen.

Eine überschlagsmäßige Schätzung des Pumpspeicher-Potentials in Deutschland (Schlenkhoff und Heinz 2011), die von einer Schätzung im Regierungsbezirk Arnsberg ausgeht, kommt auf ein deutschlandweites theoretisches Potential von 2000 GWh. Das doch erstaunlich hohe Potential kommt durch Hügel und Mittelgebirge zustande.

Wenn man 20 Stunden Verlagerungsdauer annimmt, entsprechen 2000GWh2000 GWh an Speicherkapazität einer installierten Leistung von 100 GW an Pumpspeichern.

Mit Pumpspeicher- und Netzausbau beschäftigt sich (Berg u. a. 2013): Die Sensitivitätsanalyse, die den Einfluss von Netzausbau und Ausbau von Wasserkraft (sowohl Pumpspeicher- als auch Laufwasserkraft) in verschiedenen Szenarien (geringer/starker Windkraft-Ausbau, zwei Einschätzungen bezüglich möglichem Wasserkraft-Ausbau) in Deutschland, Österreich und der Schweiz untersucht, kommt zum Ergebnis, dass bei steigender Erzeugung durch Windkraft Kosten-

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

und CO₂-Ersparnisse sowohl durch Netzausbau als auch durch Ausbau von Pumpspeichern zu erzielen sind. Die besten Ergebnisse werden bei gleichzeitigem Netz- und Pumpspeicherausbau erreicht.

4.6.2 Druckluftspeicher (compressed air energy storage, CAES)

(Bullough u. a. 2004) kommen bezüglich des Nutzens von Druckluftspeichern zum Schluss, dass der Einsatz von Druckluftspeichern vor allen in den Niederlanden, aber auch in Deutschland (im Gegensatz zu alpinen Ländern wie Österreich) wirtschaftlich vorteilhaft wäre.

In (Haubrich u. a. 2007) wurden potentielle Standorte auf ihre Eignung untersucht. Dabei wurden 10 Standorte mit einer Gesamtbewertung von > 87 % (Produkt verschiedener bewerteter Eignungsfaktoren) identifiziert (Anlage 17). Die wirtschaftlich optimale Dimensionierung wird bei einer Kompressorleistung von ca. 160 MW, einer Generatorleistung von 250 bis 400 MW (wobei derzeit zur Erhöhung der Effizienz Erdgas zugefeuert wird; adiabate Ausführungen ohne Zufeuerung sind aber in Planung) und einem Speichervolumen von 1 bis 3 Mio. m³ angegeben. Die Größenordnung der Speicherkapazität von 6000 MW CAES wird als Tagesspeicher angegeben.

Die Ergebnisse der wirtschaftlichen Betrachtung besagen, dass auf Basis der Verhältnisse des Jahres 2005

- die wirtschaftlich optimale Dimensionierung bei 300 bis 400 MW Generatorleistung liegt,
- Vermarktung von Fahrplanenergie nur bei unrealistischer Verbilligung von Erdgas wirtschaftlich wäre,
- bei ausschließlicher Vermarktung von Minutenreserve Gewinn erzielt werden kann (wobei die Situation unsicher ist und sich in Abhängigkeit von Gaspreisen schnell ändern kann),
- der Betrieb von CAES im Kombination mit Windparks wirtschaftlich sein kann,
- CAES zur Netzentlastung eingesetzt werden kann, dies aber unwirtschaftlicher ist als konventionelle Netzverstärkung.

4.6.3 Gasspeicher

Wasserstoff-Elektrolyse mit Überschussstrom aus fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen (üblicherweise Windstrom) und ggf. angeschlossene Methanisierung (Power-to-Gas, PtG) erlaubt die erneuerbare Erzeugung von Wasserstoff- bzw. Methangas, das ins bestehende Gasnetz eingespeist und auch gespeichert werden kann. Derzeit können in Österreich ca. $7,8 \cdot 10^9$ m³ und in Deutschland ca. $2,2 \cdot 10^{10}$ m³ Gas gespeichert werden („GSE Storage Map“ 2014). Bei einem angenommenen Brennwert von 10 kWh/m³ entspricht das ohne Berücksichtigung von Speicherverlusten bei Umsetzung in elektrische Energie mittels

- Gasturbinen (Annahme: 30 % Gesamtwirkungsgrad bezogen auf den Brennwert):
23 400 GWh (Österreich) und 66 000 GWh (Deutschland), gesamt 89 400 GWh;

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische
Forschungsförderungsgesellschaft FFG

- GuD-Kraftwerken (Annahme: 60 % Gesamtwirkungsgrad bezogen auf den Brennwert):
46 800 GWh (Österreich) und 132 000 GWh (Deutschland), gesamt 178 800 GWh.

In (Jentsch, Trost, und Sterner 2014) wird für ein Szenario mit 85 % erneuerbaren Energieträgern in Deutschland das wirtschaftliche Optimum bei 6 bis 12 GW PtG-Nutzung angegeben.

5 HiREPS-Modell des Strom- und Wärmesystems

Autoren: Gerhard Totschnig, Ricki Hirner

5.1 Modell-Überblick

Beim Modell HiREPS (High Resolution Renewable Energy Power System) handelt es sich um ein Optimierungsmodell des österreichischen und deutschen Strom- und Wärmesystems, der Elektromobilität und des industriellen Lastmanagements in stündlicher Auflösung. Es beinhaltet eine sehr detaillierte Modellierung aller konventionellen und zukünftig als vielversprechend geltenden Technologien in diesen Sektoren.

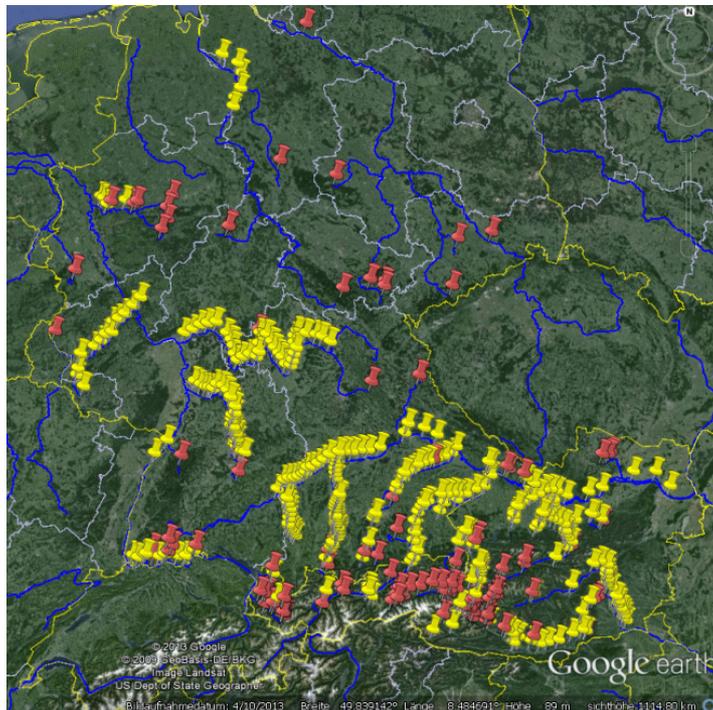


Abbildung 5-1: Darstellung der über 400 im HiREPS-Modell für Deutschland und Österreich detailliert modellierten Wasserkraftwerke. Die roten Pins stehen für Speicher- und Pumpspeicher-Kraftwerke, die gelben Pins für Laufwasserkraftwerke. Die großen Flüsse sind als blaue Linien dargestellt.

Von Seiten der Stromerzeugung sind alle Wasserkraftwerke größer 10 MW (sowohl Laufwasser als auch Pump-/Speicherkraftwerke – siehe Abbildung 5-1), Energieanlagen mit variablen erneuerbaren Energieträgern (Wind-, Solarenergie) sowie konventionelle und erneuerbare thermische Gas-,

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Steinkohle-, Braunkohle-, Kernenergie-, Biomasse- und Müllverbrennungsanlagen in einem hohen Detailgrad (d. h. inklusive Startkosten, Minimallast und Reduktion der Effizienz bei Teillast etc.) implementiert. Wärmeseitig ist der Fernwärmesektor mit Kraftwärmekopplungskraftwerken (Gegendruck- und Entnahmedampfanlagen) sowie anderen zentralen Wärmeerzeugern repräsentiert und die Sektoren mit dezentraler Wärmebereitstellung durch mittlere bis kleine Heizungen (z. B. Gas, Biomasse, Solarthermie, Wärmepumpen, Strom-Zusatzheizregister) auf Haushaltsebene implementiert. Des Weiteren ist in HiREPS der Ausbau wärmeseitiger zentraler und dezentraler Speichertechnologien berücksichtigt.

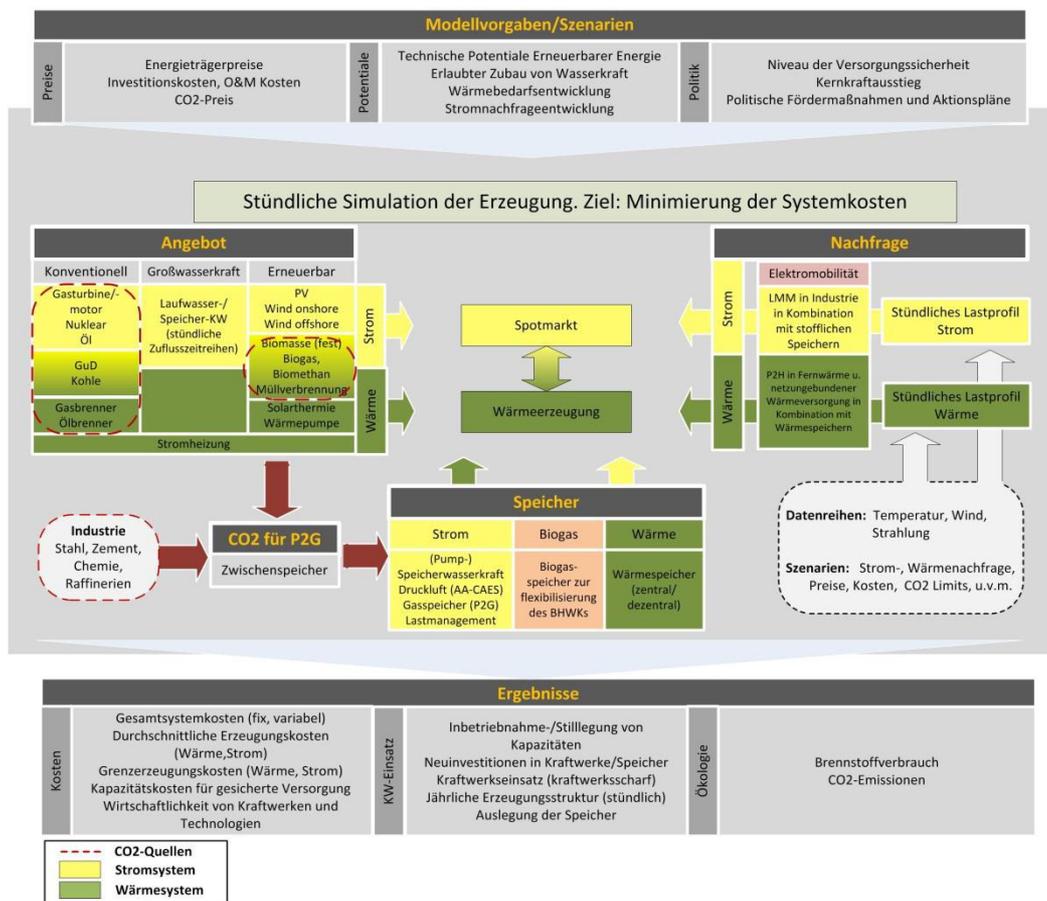


Abbildung 5-2: Schema des HiREPS-Modells

Für die ökonomisch optimale Auslegung von verschiedenen Möglichkeiten der Nachfrageflexibilisierung ist es wichtig, nicht eine Stadt oder Region isoliert zu betrachten, sondern den gesamten österreichischen und deutschen Strommarkt zu berücksichtigen, da die Variabilität der gemeinsamen Strompreise für den Einsatz, die Auslegung und die Wirtschaftlichkeit der Last-Management-Maßnahmen (LMM) entscheidend ist. Einerseits gleichen die Spotmarktpreise an der österreichischen Strombörse EXAA weitgehend denen an der internationalen Strombörse EPEX (Strompreis für Deutschland) und andererseits ist der Kraftwerkseinsatz in Österreich maßgeblich von der Energiewende in Deutschland bestimmt. Aus diesem Grund werden in dieser Studie Szenarien des österreichischen und deutschen Strom- und Wärmesystems gemeinsam simuliert.

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische
Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Die obige Abbildung 5-2 zeigt einen Überblick über den Aufbau des Modells. HiREPS besteht aus verschiedenen Modulen, welche die technisch-wirtschaftlichen Eigenschaften verschiedener Systemaspekte abbilden:

- Kraftwerkseinsatz-Simulationsmodell der Wasserkraft und (Pump-)Speicherausbau
- Kraftwerkseinsatz-Simulationsmodell der kalorischen Kraftwerke
- Simulationsmodell für das Fernwärmesystem und die Kraftwärmekopplung
- Simulationsmodell für verschiedene Sektoren der dezentralen Wärmezeugung
- Simulationsmodell für die Übertragungsnetze (nicht in diesem Projekt)
- Power-to-Gas (P2G)
- Biogas, Biomethan
- Adiabate Druckluftspeicher
- Lastmanagement in Industrie und Haushalten
- Elektromobilität
- Tool zur Berechnung der Wetterdaten (Solar, Wind, Temperatur)

5.2 Genereller Modellansatz

Die Zielfunktion des HiREPS-Modells ist die Minimierung der Gesamtsystemkosten (d. h. Abschreibungskosten für Investitionen, jährliche Fixkosten und anfallende variable Kosten wie Brennstoff-, Betriebs- und Wartungskosten) der Strom- und Wärmezeugung in Österreich und Deutschland. Als Nebenbedingung für zukünftige Szenarien gilt ein exogen vorgegebenes CO₂-Emissionslimit für das Gesamtsystem. Das HiREPS-Modell geht von der Annahme perfekten Wettbewerbs aus und betrachtet keine Effekte, welche durch Ausübung von Marktmacht zustande kämen. Aus dieser Annahme folgt, dass der modellierte kostenminimale Kraftwerkseinsatz aller Anlagen genau jenem Fahrplan entspricht, welchen profitmaximierende Unternehmen bei perfektem Wettbewerb wählen würden. Die Modellergebnisse sind somit als eine Simulation des zu erwartenden zukünftigen Kraftwerkseinsatzes und dem aller übrigen Komponenten (Power-to-Heat, Speicher-, Wärmezeugung) zu betrachten, die sich bei den stündlichen Strom- und Fernwärmepreisen, wie sie aus dem Modell resultieren, einstellen würden. Das Modell berücksichtigt in diesem Projekt jedoch keine Netztarife, Steuern sowie detaillierte Stromnetzsimulationen.

5.3 Implementierung der wetterabhängigen Einspeisung aus erneuerbarer Energie

Für die dynamische Simulation zukünftiger Energiesysteme basieren alle HiREPS-Simulationsläufe auf örtlich und zeitlich konsistenten stündlichen Wettermessdaten (Windgeschwindigkeit,

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Solarstrahlung, Temperatur), Stromnachfrage- und Hydrologie-Daten der Vergangenheit, um die Windstromeinspeisung, die Solarstromeinspeisung, die Wasserkrafterzeugung, den Wärmebedarf und den Strombedarf in einem zukünftigen Strom- und Wärmesystem zu simulieren. Die Wetterdaten der Jahre 2005 – 2012 liegen als stündliche Daten verschiedener Wetterparameter für ganz Europa mit 7x7 km Auflösung vor. Unter der Annahme einer bestimmten örtlichen Verteilung von Windrädern und PV-Anlagen werden stündliche Stromerzeugungszeitreihen basierend auf den Wetterdaten berechnet. Diese Zeitreihen werden im HiREPS-Modell dann so skaliert, dass die Erzeugungszeitreihe den zu simulierenden installierten Leistungen an Wind- und PV-Anlagen entspricht. Diese Methode konnte bereits erfolgreich im Projekt AutRES100 mittels historisch gemessener Wind- und PV-Erzeugungsdaten validiert werden, siehe Kapitel 5 „Validierung der Wind- und Solarstromsimulation“ im AutRES100-Endbericht (G. Totschnig u. a. 2013).

5.4 Implementierung von Fernwärme und Kraftwärmekopplung

Anhand von realen gemessenen stündlichen Fernwärmebedarfszeitreihen von 3 Städten wurde ein Regressionsmodell entwickelt, welches basierend auf Außentemperatur, Uhrzeit, Wochentag und Datum den Fernwärmebedarf abbildet. Die folgende

Abbildung 5-3 zeigt die Ergebnisse eines Vergleichs des Regressionsmodells mit den realen Messdaten eines Fernwärmenetzes im Jänner 2010. Die Standardabweichung zwischen realen Daten und dem Fernwärmeregressionsmodell beträgt 6 %.

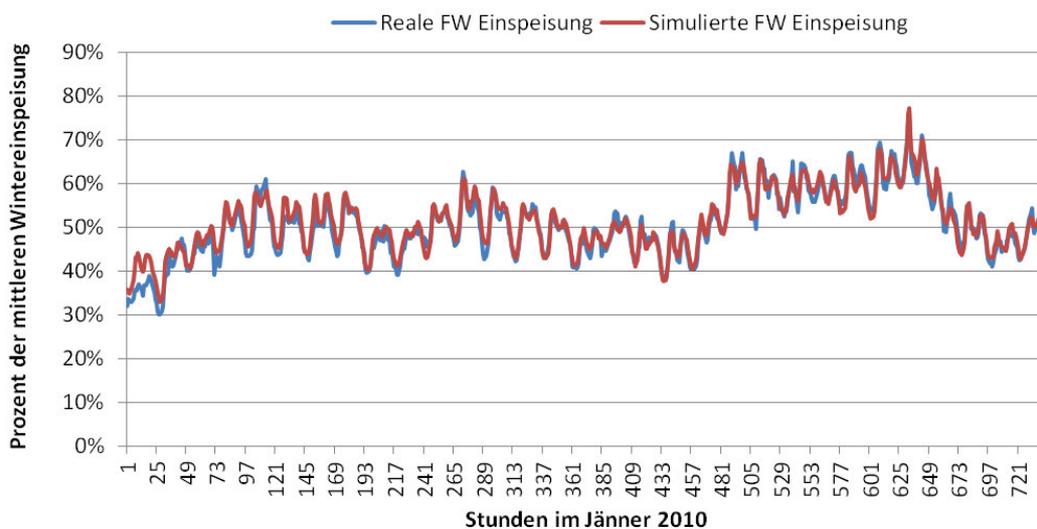


Abbildung 5-3: Regressionsmodell für den Fernwärmebedarf: Vergleich Messung mit Regressionsmodell

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische
Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Dieses Fernwärmeregressionsmodell ermöglicht es, zu einem ausgewählten Wetterjahr den passenden Fernwärmebedarf zu simulieren. Das Modell wurde entsprechend den Szenario-Annahmen zur Entwicklung des Wärmebedarfes bis zum Jahr 2050 kalibriert. Dabei wurde angenommen, dass der Warmwasserbedarf (Sommerlast) pro Kopf konstant bleibt und der Heizenergiebedarf aufgrund von Effizienzmaßnahmen sowie Klimawandel sinkt.

Die verschiedenen im Modell abgebildeten Komponenten der Fernwärmeerzeugung sind:

- GuD als Entnahmekondensationsanlage für Kraftwärmekopplung
- GuD als Gegendruckanlage für Kraftwärmekopplung
- Gasheizwerk
- Biomasse-Dampfkraftwerk als Gegendruckanlage für Kraftwärmekopplung
- Kohlekraftwerk als Entnahmekondensationsanlage für Kraftwärmekopplung
- Müllverbrennungsanlagen als Gegendruckanlage für Kraftwärmekopplung
- Solarthermieanlagen auf Freiflächen
- Elektroheizkessel
- Zentrale Fernwärmespeicher

In den Simulationsläufen bestimmt das HiREPS-Modell den kostenoptimalen Mix der verschiedenen Wärme-Erzeugungskomponenten unter Berücksichtigung der Randbedingungen wie dem CO₂-Emissionslimit und den sich aus dem Modell ergebenden endogenen Strompreisen. In Österreich und Deutschland haben Fernwärmenetze meist Vorlauftemperaturen über 90 °C. Im Forschungsprojekt P2H-Pot (Beginn September 2014) werden unter anderem die saisonalen Arbeitszahlen, Kosten und Wärmequellenpotentiale für Wärmepumpen in österreichischen Fernwärmesystemen untersucht.

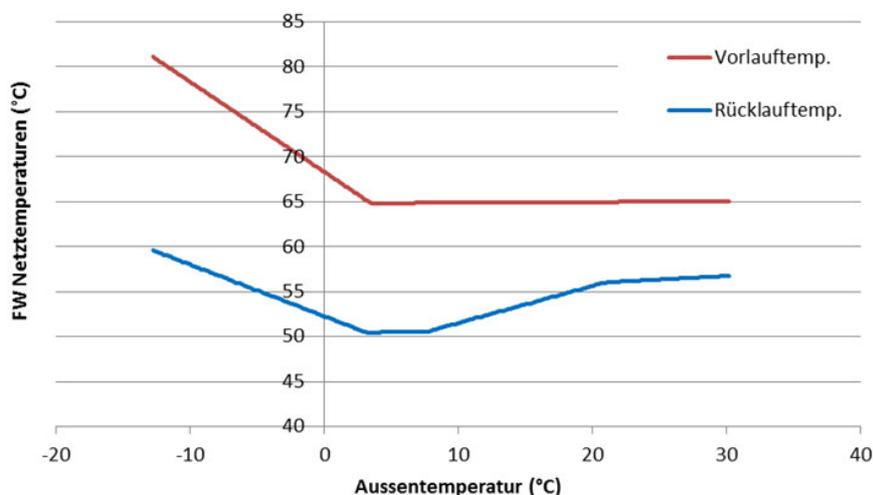


Abbildung 5-4: Annahmen zur Vorlauf- und Rücklaufemperatur im simulierten Fernwärmesystem

Die in der Abbildung 5-4 oben angegebenen Annahmen zu den Vorlauf- und Rücklaufemperaturen im simulierten Fernwärmesystem wurden verwendet, um die Solarthermie-Effizienz zu simulieren. Die

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische
Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Annahme für die HiREPS-Simulationen war, dass die Solarthermie dann in Betrieb ist, wenn die Kollektoren den Fernwärme-Rücklauf mindestens auf die Vorlauftemperatur erwärmen können. Der Wirkungsgrad der Solarthermie wurde in Abhängigkeit von der Vorlauftemperatur, der Rücklauftemperatur, der Außentemperatur und der Einstrahlung auf die Kollektorfläche berechnet. Im simulierten Jahr (Wetter des Jahres 2006) kann die Solarthermie in 2100 Stunden Wärme in das Fernwärmenetz einspeisen. Der Jahresertrag beträgt 460 kWh pro Quadratmeter Aperturfläche.

5.5 Dezentrale Wärmesektoren

Das HiREPS-Modell inkludiert die Simulation der Warmwasser- und Raumwärmeerzeugung von allen Gebäuden, die nicht an die Fernwärme angeschlossen sind. Somit wird im HiREPS Modell die Erzeugung des gesamten Raumwärme- und Warmwasserbedarfes von Österreich und Deutschland simuliert, um die möglichen Synergieeffekte mit dem Stromsystem zu bestimmen. Es wurde in den Szenarien angenommen, dass für das Stromsystem und das Wärmesystem der gleiche CO₂-Preis gilt. Oder alternativ, dass es für Strom- und Wärmesystem ein gemeinsames CO₂-Ziel gibt. Das HiREPS-Modell bestimmt dann die Konfiguration des Gesamtsystems Strom+Wärme, das diese CO₂-Ziele mit minimalen Kosten erreicht. In Tabelle 6 sind die verschiedenen möglichen Komponenten der Fernwärmeerzeugung aufgelistet. Die Kostenannahmen sind im Anhang angegeben.

- Erdgas-Brennwertheizung
- Pellets-Heizung
- Kombiwärmepumpen für Heizen und Warmwasser
- Direktstrom-Zusatzheizregister
- Aufdach-Solarthermieanlagen
- Wärmespeicher

Tabelle 6: Liste der Investitionsmöglichkeiten im HiREPS-Modell zur dezentralen Wärmeerzeugung

Es wird zwischen 4 unterschiedlichen dezentralen Gebäudetypen unterschieden: Gebäude, die für Wärmepumpen geeignet sind und einen Gasanschluss haben, Gebäude, die nicht für Wärmepumpen geeignet sind und einen Gasanschluss haben, Gebäude, für die alternativ je nach Wirtschaftlichkeit als Hauptwärmequelle eine Wärmepumpe oder eine Pellets-Heizung in Frage kommt, und Gebäude, die nicht wärmepumpengeeignet sind und keinen Gasanschluss haben. Für alle 4 dezentralen Gebäudetypen bestimmt das HiREPS-Modell die im Gesamtsystem Strom+Wärme kostengünstigsten Investitionen in die Wärmeversorgung mit den in Tabelle 7 angegebenen Komponenten. Es wird angenommen, dass das Warmwasser über eine Frischwasserstation mit der Wärme aus dem Wärmespeicher erzeugt wird. Die Warmwasserwärmepumpe speist mit 55° in den Warmwasserspeicher ein. Die Direktstromheizung und die anderen Heizquellen speisen in den Warmwasserspeicher mit 95° ein.

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Arbeitszahl der Wärmepumpen für Heizung	3
Arbeitszahl der Wärmepumpen für Warmwasser	2.5
Haushaltanschlussleistung:	Max. 3 kW simultane Leistungsaufnahme von Wärmepumpe, Direktstromheizregister und normaler Haushaltslast
Warmwasserspeicher	Inv. Kosten 900 Euro/m ³ , Verlust 0,2 % der Energie pro Stunde
Gebäudewärmespeicherkapazität der für Wärmepumpen geeigneten Gebäude	An normalem Wintertag kann die Wärmepumpe 3 Stunden ausgeschaltet werden ohne Komfortverlust

Tabelle 7: Annahmen zur dezentralen Wärmeerzeugung

In einem Bericht zu Wärmepumpen-Effizienz des Fraunhofer ISE wurden reale Wärmepumpen vermessen (Miara u. a. 2011). Bei Häusern mit Fußbodenheizungen erreichten Erdreichwärmepumpen eine Arbeitszahl von 4 und Luft-Wärmepumpen eine Arbeitszahl von 3. Die Annahmen in Tabelle 7 sind daher konservative Werte.

5.6 Power-to-Gas, adiabate Druckluftspeicher, Biogas

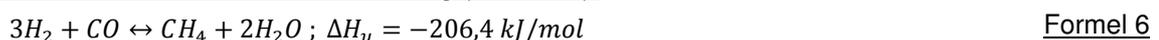
Power-to-Gas (P2G):

Mit P2G bezeichnet man die Umwandlung von Strom in Wasserstoff bzw. weiter in Methan. Eine Möglichkeit für die Wasserstoffnutzung zur Stromspeicherung ist es, lokal in den Gebieten mit hoher Windstromerzeugung den Wasserstoff zu erzeugen, zu speichern und in der Folge wieder zu verstromen. Da es zur kosteneffizienten Speicherung von Wasserstoff in ehemaligen Erdgasspeichern, Aquiferen und unterirdischen Salzkavernen noch keine ausreichende Erfahrungswerte gibt, ist im HiREPS-Modell die Umwandlung von Strom in Erdgas implementiert. Die Verwendung von höheren Anteilen von H₂ im Gasgemisch bei GuD -Anlagen ist auch noch nicht ausreichend untersucht. Dies geschieht durch Erzeugung von Wasserstoff mittels Elektrolyse und anschließender Methanisierung. Die Methanisierung mittels CO₂ (Formel 4) ist eine Kombination aus dem endothermen Prozess der umgekehrten Wassergas-Shift-Reaktion (Formel 2) und dem exothermen Prozess der Methanisierung mit Kohlenmonoxid (CO) (Formel 3) (M. Sterner 2009).

Prozess 1: umgekehrte Wassergas-Shift-Reaktion (endotherm):



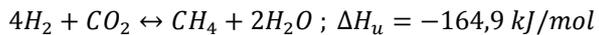
Prozess 2: Kohlenmonoxid-Methanisierung (exotherm):



Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Gesamtreaktionsgleichung:



Formel 7

Als mögliche CO₂-Quellen sind im HiREPS-Modell verschiedene thermische Kraftwerke, Biogasanlagen und industrielle Prozesse (Stahl, Zement, Raffinerie) mit Kosten implementiert. Als Wirkungsgrad der Umwandlung von Strom zu Methan werden 60 % bezüglich des Heizwertes angenommen. 60 % sind im optimistischen oberen Bereich der in der Literatur angegebenen Wirkungsgrade (M. Sterner 2009) (Dickinson u. a. 2010). Im HiREPS-Modell wird angenommen, dass das so erzeugte Erdgas ins Erdgasnetz mit den bereits existierenden Erdgasspeichern eingespeist wird. Da die CO₂-Abscheidung (z. B. bei Kraftwerksbetrieb) und die Elektrolyse (bei billigen Strompreisen durch Überschuss an Wind- und Solarstromerzeugung) zeitlich unterschiedliche Verläufe haben werden, wird für das HiREPS-Modell angenommen, dass das CO₂ zwischengespeichert werden muss. Daher ist im HiREPS-Modell eine stündliche CO₂-Bilanz implementiert und die gewährleistet, dass die CO₂-Bereitstellung durch Erzeugung und Zwischenspeicher gleich der Verbrauch ist. Deswegen investiert das HiREPS-Modell z. B. im 0-Emissionsszenario (siehe Kapitel 6.2) auch in CO₂-Zwischenspeicher. Hierfür werden die Kosten von Salzkavernen hinterlegt.

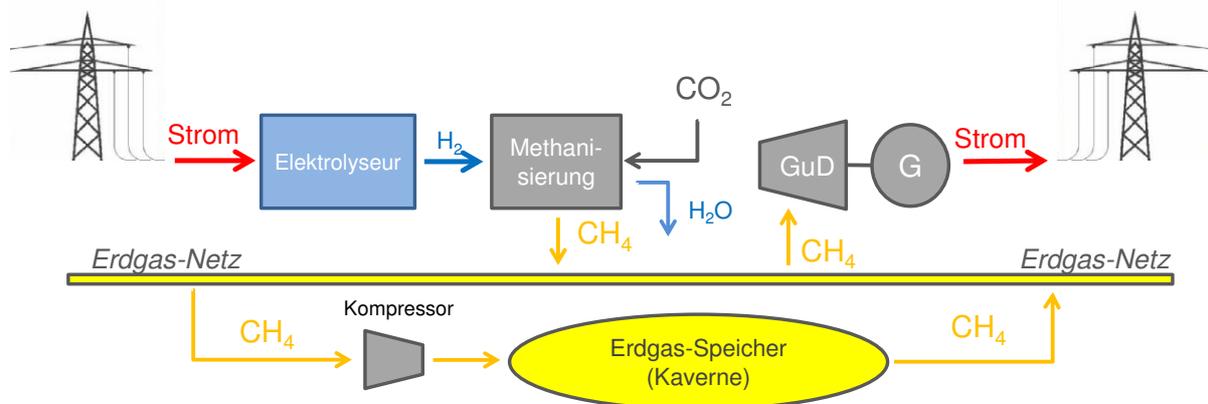


Abbildung 5: Schema Power-to-Gas Methan

Adiabate Druckluft-Speicher:

Druckluftspeicherkraftwerke stellen eine interessante Alternative zu Pumpspeicherkraftwerken dar, zumal die sichtbaren Eingriffe in die Natur weniger sichtbar sind. Daher wurde ein Druckluftspeicher-Simulationsmodul in das HiREPS-Modell implementiert.

Es wird zwischen zwei Typen von Druckluftspeicher-Kraftwerken unterschieden, den diabaten und den adiabaten Druckluftspeichern. Bei diabaten Druckluftspeicherkraftwerken (Compressed Air Energy Storage – CAES) handelt es sich im Prinzip um herkömmliche Gasturbinen-Spitzenlastkraftwerke. Mit Hilfe von überschüssiger elektrischer Energie wird ein Motor und in weiterer

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Folge ein Kompressor angetrieben, der Luft verdichtet und anschließend in einen Speicher leitet. Die bei der Kompression entstehende Wärme wird ungenutzt abgeführt. Die Luft wird bei etwa 50 – 70 bar gespeichert (Oertel 2008). Als Speicher kommen zumeist Formationen im Untergrund in Frage, wie zum Beispiel Salzkavernen, Aquifer-Strukturen und aufgelassene Bergwerke. Je nach Bedarf wird die komprimierte Luft aus dem Speicher entnommen und einer Gasturbine zugeführt. Die aus dem Speicher, entnommene Luft muss durch die Zugabe eines Brennstoffes (Erdgas) wieder erhitzt werden (BINE 2007), um einem Vereisen der Turbine entgegenzuwirken (Oertel 2008).

Die Entwicklung von adiabaten Druckluftspeicherkraftwerken (Advanced Adiabatic-Compressed Air Energy Storage – AA-CAES) soll den niedrigen Nutzungsgraden von diabaten Druckluftspeicherkraftwerken entgegenwirken. Neben der Luft wird bei adiabaten Druckluftspeicherkraftwerken die bei der Kompression entstehende Wärme adiabot zwischengespeichert und bei Entnahme der gespeicherten Luft wieder zugeführt (siehe Abbildung 6). Auf diese Weise kann auf den Einsatz von Erdgas gänzlich verzichtet und Nutzungsgrade von bis zu 70 % erreicht werden. Bisher ist noch kein Druckluftspeicherkraftwerk dieser Art in Betrieb, jedoch wird die Entwicklung intensiv vorangetrieben (BINE 2007) (Stefan Zunft u. a. 2006).

Die Errichtung eines adiabaten Druckluftspeicherkraftwerks hängt von der Komponenten- und Prozessentwicklung in den Bereichen der Wärmespeicherung, Kompressor- und Luftturbinentechnik ab (BINE 2007). Kompressoren müssen Temperaturen von etwa 650 °C und Drücken von 100 – 200 bar standhalten und kurze Anfahrzeiten garantieren. Die derzeit verfügbaren Kompressoren erfüllen diese Anforderungen nicht. Für die Speicherung, der bei der Kompression entstehenden Wärme mit einem Temperaturniveau von 50 – 650 °C, kommen derzeit sensible Wärmespeicher, wie z. B. Feststoffspeicher (z. B. Beton, Naturstein) oder Flüssigspeicher (z. B. Öle, Flüssigsalze), in Frage.

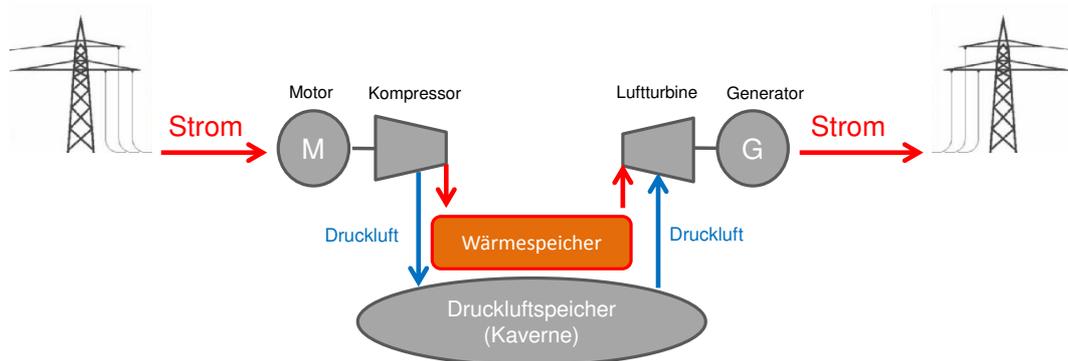


Abbildung 6: Schema adiabater Druckluftspeicher

Im Druckluftspeicher-Simulationsmodul des HiREPS-Modell ist die Möglichkeit des Baus und des Betriebs von adiabaten Druckluftspeichern implementiert. Die Kostenannahmen sind 812 €/kW für das Kraftwerk und 60 €/kWh für die Speicherkosten.

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan

Für Biogas werden Erzeugungskosten von 55 €/MWh Heizwert im HiREPS-Modell angenommen („Technologien und Kosten der Biogasaufbereitung und Einspeisung in das Erdgasnetz. Ergebnisse der Markterhebung 2007-2008“ 2009). Das Biogas wird mittels Gasmotoren zur Strom- und Wärmeerzeugung verwendet. Im HiREPS-Modell werden die Investitionskosten von 2 MW-Gasmotoren mit 700 €/kW angenommen (siehe Anhang). Um die Stromerzeugung den variablen Strompreisen anpassen zu können, kann das HiREPS-Modell auch Biogasspeicher bauen. Für Biogas-Doppelmembran-Speicher werden Kosten von 27 €/Nm³ Biogas angenommen (Rohrig u. a. 2011). In den Szenarien wird definiert, welches Biogas-Potential zur Verfügung steht und in welchem Prozentsatz es auch einen Abnehmer für die Wärme gibt.

Unter Biomethan wird in diesem Bericht ein in Erdgas-Qualität aufbereitetes Biogas verstanden, das direkt in das Erdgasnetz eingespeist wird. Hierfür werden Erzeugungskosten von 70 €/MWh Biomethan angenommen („Technologien und Kosten der Biogasaufbereitung und Einspeisung in das Erdgasnetz. Ergebnisse der Markterhebung 2007-2008“ 2009). Da das Erdgasnetz über genügend Speicher verfügt, wird hier angenommen, dass keine weiteren Biomethan-Speicher notwendig sind.

5.7 Implementierung von industriellem Lastmanagement

In HiREPS werden auch die Lastmanagement-Optionen in der Zementherstellung, Stahlerzeugung, Aluminiumproduktion, Chlorherstellung und Papierherstellung simuliert. Die Potentiale und Einsatzcharakteristiken beziehen sich aber auf den gegenwärtigen Anlagenzustand und berücksichtigen nicht mögliche Investitionen in eine erhöhte Flexibilität der Produktion. Siehe den Endbericht zum eMission.at Projekt Smart Grid Backup.

5.8 Implementierung von Stromnetzlimitierungen

Da in allen Szenarien eine sehr hohe installierte Wind- und Solarstromkapazität simuliert wird, ist die Betrachtung der Stromnetze wichtig. Im Rahmen dieses Projektes mussten aus Budgetgründen hierfür vereinfachende Annahmen getroffen werden.

In den diesem Projekt zugrundeliegenden Szenarien ist eine Reduktion der Stromnachfrage (ohne Power-to-Heat und Elektromobilität) von Österreich und Deutschland um 25 % auf 461 TWh bis 2050 angenommen, was zu einer jährlichen Spitzenlast von 73 GW führt. Da in den Szenarien aber auch 15 GW an Wärmepumpen installiert sind (welche kostenoptimal für eine Reduktion der CO₂-Emissionen und des Biomasse-Verbrauchs bei der Wärmeerzeugung sind) und 48 Millionen Elektro-PKWs wird

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische
Forschungsförderungsgesellschaft FFG

angenommen, dass die Stromnetze zukünftig gerade hinreichend ausgebaut werden, um zusätzlich die installierten Wärmepumpen und Elektro-PKW im Winter mit Strom versorgen zu können. Die Maximallast wird daher in allen Szenarien mit 156 GW beschränkt. Dies wird nochmals in folgender Ungleichung ausgedrückt:

$$\begin{aligned} & \text{Endkunden Nachfrage} + \text{Stromnutzung im Wärmesektor} + \text{Strombezug Elektro-PKW} \\ & + \text{Lasterhöhung durch Lastmanagement in der Industrie} \\ & + \text{Stromaufnahme von Stromspeichern} + P2G \leq 156 \text{ GW} \end{aligned}$$

Die Limitierung der Gesamtlast auf 156 GW führt dazu, dass in Zeiten sehr hoher Wind- und Solarstromerzeugung die Nutzung der Pumpspeicher, Power-to-Gas (P2G), Power-to-Heat (P2H) und Lastmanagement-Flexibilitäten durch diese obere Schranke beschränkt werden.

Außerdem wurde vereinfachend angenommen, dass thermische Kraftwerke und PV-Anlagen geografisch in Orten mit hoher Last installiert werden und sich dadurch zukünftig eine geringe Belastung für das Übertragungsnetz ergibt.

Da in Deutschland die ertragreichen Onshore-Windenergiestandorte und die Offshore-Windstandorte tendenziell im Norden angesiedelt sind, wurde in den Szenarien eine weitere Netzlimitierungsgleichung implementiert:

$$\begin{aligned} & \text{Wind -Onshore -Erzeugung} + \text{Wind -Offshore -Erzeugung} - \text{Einspeicherung (DL+P2G)} \\ & + \text{Ausspeicherung (DL+P2G)} \leq 110 \text{ GW} \end{aligned}$$

Hier wurde die Annahme getroffen, dass Druckluftspeicher (DL) und Power-to-Gas(P2G)-Anlagen ebenfalls in der Nähe der Windparks verwendet werden können, um den Windstrom, sofern ökonomisch sinnvoll, lokal zu speichern. Da die Pumpspeicher meist in den Alpen angesiedelt sind und die Windstromerzeugung vorrangig im Norden stattfindet, würden die Speicher daher bei hoher Windeinspeisung zu keiner Netzentlastung führen und sind daher in dieser vereinfachenden Gleichung nicht inkludiert.

Für **Niederspannungsnetze** wurde angenommen, dass sie auch zukünftig entsprechend dem Gleichzeitigkeitsfaktor auf eine simultane Bezugslast von 3 kW pro Haushalt ausgelegt sind. Für jeden Haushalt muss die Summe aus Lastprofil für die normale Last, der Last durch laden der Elektro-PKW der Last durch Direktstromzusatzheizregister und der Last durch eventuelle Wärmepumpen diese Grenze von 3 kW pro Haushalt einhalten.

6 Szenario-Annahmen

Autoren: Gerhard Totschnig, Ricki Hirner

6.1 Allgemeine Szenario-Annahmen

Die mit HiREPS simulierten Szenarien für 2050 analysieren die Rolle der Stromspeicher und die Kosten und die technischen Möglichkeiten für eine starke Reduktion der CO₂-Emissionen in den Sektoren Stromerzeugung, Raumwärme und Warmwasser und PKW. Entsprechend dem Primes-Referenzszenario 2011 wird angenommen, dass der Stromverbrauch (ohne Stromnutzung im Wärmesektor und Elektromobilität) in Österreich und Deutschland von 2010 bis 2050 um 22 % auf 750 TWh zunimmt. Die Brennstoffpreise für die Szenarien in diesem Projekt sind dem Primes-Referenzszenario 2013 mit aktualisierten Weltenergiepreisen¹ entnommen, welches auch vielen EU-Studien zugrunde liegt: Erdgas 38,70 €/MWh Heizwert, Steinkohle 19,14 €/MWh Heizwert, Braunkohle 1,50 €/MWh Heizwert.

6.1.1 Annahmen zur Wasserkraft

In den Szenarien, in denen Speicherausbau erlaubt ist, können endogen im Modell bei allen bereits bestehenden (Pump-) Speicherwasserkraftwerken die Anlagenleistung bei Kosten von 900 €/kW, ausgebaut werden. Die kann durch den unterirdischen Bau eines neuen Stollens und eines zusätzlichen Kavernenkraftwerkes erreicht werden. Aktuelle Projekte in Bau sind z. B. Reiseck II². Im HiREPS-Modell sind auch die wichtigsten geplanten Speicherwasserkraftwerke implementiert und können vom Modell kostenbasiert gebaut werden (z. B. Rotholz, Schaufelberg, PS – Riedl, Kühtai und andere). Es können auch unbeschränkt neue generische Pumpspeicher mit Asphaltbecken als oberer Stausee und Flüssen als unter Stauseen errichtet werden. Oder auch reine Pumpspeicher mit 2 Asphaltbecken. Hier sind die Kostenannahmen jeweils 800 €/kW für die Leistung und 22 €/kWh für das Speichervolumen.

¹ NTUA (2013): "PRIMES Reference case with updated world energy prices", Technische Universität Athen, 2013.

² <http://www.verbund.com/pp/de/pumpspeicherkraftwerk/reisseck-2>

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische
Forschungsförderungsgesellschaft FFG

6.1.2 Annahmen zur Windkraft

Eine Studie von Fraunhofer IWES (Lütkehus, Adlunger, und Salecker 2013) kommt zum Ergebnis, dass sich das Onshore-Windenergie-Potential in Deutschland auf 198 GW beläuft, wenn man die Flächennutzung auf 2 % der Fläche je Bundesland limitiert. Ohne diese Limitierung berechnet das IWES ein Windenergiepotential von 722 GW. Für Österreich wurde 9.2 GW als realisierbares Windpotential angenommen, siehe AuWiPot (Krenn 2015). In den Szenarien wird angenommen, dass das Onshore-Windenergie-Potential für Österreich und Deutschland mit 207 GW beschränkt ist. Für die Simulation der Windstromerzeugung wurde angenommen, dass an allen geeigneten Standorten eine 3 MW-Enercon E101-Windenergieanlage mit 100 Meter Nabenhöhe steht. Als geeignete Standorte werden alle Orte angenommen, die unter 1200 Meter Seehöhe in der Modell-Orographie des Wettermodells des Deutschen Wetterdienstes liegen und an denen eine 3 MW Enercon E101 mit 100 Meter Nabenhöhe mindestens 1760 Volllaststunden erzeugen würden. Die Summenerzeugung der geeigneten Standorte in Österreich und Deutschland wird anschließend in HiREPS so skaliert, dass sie der im Modell optimierten installierten Leistungen entspricht. Des Weiteren werden von den so simulierten Erzeugungsdaten noch pauschal 12 % als Erzeugungsverluste abgezogen. Diese Verluste wurden abgeschätzt als 7 % (Verfügbarkeit + Elektrische Verluste + Vereisungsverluste) + 5 % Windparkverluste (Windschatteneffekte).

6.1.3 Annahmen zur Photovoltaik

Für die Simulation der Photovoltaik-Stromerzeugung wird angenommen, dass die Module 30° geneigt und nach Süden ausgerichtet sind (Details inklusive Validierung im AutRES100-Projekt-Endbericht) (G. Totschnig u. a. 2013). Von der simulierten PV-Stromerzeugung wurden pauschal 28 % als Verluste abgezogen. Diese 28 % ergeben sich aus Abschätzung der folgenden Verluste (multiplikativ!): 14 % Systemverluste, 5 % Reflexion, Schnee, Abschattung, Verschmutzung, 6 % Temperaturverluste und 6 % mittlere Degradierungsverluste bei einem bestimmten Mix aus alten (20 Jahre) und neuen Solarmodulen.

6.1.4 Annahmen zur Bioenergie

Da Bioenergie eine knappe Ressource ist, folgt aus verschiedenen Studien³, dass in einem überwiegend CO₂-neutralen Wirtschaftssystem ein beträchtlicher Teil der Biomasse für industrielle Anwendungen, die stoffliche Nutzung und den Verkehr benötigt wird. In den Szenarien wird daher angenommen, dass maximal 90 TWh an Bioenergie für die Wärme und die Stromversorgung in

³ Erarbeitung einer integrierten Wärme- und Kältestrategie im Auftrag des Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), 2013, <http://www.erneuerbare-energien.de/unser-service/mediathek/downloads/detailansicht/artikel/endberichte-erarbeitung-einer-integrierten-waerme-und-kaeltestrategie/>

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische
Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Österreich und Deutschland genutzt werden können. 25 % dieser 90 TWh stehen als Biomethan- oder Biogas-Potential zur Verfügung. In den Szenarien wird angenommen, dass 70 % des Biogases zu Biomethan aufgearbeitet werden und in das Erdgasnetz eingespeist werden kann. Das restliche Biogas kann mit Gasmotoren verstromt werden. Hier wird angenommen, dass es für 2/3 des Biogaspotentials auch eine Abwärmennutzung gibt, bei welcher 70 % der anfallenden Abwärme genutzt werden können. Wie für alle Technologien im HiREPS-Modell sind auch die Biomasse- und Biogas-Technologien Teil der Kostenoptimierung des Gesamtsystems (Kostenannahmen sind im Kapitel 13 Anhang 1 zu finden).

6.1.5 Annahmen zum industriellen Lastmanagement

In HiREPS werden auch die Lastmanagement-Optionen in der Zementherstellung, Stahlerzeugung, Aluminiumproduktion, Chlorherstellung und Papierherstellung simuliert. Die Potentiale und Einsatzcharakteristiken beziehen sich aber auf den gegenwärtigen Anlagenzustand und berücksichtigen nicht mögliche Investitionen in eine erhöhte Flexibilität der Produktion. Siehe den Endbericht zum eMission.at Projekt Smart Grid Backup.

6.1.6 Annahmen zum Wärmebedarf

Die HiREPS-Szenarien entsprechen dem Szenario Green (Fokus Erneuerbare) des Presence-Projektes⁴. Der Raumwärme- und Warmwasserbedarf reduziert sich bis 2050 um 33 % auf 628 TWh für Österreich und Deutschland. Davon entfallen nach den Szenarioannahmen 170 TWh auf den Fernwärmebedarf.

6.1.7 Annahmen zur Elektromobilität

Die Simulation des Ladens von Elektroautos wird für 100 repräsentative Fahrprofile und 6 Elektroauto-Typen basierend auf Daten von Mobilitätserhebungen in Österreich und Deutschland durchgeführt. Es wurde angenommen, dass die Nutzer von Elektroautos die PKWs immer an eine Ladesäule anschließen, wenn sie laden können. Weiters wurde angenommen, dass das Laden kostenminimierend dann durchgeführt wird, wenn die Strompreise am Strommarkt günstig sind (strommarktgesteuertes Laden).

⁴ <http://www.eeg.tuwien.ac.at/PRESENCE/>

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische
Forschungsförderungsgesellschaft FFG

EMOB+ Scenario: AT+DE	2020	2030	2050
small BEV-small	59.695	634.340	2.389.206
PHEV-small	96.317	979.269	3.688.360
mid-size BEV-medium	53.686	547.301	2.061.379
PHEV-medium	161.616	1.580.138	5.951.499
large BEV-large	1.677	65.625	247.172
PHEV-large	213.638	2.563.584	9.655.591
Total EV	586.629	6.370.257	23.993.208
Alle Autos	47.222.830	47.986.415	47.986.415
	%	1%	13%
			50%

Tabelle 8: Fahrzeugbestand in den 2030- und 2050-Szenarien

In den hier analysierten 2050-Szenarios sind im Jahr 2050 50 % der 48 Millionen PKW Elektrofahrzeuge: 20 % reine Batteriefahrzeuge und 80 % Plugin-Hybride. Nur im Szenario (I) *Alle Optionen – 61 MtCO₂ Limit* wird angenommen, dass 100 % der PKW Elektromobile sind. Für die Plugin-Elektromobile wurde vereinfachend angenommen, dass diese rein mit Strom fahren, bis die Batterie leer ist, und dann mit Diesel oder Benzin. Weiters wird angenommen, dass alle E-Autos in der Nacht zuhause mit 3,52 kW laden können, 15 % aller Autos am Arbeitsplatz eine Lademöglichkeit mit 10,45 kW haben und bei 30 % der Stopps im öffentlichen Raum eine Lademöglichkeit mit 10,45 kW verfügbar ist.

6.1.8 Annahmen zur gesicherten Leistung

In der Simulation müssen die Investitionsentscheidungen eine gesicherte Stromerzeugungskapazität im Ausmaß des 1,1-Fachen der Spitzenlast der normalen Endkundenstromnachfrage plus die installierte Wärmepumpen-Leistung (inkl. Netzverluste) ergeben.

6.1.9 2030-Szenarien

Die Brennstoffkosten und die Annahmen zu den Kraftwerkskapazitäten für Deutschland wurden dem Szenario B des Szenariorahmens („Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2013“ 2012) entnommen. Für Österreich wurde angenommen, dass die thermischen Kapazitäten auf dem Level von 2012 bleiben, dass die installierte PV Kapazität dem Doppelten des 2020 Ziels des Ökostromgesetz 2012 entspricht und die installierte Windleistung 50 % des realisierbaren Potentials für 2030 des AuWiPot Projektes entspricht (Krenn 2015). Basierend auf dem PRIMES Referenz Szenario 2011 wurde angenommen das die Stromnachfrage von 2010 bis 2030 um 10% wächst („PRIMES EU 27 Reference case with updated world energy prices“ 2011). Die Annahmen zur Elektromobilität 2030 sind im Absatz davor angegeben.

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische
Forschungsförderungsgesellschaft FFG

GW Installierte		
Leistung 2030	AT	DE
Wind-Land	4,6	61,2
Wind-OffSh		21,9
PV	2,4	64,1
GuD	5,1	38,6
Steinkohle	1,2	21,9
Braunkohle		13,5
Preise 2030		
Kohle	Euro/MWh	10,31
Braunkohle	Euro/MWh	1,50
Erdgas	Euro/MWh	26,70
Strombedarf	2010=100%	110%
CO2 Preis	Euro/tCO2	39,60

Tabelle 9: 2030 Szenario-Annahmen

6.2 Szenario-Definitionen

In den Szenarien für das Projekt Wasserkraft als Energiespeicher soll die Bedeutung verschiedener Speichertechnologien und Flexibilitätsoptionen für die Integration eines hohen Anteils erneuerbarer Energien verglichen werden.

Es soll verglichen werden:

- Option Abregelung und Flexibilisierung KWK: Integration der Erneuerbaren im Stromsystem mittels bereits bestehender Pumpspeicher und Flexibilisierung der KWK-Anlagen durch Bau von Fernwärmespeichern und Abregelung der nicht nutzbaren Wind- und Photovoltaik-Überschüsse.
- Option neue Speicher: Kostentoptimaler Ausbau neuer Stromspeichertechnologien: Pumpspeicher, adiabate Druckluftspeicher, Erzeugung von synthetischem Erdgas „Power-to-Gas“.
- Option P2H: Nutzung von Strom im Wärmesektor in Kombination mit Wärmespeichern (P2H= „Power-to-Heat“). Hierbei wird die gesamte Raumwärme- und Brauchwassererzeugung mit simuliert.
- Option Elektromobilität: Nutzung des gesteuerten Ladens von Elektro-PKW zur Flexibilisierung der Stromnachfrage

Die Frage bei der Szenario Definition war, wie man den ökonomischen Nutzen von Pumpspeicherausbau mit dem Nutzen von P2H und von gesteuertem Laden von Elektro-PKW vergleichen kann. Das Problem ist dass:

- Die Stromnachfrage mit P2H und Elektro-PKW ca. 26 % größer ist als ohne diese Sektoren
- Das Windenergie-an-Land-Potential in dieser Studie für Österreich und Deutschland mit 207 GW angenommen wird.
- Angenommen wird, dass maximal 90 TWh an Bioenergie für die Wärme und die Stromversorgung in Österreich und Deutschland genutzt werden können.
- CO₂-Emissionen einem Emissionslimit unterliegen.

Würde das gleiche Windenergie/Bioenergie-Potential sowohl für das Szenario mit P2H und Elektromobilität und auch für das Szenario ohne diese zusätzliche Stromnachfrage gelten, dann hat das Szenario mit weniger simulierten Sektoren den Vorteil, über mehr Windenergie und Biomasse im Verhältnis zu Stromnachfrage zu verfügen, und daher einen Kostenvorteil im isolierten Stromsystem.

Um klar unterscheiden zu können zwischen den Effekten der unterschiedlichen Flexibilitätsoptionen und dem Effekt des verfügbaren Wind- und Bioenergiepotentials wurde zuerst das Szenario A – Alle Optionen 2050 simuliert und dann die CO₂-Emissionen, die Windstromnutzung und die Bioenergie-Nutzung der Sektoren bestimmt (siehe Tabelle 10).

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische
Forschungsförderungsgesellschaft FFG

	CO2 [MtCO2]	Strom- verbrauch [TWh]	Wind [TWh]	Bioenergie [TWh]
Strom+FW	72	765	348	27
Dezentrale Wärmesektoren	29	114	55	62
Elektro-PKW(50% der PKW)	8.5	64	32	0.8
Summe	110	943	435	90

Tabelle 10: Zuordnung der CO₂-Emissionen, der Wind- und Bioenergie-Potentiale zu den Sektoren Strom & FW, dezentrale Wärme und Elektro-PKW anhand des Szenarios A – *Alle Optionen 2050*

Beispielsweise wurde der Windstrom- und Bioenergieanteil in der Elektromobilität berechnet, indem jede Stunde der Windstrom- und Bioenergieanteil des stündlichen Elektromobilitätsstrombezugs ausgerechnet und über das Jahr summiert wurde. Anschließend wurden dann den anderen Szenarien eine der sektoralen Abdeckung entsprechende Grenze für die CO₂ Emissionen, das nutzbare Potential für Wind an Land und Biomasse zugewiesen. Beispielsweise wird im Szenario A – *Alle Optionen 2050* 435 TWh an Windenergie erzeugt. 348TWh davon (80%) werden in den Sektoren Strom+Fernwärme genützt, 55 TWh in den Dezentralen Wärmesektoren über P2H und 32 TWh beim Gesteuerten Laden der Elektro-PKW. Daher ist im Szenario B, in dem nur die Sektoren Strom und Fernwärme simuliert werden, auch nur 348TWh an Windenergie (=166GW) verfügbar. Das Ziel dieser Szenario Definition war es, die Bewertung der technologischen Unterschiede (Speicher, P2H, gesteuertes Laden von Elektromobilen) von den Effekten der Ressourcenverfügbarkeit zu trennen. Zur Analyse der Effekte der Ressourcenverfügbarkeit wurden die Szenarien J und K simuliert. Für Photovoltaik und da besonders für die freiflächen Photovoltaik wurden keine Potentialobergrenzen definiert, da diese sehr groß sind und in den Szenarien nicht ausgeschöpft werden.

In den **Alle Optionen Szenarien** (A, F, G, H, I,J) werden alle verfügbaren Technologien kostenbasiert ausgebaut soweit sich in der Simulation eine Wirtschaftlichkeit zeigt: die existierenden und geplanten (Pump-)Speicherwasserkraftwerke, neue Asphaltbecken Pumpspeicher, adiabate Druckluftspeicher, Power to Gas Anlagen, Power to Heat und Wärmespeicher im Fernwärmenetz und in anderen Gebäuden. In der Tabelle unten sind die definierenden Unterschiede zwischen den Szenarien angegeben. Industrielles Lastmanagement und gesteuertes Laden der Elektro-PKW erfolgt entsprechend dem sich im Modell bildenden Strompreis kostenoptimal. Wind und PV werden in allen Szenarien abgeregelt wenn der Strompreis gleich 0 ist. Negative Strompreise würden bedeuten, dass Wind und PV Kosten verursachen. Daher ist es ökonomisch besser in diesem Fall Wind und Photovoltaik abzuregeln.

Für das Jahr 2010 werden die CO₂ Emissionen für Österreich und Deutschland der Sektoren Stromerzeugung, Raumwärme und Warmwasser und PKW-Verkehr mit 613,5 MtCO₂ abgeschätzt. Das Szenario A mit einem CO₂ Emissionslimit von 147 MtCO₂ entspricht damit einer CO₂

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Emissionsreduktion von 76% in den Sektoren Strom, Raumwärme und Warmwasser und PKW-Verkehr. Die CO₂ Emissionen der 50% der PKW, die laut Szenario zukünftige emissionsarme Verbrennungsmotoren haben, werden für Österreich und Deutschland auf 37,2 MtCO₂ abgeschätzt (Gerhard Totschnig und Litzlbauer 2015). Damit bleibt ein CO₂- Emissionslimit von 110 MtCO₂ für die Sektoren Strom, Fernwärme, dezentrale Wärme und Elektro-PWK . Das Szenario H entspricht einer Reduktion der CO₂ Emissionen der Sektoren Strom, Fernwärme, dezentrale Wärme und PWK Verkehr um 79 % und das Szenario I einer Reduktion um 90 %. Wie die HiREPS Simulationsläufe zeigen, ist im optimierten Energiesystem die Reduktion der spezifischen Emissionen der Stromerzeugung (-84% Szenario A, -88% Szenario H, -94% Szenario I) stärker, als der Rückgang der absoluten Emissionen aller Sektoren.

Szenario Name	Beschreibung/Annahmen
Alle Optionen (A)	Das Standard-Szenario 2050: 207 GW Limit für Onshore-Wind, 90 TWh Bioenergie verfügbar für die Sektoren Strom, Fernwärme, dezentrale Wärme und PWK Verkehr, CO ₂ Emissionen für diese Sektoren limitiert auf 147 Mio. t CO ₂ . 50% der PKW sind Elektromobile
Nur Speicher Ausbau (B)	2050: Ausbau der existierenden und geplanten (Pump-) Speicherwasserkraftwerke, von neuen Asphaltbecken-Pumpspeichern, adiabaten Druckluftspeichern und von Power-to-Gas-Anlagen und von Fernwärmespeichern. Nicht verfügbar sind P2H, industrielles Lastmanagement und Elektro-PKW. 166 GW Limit für Wind an Land, 27 TWh Limit für Bioenergie und 72,4 MtCO ₂ Limit für die Sektoren Strom und Fernwärme.
P2H+Speicher Ausbau (C)	2050: So wie Szenario B, nur ist hier auch der Bau von P2H-Anlagen in der Fernwärme und in Gebäuden mit eigener Heizung möglich. 192 GW Limit für Wind an Land, 89 TWh Limit für Bioenergie und 101,7 MtCO ₂ Limit für die die Sektoren Strom, Fernwärme, dezentrale Wärme .
Elektromobilität+SP (D)	2050: So wie Szenario B, nur werden hier 24 Millionen Elektro-PKW (= 50 % der PKW) gesteuert geladen. 181 GW Limit für Wind an Land, 28 TWh Limit für Bioenergie und 118 Mio. t CO ₂ Limit für die Sektoren Strom, Fernwärme und PWK Verkehr.
Kein Speicherausbau (E)	2050: Nur der Bau von Fernwärmespeichern zur Flexibilisierung der KWK-Anlagen und die Nutzung bestehender Wasserkraftwerke ist möglich. Es gibt keinen Ausbau der (Pump-) Speicherwasserkraft, adiabater Druckluftspeicher und von Power to Gas Anlagen. Nicht verfügbar sind P2H, industrielles Lastmanagement und Elektro-PKW. 166 GW Limit für Wind an Land, 27 TWh Limit für Bioenergie und 72,4 MtCO ₂ Limit für die Sektoren Strom und Fernwärme.

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische
Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Sensitivitätsläufe	
Alle Optionen – Gaspreis x 2 (F)	So wie Szenario A, aber mit dem doppelten Erdgaspreis von 77,4€/MWh Heizwert.
Alle Optionen – SP-Kosten x 1,5 (G)	So wie Szenario A, aber der mit den 1,5-fachen Ausbaurkosten für die Wasserkraft.
Alle Optionen 127 MtCO₂ Limit (H)	So wie Szenario A, aber mit einem Emissionslimit für die CO ₂ Emissionen der Sektoren Strom, Fernwärme, dezentrale Wärme und PWK Verkehr von 127 Millionen Tonnen CO ₂ .
Alle Optionen 61 MtCO₂ Limit (I)	So wie Szenario A, aber mit einem Emissionslimit für die CO ₂ Emissionen der Sektoren Strom, Fernwärme, dezentrale Wärme und PWK Verkehr von 61 Millionen Tonnen CO ₂ , und der Annahme, dass 100% aller PKW Elektromobile sind (80% PHEV und 20% BEV).
Alle Optionen unbeschränkter Wind (J)	So wie Szenario A, aber es gibt kein Kapazitätslimit für Wind an Land
Alle Optionen stark beschränkter Wind (K)	So wie Szenario A, aber Wind an Land ist mit 150 GW und Offshore-Wind ist mit 10 GW limitiert.
2030 Szenarien	
Alle Optionen 2030 (L)	Alle Optionen erlaubt. 13 % der PKW sind Elektromobile. Siehe auch 2030-Szenario-Beschreibung im Kapitel 6.1.
Nur Speicher 2030 (M)	Wie Szenario L, nur ohne P2H, ohne industrielles Lastmanagement und ohne Elektro-PKW.

Tabelle 11: Übersicht über die im Rahmen von AutRES100 mit dem HiREPS-Modell simulierten Szenarien für Österreich und Deutschland.

7 HiREPS-Simulation des Speicherbedarfes

Autoren: Gerhard Totschnig, Ricki Hirner

7.1 Alle-Optionen-2050-Szenario – 84 % Reduktion der spezifischen CO₂-Emissionen

Das Ziel dieses Szenarios ist, das Zusammenspiel von verschiedenen Optionen zur Integration eines hohen Anteils von erneuerbarem Strom zu untersuchen:

Speicher:

- Pumpspeicherausbau
- Adiabate Druckluftspeicher
- Erzeugung von synthetischem Methan („Power-to-Gas“)

Wärme:

- Nutzung von Strom im Wärmesektor zur Flexibilisierung der Stromnachfrage („Power-to-Heat“)
- Nutzung von Wärmespeichern um Stromerzeugung (z. B: KWK-Anlagen) und Nutzung (z. B: P2H-Anlagen) vom Wärmebedarf zu entkoppeln.

Industrie:

- Industrielles Lastmanagement

Verkehr:

- Gesteuertes Laden von Elektroautos

Dazu wurde im hier präsentierten Szenario *A – Alle Optionen 2050* ein gemeinsames CO₂-Emissionslimit für die Sektoren Stromerzeugung, Raumwärme und Brauchwassererwärmung und PKW-Verkehr von 147 MtCO₂ für Österreich und Deutschland 2050 festgesetzt. Für das Jahr 2010 werden die CO₂-Emissionen für Österreich und Deutschland der Sektoren Stromerzeugung, Raumwärme und Warmwasser und PKW-Verkehr mit 613,5 MtCO₂ abgeschätzt. Das Szenario A mit einem CO₂-Emissionslimit von 147 MtCO₂ entspricht damit einer CO₂-Emissionsreduktion von 76 % in den Sektoren Strom, Raumwärme und Warmwasser und PKW-Verkehr. Wobei die spezifischen CO₂-Emissionen der Stromerzeugung stärker zurückgehen (siehe unten).

Mit diesem CO₂-Limit und unter Berücksichtigung der weiteren Kosten und Szenario Annahmen (siehe Kapitel 6) berechnet das HiREPS-Modell im dem Optimierungslauf die kostengünstigste Stromerzeugung, Wärmebereitstellung und des Ladens der Elektro-PKW. In diesem Projektbericht wird das HiREPS-Modell sowohl als *Optimierungsmodell* als auch als *Simulationsmodell* bezeichnet. Dies ergibt sich daher, dass der Kraftwerkseinsatz, der sich aus dem Optimierungsmodell HiREPS

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

ergibt, der profitmaximierenden Fahrweise der Kraftwerke entspricht, die ein Kraftwerksbetreiber bei den Strompreisen, wie sie mit HiREPS simuliert werden, wählen würde. Die Optimierungsergebnisse sind somit eine Simulation des zu erwartenden zukünftigen Kraftwerkseinsatzes bei den Strompreisen, wie sie im Modell simuliert werden.

	Spezifischer Emissionsfaktor f. Strom	Mittl. Stromgestehungskosten
Szenario A – Alle Optionen 2050	81 gCO ₂ /kWh	72,7 Euro/MWh

Die Simulation ergibt, dass sich unter den Szenario-Annahmen die spezifischen CO₂-Emissionen der Stromerzeugung für Österreich und Deutschland auf 81 gCO₂/kWh reduzieren. Im Jahr 2011 betragen die spezifischen CO₂-Emissionen für Österreich und Deutschland 518 gCO₂/kWh. Das Szenario beschreibt ein Stromsystem für Österreich und Deutschland, das 84 % weniger CO₂ emittiert als im Jahr 2011. Die mittleren Stromgestehungskosten belaufen sich in diesem Szenario auf 72,7 Euro/MWh. Das CO₂-Emissions-Limit von 147 Millionen Tonnen CO₂ führt zu einem CO₂-Preis von 194 €/Tonne CO₂. Dieser CO₂-Preis bildet sich in der Simulation und zeigt die Grenzkosten der CO₂-Vermeidung an. Trotz dieses hohen CO₂-Preises sind die mittleren Stromgestehungskosten mit 72,7 Euro/MWh aber moderat. Die mittleren Stromgestehungskosten beinhalten nicht die CO₂-Kosten, da der CO₂-Preis nur eine Lenkungsabgabe ist und die CO₂-Kosten keine realen Kosten für die Volkswirtschaft darstellen.

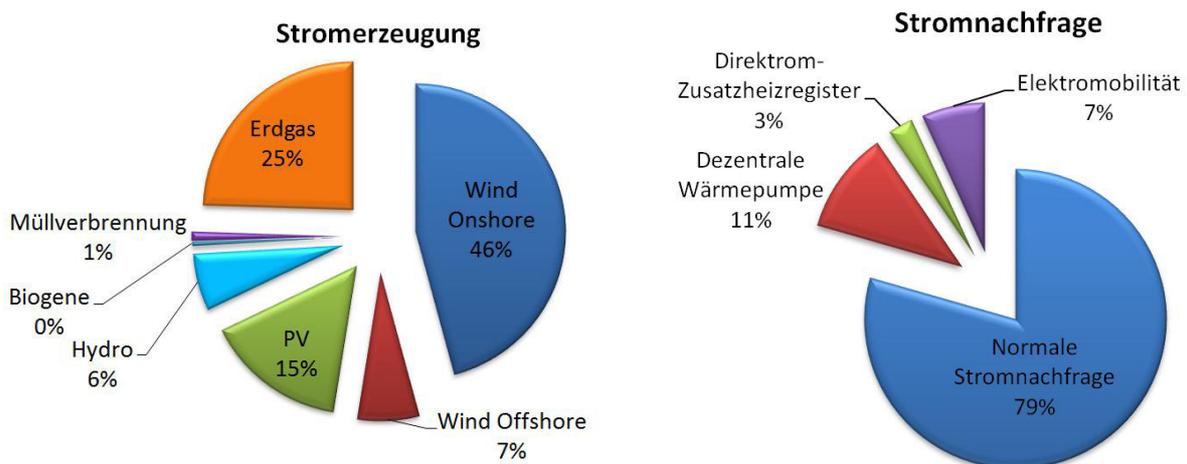


Abbildung 7-1: Ergebnis der HiREPS-Optimierung – Anteile der Stromerzeugung und Stromnachfrage in Österreich und Deutschland für das Szenario A – Alle Optionen 2050.

In ist der Stromerzeugungsmix dargestellt, wie er sich aus der Optimierung ergibt.

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

	Installierte Leistung [GW]	Stromerzeugung [TWh]	Volllaststunden	Stromnachfrage [TWh]
Wind Onshore	207	435	2100	Normale Stromnachfrage
Wind Offshore	16	63	3992	Dezentrale Wärmepumpe
PV	175	146	833	Direktrom-
Hydro	34	59	1730	Zusatzheizregister
Biogene	1,2	4,4	3722	Elektromobilität (50% der PKW)
Müllverbrennung	1,2	9,0	7615	
Gasturbinen	59	1,1	19	
GuD	81	231	2874	

Tabelle 12: Stromerzeugung und Stromnachfrage im Szenario A – Alle Optionen 2050 für Deutschland und Österreich.

In Tabelle 12 ist der Stromerzeugungsmix für das Szenario A – Alle Optionen 2050 im Detail aufgelistet. Die Volllaststunden sind die mittleren Volllaststunden über alle simulierten Altersklassen des jeweiligen Kraftwerkstyps. Im Folgenden wird dargestellt, wie die Strom- und Wärmeerzeugung in diesem 76 %- Dekarbonisierungsszenario funktioniert.

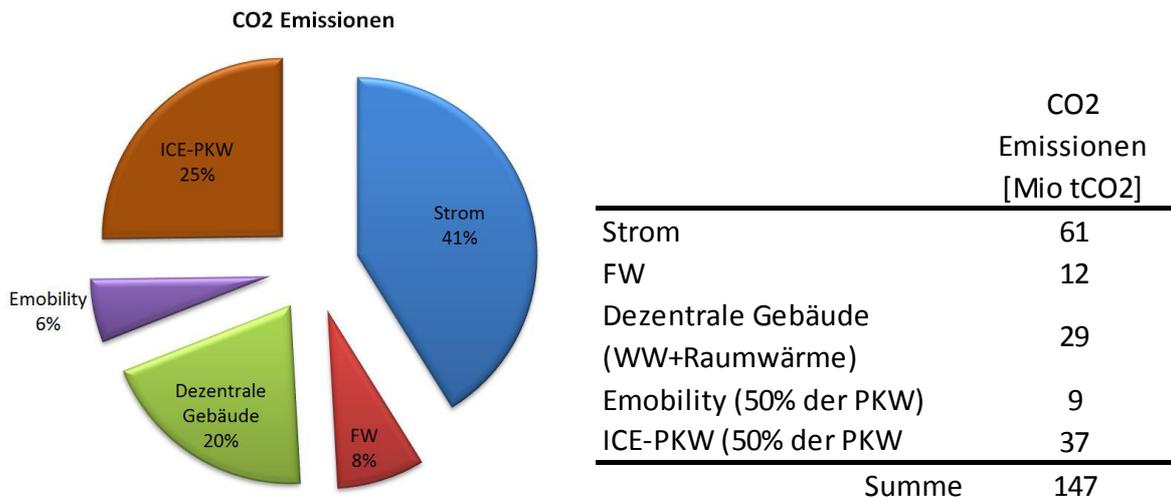


Abbildung 7-2: CO₂-Emissionen im Szenario A – Alle Optionen 2050.

In Abbildung 7-2 ist die Struktur der CO₂ Emissionen im Szenario A – Alle Optionen 2050 dargestellt. Große Emittenten sind die GuD-Kraftwerke der Stromerzeugung, die immer noch 25 % der Stromes erzeugen, gasbeheizte Gebäude und der konventionelle PKW-Verkehr.

Im Folgenden wird die Strom und Wärme Erzeugung im Szenario A – Alle Optionen 2050 genauer dargestellt um ein Verständnis der Zusammenhänge zu ermöglichen. Anschließend wird in Kapitel 7.4 auf den Vergleich der verschiedenen Flexibilitätsoptionen eingegangen und in Kapitel 7.6 die Bedeutung der Wasserkraft als Energiespeicher für verschiedene Szenarien untersucht.

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

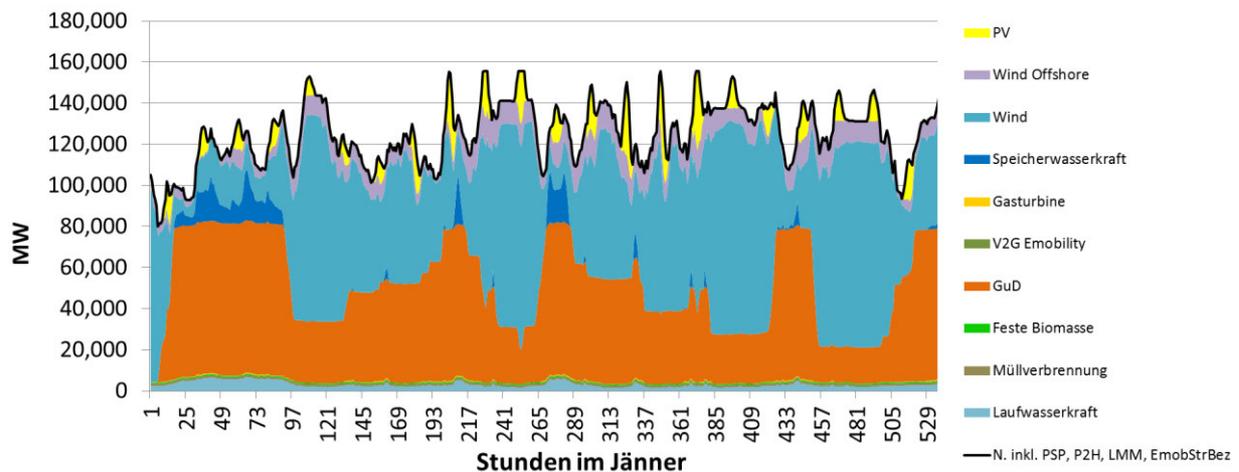


Abbildung 7-3: HiREPS-Simulation der Stromerzeugung in Österreich und Deutschland im Szenario A – Alle Optionen 2050 für ca. 3 Wochen im Jänner.

In Abbildung 7-3 ist das Ergebnis der HiREPS-Simulation der Stromerzeugung für etwas mehr als 3 Wochen im Jänner dargestellt. Die schwarze Linie ist die Stromnachfrage inklusive des Strombedarfs für Raumheizung und Brauchwasser, des Pumpstrombedarfs, des Strombedarfes durch industrielles Lastmanagement und durch gesteuertes Laden der Elektro-PKW. Die Pumpspeicher Stromerzeugung ist als ein Teil der Erzeugung der Speicherwasserkraft, die sowohl Pumpspeicherkraftwerke als auch Speicherkraftwerke beinhaltet, in der Grafik inkludiert.

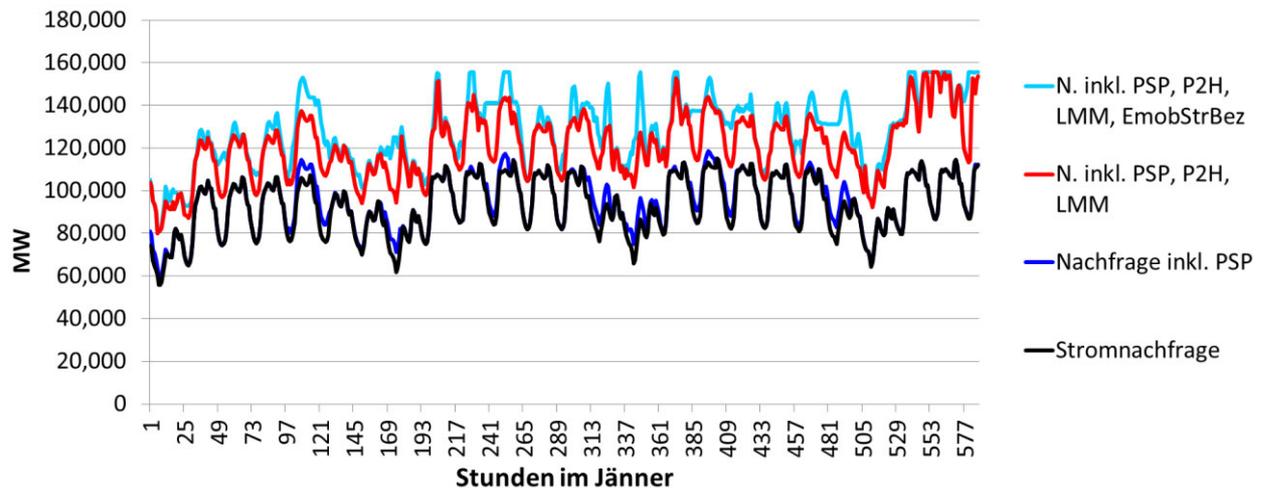


Abbildung 7-4: Darstellung der Stromnachfragekomponenten für ca. 3 Wochen im Jänner.

In Abbildung 7-4 sind die verschiedenen Stromnachfragekomponenten des Szenario A – Alle Optionen 2050 dargestellt. Die schwarze Linie ist der normale Endkunden-Stromverbrauch inklusive der Netzverluste. Die dunkelblaue Linie enthält zusätzlich noch die Stromnachfrage durch die Pumpspeicher. Die rote Linie enthält zusätzlich zu der Endkunden- und Pumpspeicherstromnachfrage auch noch die Stromnachfrage durch Wärmepumpen und Direktstromzusatzheizungen (P2H ist die Abkürzung für Power-to-Heat) und die Stromnachfrageänderung durch industrielles Lastmanagement. Die hellblaue Linie enthält zusätzlich noch die Stromnachfrage durch gesteuertes Laden der Elektro-

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

PWK. Der Großteil des Unterschiedes zwischen roter und dunkelblauer Linie ist der Strombedarf durch dezentrale Wärmepumpen in Gebäuden. P2H und Pumpspeicher haben in etwa die gleiche Größe der flexible Stromnachfrage. Wie in Kapitel 7.4 *Vergleich der Optionen der flexiblen Nachfrage* noch gezeigt wird, kann das gesteuerte Laden der Elektro-PKW (50 % aller PKW) 57 % mehr an flexibler Nachfrage bereitstellen als Pumpspeicher, obwohl die Pumpspeicherleistungen in diesem Szenario kostenoptimal ausgebaut werden. In der folgenden Abbildung 7-6 sind sowohl die Erzeugungskomponenten als auch die Nachfragekomponenten in einer Abbildung dargestellt.

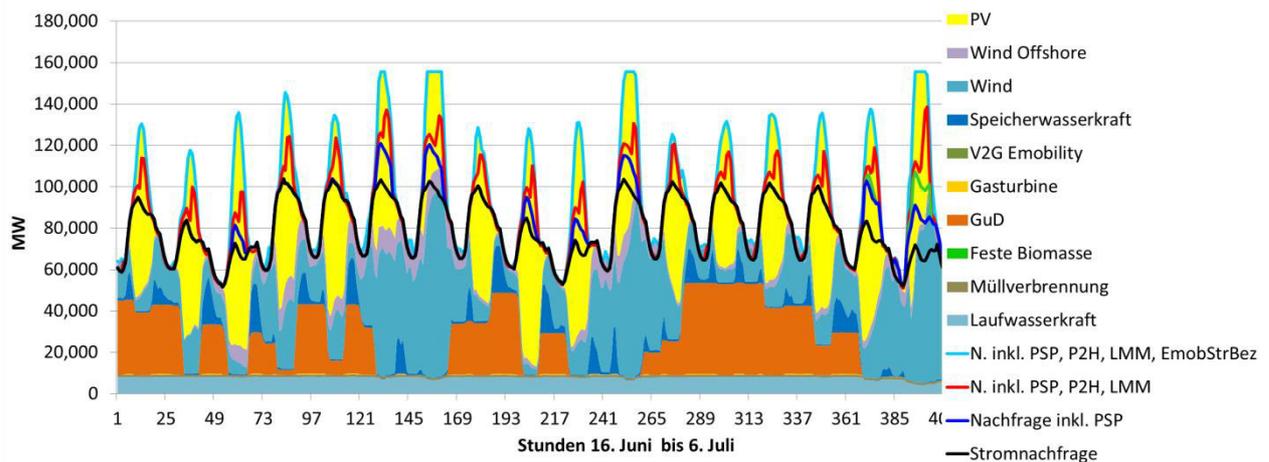


Abbildung 7-5: HiREPS-Simulation der Stromerzeugung(Flächen) und Stromnachfrage(Linien) in Österreich und Deutschland im Szenario A – Alle Optionen 2050 für 17 Tage im Sommer.

Aus Abbildung 7-3 und Abbildung 7-6 kann man erkennen, dass größere Stromerzeugungslücken auf Seiten der Erneuerbaren großteils durch Gas-und-Dampf(GuD)-Kraftwerke kompensiert werden. Im Mittel über alle Anlagen (alte und neue) kommen die GuD-Anlagen auf 2900 Volllaststunden⁵. Kurzfristige Erzeugungslücken können gut durch Pumpspeicher oder zu einem geringeren Anteil durch industrielles Lastmanagement gedeckt werden. Erzeugungsüberschüsse werden durch gesteuertes Laden der Elektro-PKW, durch P2H, Pumpspeicher und zu einem geringeren Anteil durch industrielles Lastmanagement aufgenommen oder auch abgeregelt.

In Abbildung 7-6 sind die simulierten Strompreise für das Szenario A – Alle Optionen 2050 für Wetter wie im Jahr 2006 dargestellt. Die Finanzierung der Kraftwerke erfolgt einerseits über den Strompreis und bei KWK-Anlagen über den Fernwärmepreis und andererseits über eine Kapazitätsprämie. Die erforderliche Kapazitätsprämie ist auch ein Simulationsergebnis und entspricht dem Schattenpreis der Gleichung für die gesicherte Leistung (siehe Kapitel 6.1.8).

⁵ Die Volllaststunden (VLS) sind definiert als $VLS = \frac{\text{Jahresstromerzeugung in MWh}}{\text{Installierte Leistung in MW}}$

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Strompreis

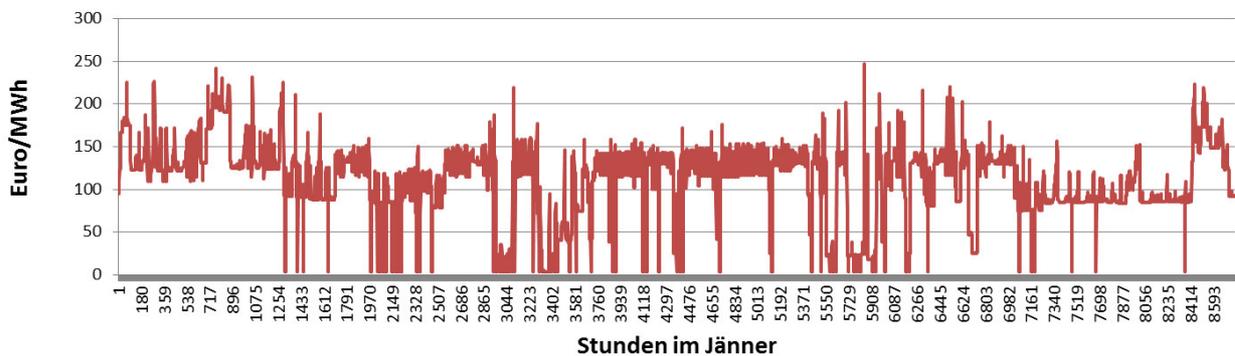


Abbildung 7-6: Simulierte Strompreise für das Szenario A – Alle Optionen 2050. Diese Strompreise beinhalten auch die durch das CO₂-Limit erzeugten CO₂-Kosten von 194 Euro/tCO₂.

Man kann erkennen, dass keine negativen Strompreise auftreten. Wind- und Solarstromerzeugung sind durch die angenommenen hohen CO₂-Preise wettbewerbsfähig und werden profitmaximierend eingesetzt. Solange die Kapazitäten zur Nutzung des Stromes im Wärmesektor, zur Ladung der Elektro-PKW und zur Pumpspeicherung nicht ausgelastet sind, bildet sich auch bei starker Wind- und Solarstromerzeugung ein Strompreis, der dem aktuellen Wert des Stromes in den Nutzungssektoren entspricht. Nur wenn die Stromerzeugung alle profitablen Möglichkeiten der Stromnutzung übertrifft, fällt der Strompreis auf 0 €/MWh und die Wind- und Solarstromerzeugung wird abgeregelt (reduziert), um negative Preise und damit Kosten zu vermeiden. In Szenario A – Alle Optionen 2050 sind die Strompreise nur für 340 Stunden kleiner 1 €/MWh.

Strompreis Dauerlinie 2050

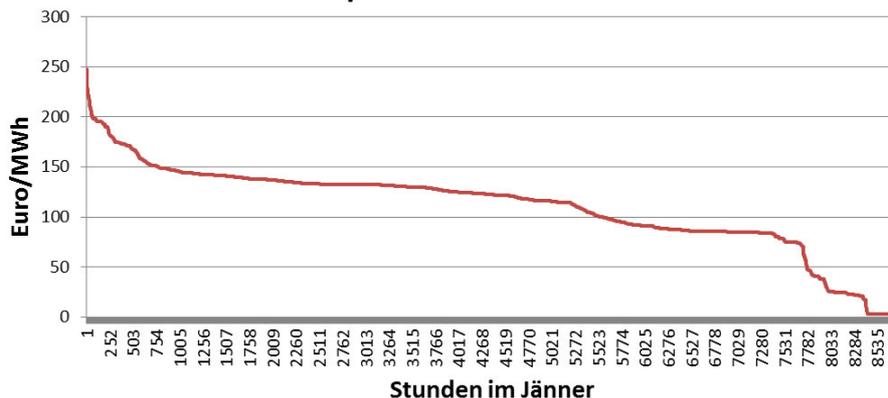


Abbildung 7-7: Darstellung der simulierten Strompreise als Dauerlinie: d. h. sortiert nach absteigender Größe. Diese Strompreise beinhalten auch die durch das CO₂-Limit erzeugten CO₂-Kosten von 194 €/Tonne CO₂.

7.2 Stromnutzung in den Wärmesektoren

In diesem Kapitel wird die mit HiREPS simulierte Stromnutzung im Fernwärmesystem anhand von 3 Sektoren exemplarisch dargestellt.

7.2.1 Fernwärme

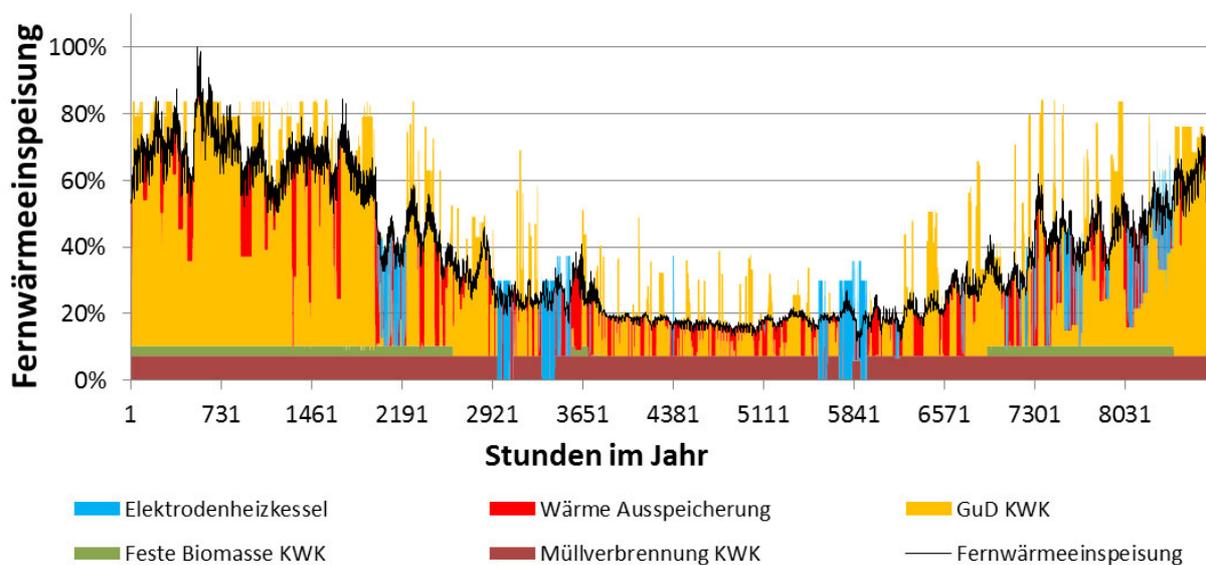


Abbildung 7-8: HiREPS-Simulation der Fernwärmeerzeugung im Szenario A – Alle Optionen 2050. Die Einspeicherungen in die Fernwärmespeicher sind als Erzeugungsanteile, die die schwarze Fernwärmefachfraganlinie überschießen, dargestellt.

Fernwärme Erzeugungsmix:

- Wärmeerzeugung: GuD 69 %, Müllverbrennung 18 %, Elektroheizer 9 %, Biomasse 4 %.
- 16 % der Wärme werden zwischengespeichert.

In Abbildung 7-8 ist die stündliche Fernwärmeerzeugung für das simulierte Jahr dargestellt. Die Investitionsoptimierung unter den Szenarioannahmen ergibt Investitionen in Fernwärmespeicher mit einer Wärmekapazität, die 1,8 Tagen des mittleren Winterfernwärmebedarfes entspricht. In Abbildung 7-8 ist die Einspeicherung in die Fernwärmespeicher als Erzeugungsanteile, die die schwarze Fernwärmefachfraganlinie überschießen, dargestellt. Durch die Kombination von Elektrodenheizkesseln und KWK mit Wärmespeichern wird eine Flexibilisierung der Stromerzeugung und des Strombezugs ermöglicht, und damit eine Reduktion der Kosten des Gesamtsystemserreicht erreicht. Siehe Kapitel 7.4 zum Vergleich verschiedener Optionen der flexiblen Nachfrage.

7.2.2 Gebäude mit eigenem Heizsystem mit niedrigen Vorlauftemperaturen

Bei Gebäuden, die für eine Wärmepumpe geeignet sind, setzt sich die Wärmepumpe als kosteneffizient durch. Je nach Größe des Gebäudes ,werden für die Spitzenlastabdeckung zusätzlich auch ein Elektroheizer und ein Gaskessel installiert.

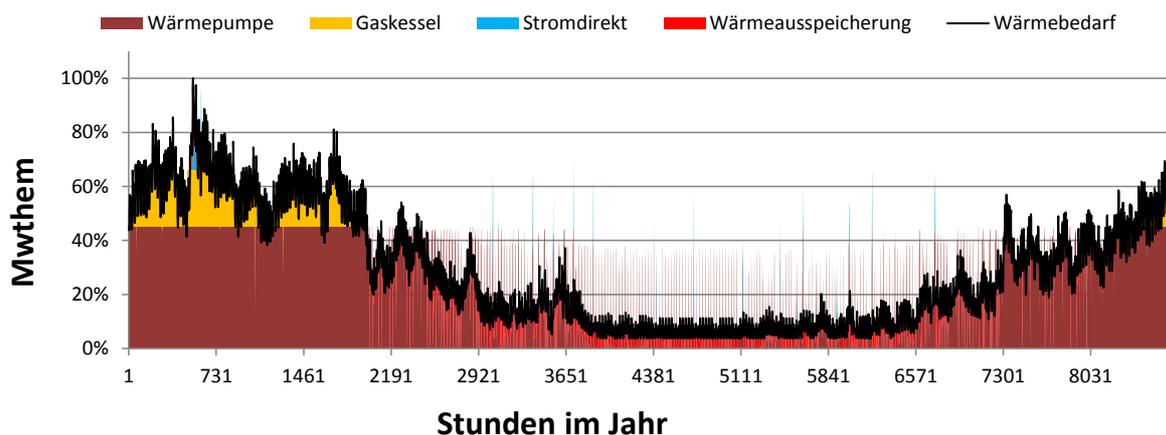


Abbildung 7-9: Simulation der Wärmeerzeugung in Gebäuden mit niedrigen Vorlauftemperaturen

In Abbildung 7-9 ist die Simulation der Wärmeerzeugung in großen, für Wärmepumpen geeigneten Gebäuden dargestellt. Dabei trägt die Wärmepumpe 87 %, der Gaskessel 12 % und die Direktstromheizung 1% des Jahreswärmebedarfes bei. Die Einspeicherung in die Wärmespeicher ist als Erzeugungsanteile, die die schwarze Wärmenachfragelinie überschneiden, dargestellt. Im Winter fahren die Wärmepumpen meist durchgehend. Im Sommer nutzen die Wärmepumpen den durch die PV-Erzeugungsspitze zu Mittag billigen Strom zur Mittagszeit, um den Warmwasserspeicher zu füllen. D. h. im Winter tragen Wärmepumpen kaum zu einer Flexibilisierung des Strombedarfes bei. Im Sommer dagegen schon. 12 % der Wärme werden im Wärmespeicher zwischengespeichert. Die optimale Auslegung des Wärmespeichers beträgt 3 Stunden der mittleren Winterlast. Es wird angenommen, dass 66 % der Gebäude im Jahr 2050 wärmepumpengeeignet sind. Zur Beschreibung der Modellierung des Wärmesektors siehe Kapitel 5.5.

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

7.2.3 Gebäude mit eigenem Heizsystem mit hohen Vorlauftemperaturen

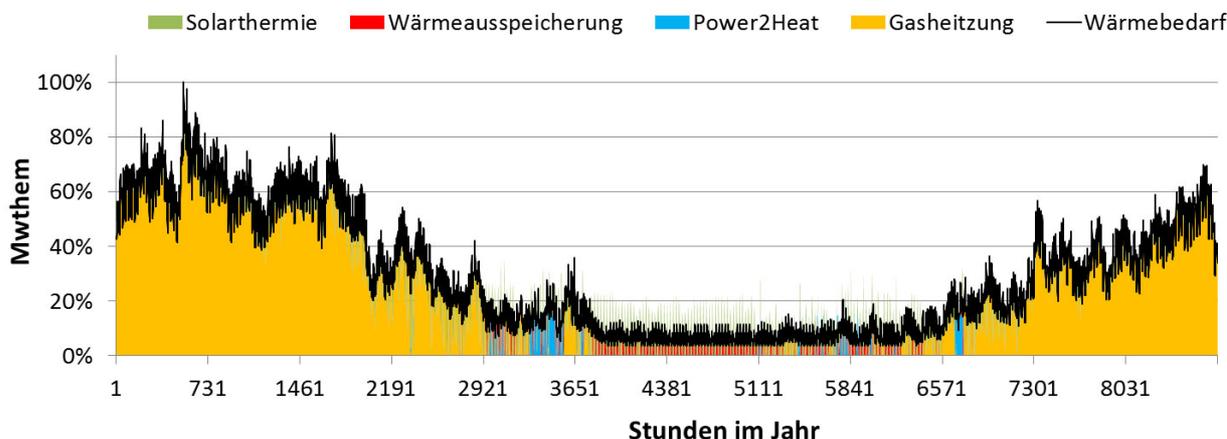


Abbildung 7-10: Simulation der Wärmeerzeugung bei gasbeheizten Gebäuden, die nicht wärmepumpengeeignet sind.

In Abbildung 7-10 ist die Jahressimulation der Wärmeerzeugung für Erdgas beheizte Gebäude, die nicht wärmepumpengeeignet sind, dargestellt. Die Einspeicherung in die Wärmespeicher ist als Erzeugungsanteile, die die schwarze Wärmenachfragelinie überschneiden, dargestellt. Dabei trägt die Gasheizung 85 %, die Solarthermie 13 % und die Direktstromheizung 2 % des Jahreswärmebedarfes bei. Die optimale Auslegung des Wärmespeichers beträgt 2 Stunden der mittleren Winterlast.

7.3 Gesicherte Leistung und Finanzierung der thermischen Kraftwerke

Gemäß den Szenario-Vorgaben müssen die Investitionsentscheidungen das 1,1-Fache der Spitzenlast für die normale Endkundenstromnachfrage plus die installierte Wärmepumpen-Leistung (inkl. Netzverluste) als gesicherte Erzeugung zur Verfügung stellen. Zur gesicherten Leistung wurden in diesem Projekt hier nur die thermischen Kraftwerke und die Speicherwasserkraft gezählt, was eine konservative Annahme ist.

In Abbildung 7-11 und Tabelle 13 ist die Bereitstellung der gesicherten Erzeugung für das Szenario A – Alle Optionen 2050 dargestellt. GuD-Kraftwerke kommen in diesem Szenario auf ca. 3000 Volllaststunden. Gasturbinen werden als billigste Option der Stromerzeugung zur Sicherung der Stromversorgung gebaut und haben nur sehr geringe Einsatzstunden (siehe auch Tabelle 12).

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

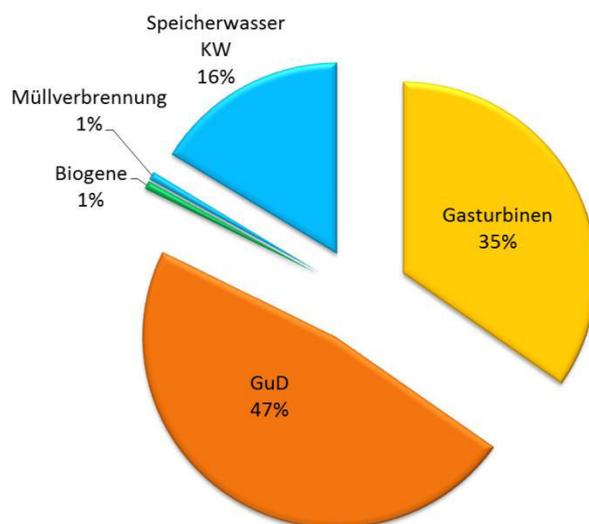


Abbildung 7-11: Bereitstellung der gesicherten Leistung für Österreich und Deutschland im Szenario A – Alle Optionen 2050

	Installierte Leistung	Gesicherte Leistung (inkl. Verfügbarkeit)	Verfügbarkeit
Gasturbinen	59	54	0,92
GuD	81	74	0,92
Biogene	1,2	1,1	0,92
Müllverbrennung	1,2	1,1	0,92
Speicherwasser KW	28	26	0,95
Summe:	169	157	

Tabelle 13: Bereitstellung der gesicherten Leistung für Österreich und Deutschland im Szenario A – Alle Optionen 2050

Da für die Bereitstellung der gesicherten Leistung 59 GW an Gasturbinen vorhanden sind und auch GuD-Kraftwerke meist fahren, sind für die positive und negative Regelleistung ein großer Pool an Kraftwerken vorhanden, dies sollte zu niedrigen Kosten für die Regelleistung führen und damit nur einen geringen Anreiz für Speicherneubauten darstellen.

Aus der im Szenario vorgeschriebenen Kapazität an gesicherter Leistung ergibt sich für das Szenario A – Alle Optionen 2050 endogen in der Simulation eine notwendige Kapazitätsprämie mit 48 Euro/kW und Jahr. Damit wird die Bereitstellung der gesicherten Leistung von 157 GW finanziert. Die 48 Euro/kW und Jahr sind genau die jährlichen Abschreibungskosten und Fixkosten für den Neubau der spezifisch (in €/kW) billigsten Kraftwerkstechnologie unter Berücksichtigung eines Verfügbarkeitsfaktors. Unter den Szenarioannahmen ist dieses billigste (in €/kW) neue Kraftwerk eine „Simple-cycle“-Gasturbine. Wenn alle 157 GW an gesicherter Leistung diese Prämie bekommen und diese Kosten auf die 943 TWh Strombedarf umgerechnet werden, ergeben sich 8 €/MWh an Kosten

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische
Forschungsförderungsgesellschaft FFG

für die gesicherte Leistung. Das sind 11 % der Stromgestehungskosten von 72,7 €/MWh im All-Options-Szenario.

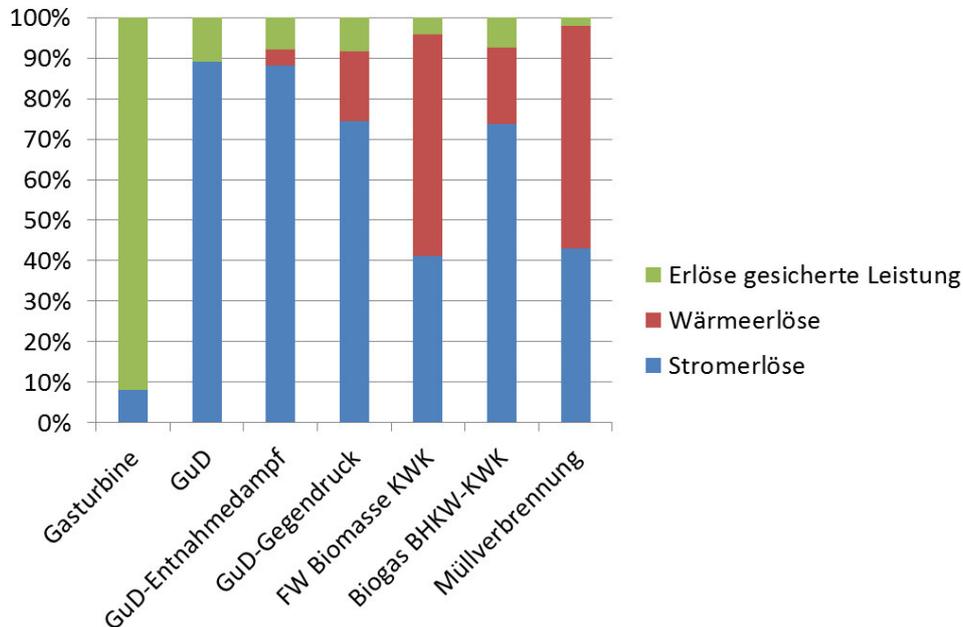


Abbildung 7-12: Erlösstruktur für das Szenario A – Alle Optionen 2050.

In Abbildung 7-12 ist die Erlösstruktur für verschiedene Kraftwerkstypen angegeben. Bei der Gasturbine decken die Stromerlöse genau die variablen Betriebskosten und die Kapazitätsprämie deckt die jährlichen Abschreibungs- und Fixkosten. Bei den KWK-Anlagen mit hohen Volllaststunden (Biomasse und Müllverbrennung) steuern die Wärmeerlöse mehr als die Hälfte der Einnahmen bei. Die simulierte Kapazitätsprämie von 48 Euro/kW und Jahr bedeutet aber nicht, dass ein zentraler Kapazitätsmarkt nötig ist. Es gibt viele Vorschläge zu wettbewerblichen dezentralen Kapazitätsmechanismen, die darauf hinauslaufen, die Bilanzgruppen zu verpflichten, 100 % der Jahreshöchstlast ihrer Kunden an gesicherter Kapazität vorzuweisen. Entweder durch eigene Kraftwerke oder Verträge mit anderen Kraftwerksbetreibern.

7.4 Vergleich der Optionen der flexiblen Nachfrage

	Flexibilisierung [TWh]
Pumpspeicher Strombezug	22,5
Direktstromzusatzheizer	25,4
Verlagerte Elektromobilitätsstrommenge bei 50% Emobilität	35,4
Verlagerte DSM Strommenge	3,4
Abregelung von Wind und PV	65,0

Tabelle 14: Vergleich der Optionen der Flexibilisierung der Stromnachfrage im Szenario A – Alle Optionen 2050.

In Tabelle 14 werden für das Szenario A – Alle Optionen 2050 die verschiedenen Technologien der Flexibilisierung der Stromnachfrage und der Abregelung von Wind und PV miteinander verglichen. Sowohl die Pumpspeicher als auch die Power-to-Heat-Technologien und Wärmespeicher werden kostenoptimal ausgebaut. Bei der Elektromobilität und dem industriellen Lastmanagement wird nur der Betrieb optimiert. Die Anzahl an Elektroautos und der industriellen DSM-Anlagen ist im Szenario vorgegeben. In der Tabelle 14 zeigt sich, dass die Pumpspeicher-Stromaufnahme mit 22,5 TWh geringer ist als die durch gesteuertes Laden verlagerebare Strommenge in der Elektromobilität (bei 50 % Anteil von Elektro-PKW). Der Strombezug von Direktstromzusatzheizern in der Fernwärme und in Gebäuden mit eigener Heizung beträgt 25,4 TWh im simulierten Jahr. Durch industrielles Lastmanagement lassen sich bei den für DSM angenommenen Potentialen nur 3,4 TWh verlagern. Im Vergleich dazu werden 65 TWh an möglicher Wind- und PV-Erzeugung abgeregelt, weil es Netzengpässe gibt oder die Strompreise 0 sind.

Durch das gesteuerte Laden der Elektro-PKW können 1,2 Milliarden Euro an Strombezugskosten gespart werden im Vergleich zum ungesteuerten Laden. Bei 24 Millionen Elektro-PKW in Deutschland und Österreich im Szenario A – Alle Optionen 2050 ergibt sich pro Elektrofahrzeug aber nur eine Stromkosteneinsparung von 50 €/PKW und Jahr. Durch ungesteuertes Laden würde sich aber auch der Spitzenstrombedarf erhöhen, wenn die Fahrzeuge immer laden dürfen. Die Bereitstellung dieses zusätzlichen Spitzenstrombedarfes würde durchschnittlich 16 Euro/Jahr und Elektro-PKW kosten. Zur genaueren Analyse der Wechselwirkungen von Elektromobilität und Stromsystem siehe den Bericht des DEFINE-Projektes (Totschnig et al. 2015).

Im folgenden Kapitel wird der Pumpspeicher-Ausbau in weiteren Szenarien analysiert, um die Bandbreite und die Unsicherheit des Pumpspeicherbedarfes in der Zukunft zu bestimmen.

7.5 Volkswirtschaftliche Kosten-Nutzen-Analyse

Wie in der Szenario-Definition in Kapitel 6.2 beschrieben wurde zuerst das Alle-Optionen-2050-Szenario mit 50 % Elektro-PKW mit den Sektoren Stromerzeugung, Wärmeerzeugung und PKW-Verkehr simuliert. Anschließend wurden dann den anderen Szenarien (B, D, C), die nicht alle Sektoren abdecken, eine der sektoralen Abdeckung entsprechende Grenze für die CO₂-Emissionen, das nutzbare Potential für Wind an Land und Biomasse zugewiesen. Das Ziel dieser Szenario-Definition war es, die technologischen Unterschiede (Speicher, P2H, gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen) von den Effekten der Ressourcenverfügbarkeit zu trennen. Zur Analyse der Effekte der Ressourcenverfügbarkeit wurden die Szenarien J und K simuliert.

	Strom- gestehungs- kosten [€/MWh]	Mittlere Fernwärme- preise[€/M Wh]	Emissions Faktor [gCO ₂ /kWh]	Inst. Wind an Land Kapazität [GW]	Inst. Offshore Wind Kapazität [GW]	Inst. Photovoltaik Kapazität [GW]
Kein Speicherausbau (E)	76,4	70,9	76,2	166	21	117
Nur Speicherausbau (B)	73,7	64,5	71,8	166	10	129
Elektromobilität+SP (D)	73,3	63,1	72,9	181	10	156
P2H+SP (C)	73,5	45,4	81,7	192	17	137
Alle Optionen 50% Emob 147MtCO ₂ Limit (A)	72,7	45,8	81,0	207	16	175

Tabelle 15: Übersicht über die Stromgestehungskosten und die mittleren Fernwärmepreise in den zentralen Szenarien

Die installierten Wind an Land Kapazitäten sind durch die Szenario Vorgabe in allen Szenarien limitiert. Das Ziel der Szenario Definition war es, die Bewertung der technologischen Unterschiede (Speicher, P2H, gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen) von den Effekten der Ressourcenverfügbarkeit zu trennen. Siehe Kapitel 6.2 für die genaue Erklärung der Szenario Auslegung. Beispielsweise wird im Szenario A – Alle Optionen 2050 435 TWh an Windenergie erzeugt. 348TWh davon (80%) werden in den Sektoren Strom+Fernwärme genützt, 55 TWh in den Dezentralen Wärmesektoren über P2H und 32 TWh beim Gesteuerten Laden der Elektro-PKW. Daher ist im Szenario B, in dem nur die Sektoren Strom und Fernwärme simuliert werden, auch nur 348TWh an Windenergie (=166GW) verfügbar.

In Tabelle 15 sind die simulierten Stromgestehungskosten, die mittleren Fernwärmepreise und die Emissionsfaktoren für die zentralen Szenarien angeführt. Auffallend ist, dass die Stromgestehungskosten zwischen dem teuersten (kein Speicherausbau) und dem billigsten Szenario (Alle Optionen (A)) nur um 5 % variieren. D. h. die Kosten für die Infrastruktur (Kraftwerke, Wind und PV-Anlagen, Wärmeerzeuger, Brennstoffkosten) sind dominierend im Vergleich zu den Kosten und dem Nutzen der Flexibilitätsoptionen (Speicherausbau, P2H, gesteuertes Laden der Elektroautos).

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische
Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Wichtiger als der Kostenvorteil im Stromsystem ist die Bedeutung von P2H und Elektromobilität bei der Dekarbonisierung des Wärmesektors und des PKW-Sektors. Im Gebäudesektor sind es besonders die Wärmepumpen, die zu CO₂-Einsparungen führen. Zur Flexibilisierung der Last tragen Wärmepumpen in Kombination mit Speichern (siehe Kapitel 7.2.2) aber nur in der Übergangszeit und im Sommer bei, da die die Wärmepumpen im Winter fast durchgehen bei Volllast betrieben werden.

7.6 Bedeutung des Pumpspeicher-Ausbaus

In den Szenarien wurde auch analysiert, wie sich bei einem steigenden Erneuerbaren-Anteil in der Stromerzeugung die Variabilität der Strompreise und der Stromspeicherbedarf für Tages-, Wochen-, Monats- und Jahresspeicher entwickelt. Dazu muss unterschieden werden zwischen Speichern mit natürlichem Zufluss und reinen Pumpspeicherkraftwerken. In allen Szenarien, außer im Szenario E, kann die installierte Leistung von existierenden Speicherkraftwerken je nach der Wirtschaftlichkeit, bei Kosten von 900 €/kW, in der Simulation kostenoptimal ausgebaut werden und es können auch unbeschränkt neue generische Pumpspeicher mit entweder einem Asphaltbecken als oberer Stausee und einem Fluss als unter Stausee oder mit 2 neuen Asphaltbecken als oberer und als unterer Stausee errichtet werden. Für die Neubauten generischer Pumpspeicher sind die Kostenannahmen jeweils 800 €/kW für die Leistung und 22 €/kWh für Speichervolumen.

In Tabelle 16 wird für die Szenarien der wirtschaftliche Speicherausbau dargestellt. Power-to-Gas (P2G) und adiabate Druckluftspeicher sind, unter den Kostenannahme wie in Anhang 1 dargestellt, nur im Szenario I mit den größten CO₂-Emissionsreduktionen wirtschaftlich. Der Pumpspeicherausbau im Vergleich zu 2014 bewegt sich in den 2050-Szenarien zwischen 5 GW und 30 GW (siehe Tabelle 17). Wenn nur das Strom und Fernwärmesystem betrachtet wird (Szenario B), dann beläuft sich der wirtschaftliche Pumpspeicherausbau für Österreich und Deutschland 2050 auf 30 GW. Wenn gesteuertes Laden von 24 Millionen Elektro PKW angenommen wird (Szenario D mit 50 % der PKW sind Elektromobile), dann reduziert diese Flexibilität das wirtschaftliche Potential für Pumpspeicherausbau auf 20 GW. Wenn die Nutzung von Strom im Wärmesektor angenommen wird (Szenario C), dann reduziert sich das wirtschaftliche Potential für Pumpspeicherausbau auf 14 GW. Wenn alle Flexibilitätsoptionen (Speicher, P2H, 50% Elektro-PKW, industrielles DSM) in Konkurrenz treten, dann reduziert sich das wirtschaftliche Potential für Pumpspeicherausbau auf 11 GW. In Tabelle 16 ist auch die simulierte maximal speicherbare Pumpstrommenge angegeben. Darunter ist die Strommenge gemeint, die nach der Speicherung von den Pumpspeichern wieder ins Stromnetz eingespeist wird. In den simulierten 2050-Szenarien gab es verschiedene längere Perioden mit niedrigen Strompreisen, zwischen 15 bis 59 Tagen Dauer. Für diese Perioden wurde eine maximale zwischenspeicherbare Pumpstrommenge aller Pumpspeicher im Bereich 1530 – 2070 GWh (an Stromrückspeisung ins Netz) simuliert (siehe Tabelle 16). Im Gegensatz zum Leistungsausbau der Pumpspeicher ändert sich also die maximale speicherbare Strommenge in den Szenario Simulationen nur wenig. Der Grund ist, dass vor allem die installierte Pump und Turbinen Leistung der existierenden

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Speicherseen erhöht wird und dadurch diese besser ausgenützt werden können nicht aber die Größe der Talsperren ausgebaut wird. Allein die veröffentlichte Projektüberlegung der Verbindung des Inn mit der Speichergruppe im Zillertal könnte bei leeren Speichern 630 GWh an Strom speichern, indem Wasser aus dem Inn in die Speicherseen gepumpt wird. Auch die Projektüberlegung der Verbindung der Salzach mit der Speichergruppe Kaprun könnte 415 GWh an Strom speichern. Beide Projekte sind in der Simulation abgebildet und werden in den 2030 und 2050-Szenarien unterschiedlich stark ausgebaut. Im *Nur-Speicherausbau-Szenario (B)* trägt der Neubau von generischen Asphaltbeckenpumpspeicher mit Flüssen als unteres Speicherbecken 328 GWh an Speicherkapazität bei. Die 1530 – 2070 GWh (siehe Tabelle 16) entsprechen auch den Größenordnungen die in bekannten Studien zum Pumpspeicherpotential veröffentlicht wurden (siehe Kapitel 4.6).

	Gesamt Pump-speicher Ausbau [MW]	Ausbau Asphalt-becken PS [MW]	Max. gesp. Pump-strom [GWh]	P2G [MW]	Adiabate Druckluft-speicher [MW]	Abreglung Wind+PV TWh	Abregelung Wind+PV [%]	Inst. Wind an Land Kapazität [GW]	Inst. Offshore Wind Kapazität [GW]	Inst. PV Kapazität [GW]
Nur Speicherausbau (B)	29802	15932	2070	0	0	37	6,8%	166	10	129
Emobilität+SP (D)	20268	6322	1861	0	0	47	7,8%	181	10	156
P2H+SP (C)	14308	0	1585	0	0	48	7,4%	192	17	137
Alle Optionen + Limit 147MtCO ₂ + 50% Elektro-PKW(A)	11208	0	1529	0	0	65	9,2%	207	16	175

Tabelle 16: Vergleich des Pumpspeicherausbaus in den verschiedenen Szenarien. Die Werte in blau zeigen an wenn Szenario Vorgaben die Werte limitieren.

Siehe Kapitel 6.2 für die genaue Erklärung der unterschiedlichen Wind Limitierung in den Szenario Definitionen. Die Simulationen ergaben, dass für den Neubau reiner Asphaltdecken Pumpspeicherkraftwerke ohne natürlichen Zufluss die optimale Speichergröße im *Nur-Speicherausbau-Szenario (B)* einer Turbineneinsatzdauer von 21 Stunden entspricht. Im Szenario *Alle Optionen 61 MtCO₂ Limit (I)* steigt die optimale Verlagerungsdauer auf 27 Stunden. Im Szenario K mit stark limitiertem Windpotential und daher verstärktem Photovoltaik Ausbau sinkt die optimale Verlagerungsdauer auf 7 Stunden. D.h. ein verstärkter Zubau an Photovoltaik ist günstig für die Wirtschaftlichkeit von Pumpspeichern und reduziert die optimale Verlagerungsdauer. Reine Pumpspeicher mit Neubau eines oberen Asphaltspeicherbeckens als Wochen-, Monats- und Jahresspeicher mit Verlagerungsdauern > 27 Stunden sind unter den oben genannten Kostenannahmen in keinem Szenario wirtschaftlich. In den Szenarien B, D, I, und K werden reine Pumpspeicher mit Neubau eines oberen Asphaltspeicherbeckens zugebaut.

Die Speicher mit natürlichem Zufluss sind meist Talsperren in den Alpen. In den Szenarien wurde nur der Neubau des Jahresspeichers Kühtai angenommen. Im Modell wird in allen Szenarien, außer im Szenario E, die installierte Leistung von existierenden Speicherkraftwerken je nach der Wirtschaftlichkeit kostenoptimal ausgebaut. Die optimalen Verlagerungsdauern sind sehr unterschiedlich für die einzelnen Speicherkraftwerke. Das hängt auch von der verfügbaren Wassermenge in dem Fluss ab das in die Speicher gepumpt werden kann. Da für den optimalen

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische
Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Ausbau eines einzelnen Standortes lokale Spezifika entscheidend sind, die aber nicht alle öffentlich verfügbar sind, wird hier nur der Summenausbau in Tabelle 16 und Tabelle 17 dargestellt.

Mittelfristig, d.h. in den 2030 Szenarien, zeigt sich ein wirtschaftliches Potential für Pumpspeicherausbau von 0,5 GW bis 2,2 GW siehe das folgende Kapitel Sensitivitätsanalysen.

7.7 Sensitivitätsanalysen

In verschiedenen Szenarien wurde untersucht, welchen Einfluss die Kostenannahmen für den Speicherausbau, der Gaspreis, das angenommene Potential für Wind an Land und das CO₂-Ziel auf das wirtschaftliche Potential für den Pumpspeicherausbau haben. Eine Erhöhung der Kostenannahme für den Pumpspeicher-Ausbau um 50 % (Szenario G) führt zu einer Reduktion des Pumpspeicherausbaus um 53 %. Der Gaspreis dagegen (Szenario F) hat fast keinen Einfluss auf den Pumpspeicherausbau. Ein stärker limitierter Windkraft-Ausbau führt bei Beibehaltung des CO₂-Limits zu einem verstärkten PV-Ausbau (Szenario K) und zu einem 2,6-fachen Pumpspeicher-Ausbau. Der Grund ist der, dass ein hoher PV-Anteil im Sommer sehr regelmäßig zur Mittagszeit zu niedrigen Strompreisen führt. Diese tägliche Periodik ist günstig für die Wirtschaftlichkeit der Pumpspeicher. Ein hoher Windanteil verursacht nicht in derselben Regelmäßigkeit Strompreisvariationen und auch sind die Perioden mit viel Wind von längerer Dauer. Eine Reduktion des CO₂-Limits für Strom, Wärme und Verkehr von 147 MtCO₂ auf 127 MtCO₂ führt zu einer Steigerung des simulierten Pumpspeicherausbaus von 11 auf 16 GW.

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

	Gesamt Pump- speicher Ausbau [MW]	Ausbau Asphalt- becken PS [MW]	Max. gesp. Pump- strom [GWh]	P2G [MW]	Adiabate Druckluft- speicher [MW]	Abreglung Wind+PV TWh	Abregelung Wind+PV [%]	Inst. Wind an Land Kapazität [GW]	Inst. Offshore Wind Kapazität [GW]	Inst. PV Kapazität [GW]
Nur Speicherausbau (B)	29802	15932	2070	0	0	37	6,8%	166	10	129
Emobilität+SP (D)	20268	6322	1861	0	0	47	7,8%	181	10	156
P2H+SP (C)	14308	0	1585	0	0	48	7,4%	192	17	137
Alle Optionen + Limit 147MtCO ₂ + 50% Elektro-PKW(A)	11208	0	1529	0	0	65	9,2%	207	16	175
Alle Optionen+ SP Kosten x1,5 (G)	5244	0	1372	0	0	67	9,4%	207	17	171
Alle Optionen+ Gas Preis x2 (F)	11420	0	1530	0	0	65	9,2%	207	16	175
Alle Optionen + kein Limit für Wind an Land (J)	11547	0	1533	0	0	81	11,1%	229	10	164
Alle Optionen + stark beschränkter Wind (K)	29982	12317	1415	0	0	29	4,5%	150	10	286
Alle Optionen+ Limit 127MtCO ₂ + 50% Elektro-PKW(H)	15705	0	1637	0	0	92	11,5%	207	31	199
Alle Optionen + Limit 61MtCO ₂ + 100% Elektro-PKW (I)	19109	2105	1697	24285	4958	135	13,5%	207	74	227
2030 Szenario Nur SP (M)	2219	0	491	0	0	2	0,7%	66	22	67
2030 Szenario Alle Optionen (13% Elektro-PKW) (L)	454	0	251	0	0	0	0	66	22	67

Tabelle 17: Sensitivitätsanalyse des Pumpspeicherausbaus in den verschiedenen Szenarien. Die installierte Windleistung an Land ist in allen Szenarien (außer J) durch die Szenario-Definition bestimmt. Weiters gilt in allen Szenarien, dass mindestens 10 GW Offshore-Wind bebaut wird.

7.8 Zusammenfassung

Einen hohen Pumpspeicher ausbaubedarf >5GW wird in den Szenarien nach 2030 gesehen bei einer starken Reduktion der CO₂-Emissionen. Die Bandbreite des Pumpspeicherausbaus liegt bei 5 GW bis 30 GW für die 2050-Szenarien. Wettbewerb mit der Nutzung von Strom im Wärmesektor (Power-to-Heat) und gesteuertes Laden der Elektroautos reduziert das wirtschaftliche Potential des Pumpspeicherausbaus. P2G und adiabate Druckluftspeicher werden erst bei CO₂-Emissionsreduktionen von 90 % im Vergleich zu 2010 wirtschaftlich. In den simulierten 2050-Szenarien gab es verschiedene längere Perioden mit niedrigen Strompreisen, zwischen 15 bis 59 Tagen Dauer. Für diese Perioden wurde eine maximale zwischenspeicherbare Pumpstrommenge aller Pumpspeicher im Bereich 1400 bis 2100 GWh (an Stromrückspeisung ins Netz) simuliert. Für reine Pumpspeicher mit einem Fluss als unterem Becken und einem neu zu bauenden Asphaltbecken als oberer Speichersee liegen die optimalen Verlagerungsdauern zwischen 27 Stunden bei einem Wind dominierten Stromsystem und 7 Stunden bei verstärktem PV Ausbau. Ein im Vergleich zu Windenergie verstärkter PV-Ausbau führt durch die regelmäßigen Solarstrom-Einspeisemaxima zu Mittag, zu einem hohen wirtschaftlichen Pumpspeicherausbau. Die Bedeutung der Nutzung von Strom im Wärmesektor, und von Elektromobilität ist weniger durch die erzielbaren Einsparungen im Stromsystem gegeben als durch die Dekarbonisierung der Sektoren Wärme und PKW-Verkehr.

8 Dezentrale Erzeugung und Einsatz dezentraler Energiespeicher im Verteilnetz

Autoren: Johannes Kathan, Daniel Burnier de Castro

Dezentrale Stromerzeuger spielen im Bereich der erneuerbaren Energien eine bedeutende Rolle. Abbildung 13 zeigt die Verteilung der installierten erneuerbaren Erzeugungsanlagen in Deutschland in den einzelnen Netzebenen. Gut sichtbar werden dabei die signifikanten Erzeugungskapazitäten in den Verteilnetzen und damit auch die Belastung dieser.

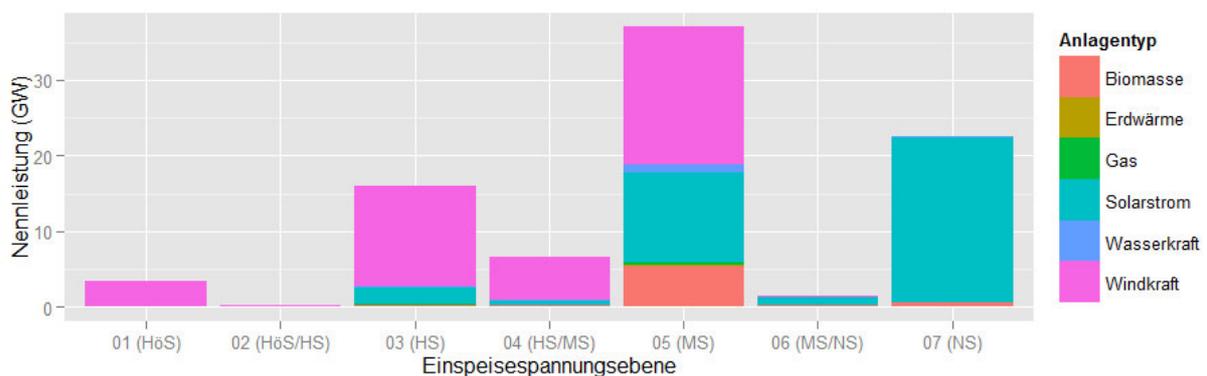


Abbildung 13: Installierte Kapazität erneuerbarer Energien im deutschen Stromnetz und deren Verteilung auf einzelne Technologien und Netzebenen auf Basis von Daten der (Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. (DGS) 2015)

Bei einer steigenden Anzahl von dezentralen Erzeugern im Verteilnetz können dort negative Effekte entstehen. In diesem Kapitel werden mögliche Problemstellungen bei der Integration erneuerbarer, dezentraler Erzeugungsanlagen in die Verteilnetze diskutiert und Lösungsvorschläge beschrieben. Das Ziel ist ein Katalog mit relevanten Maßnahmen zur Steigerung der Anzahl dezentraler Erzeuger im Verteilnetz, mit Schwerpunkt auf dem Einsatz von elektrischen Speichersystemen.

Im Zuge dieser Analyse werden ein Referenznetz und ein reales Netz mit der Bewertungsmethodik der Hosting Capacity untersucht. Bei beiden untersuchten Netzabschnitten handelt es sich um ländliche Netze mit großer Ausbreitung. Es werden technische Grenzkriterien (z.B.: Spannungsanhebung, Komponentenauslastung) bestimmt, welche die Aufnahmefähigkeit von Verteilnetzen für erneuerbare Energien begrenzen.

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische
Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Die verwendete Bewertungsmethodik der Hosting Capacity ist prinzipiell für jedes Verteilnetz anwendbar, jedoch muss darauf geachtet werden, dass eine Abhängigkeit von der Netztopologie besteht. Aufgrund dieser Anhängigkeit sind die Regelungsmethoden nicht bei jeder Netztopologie gleich wirksam. Daher können die Ergebnisse dieser nicht beliebig auf andere Netze übertragen werden.

8.1 Vergleich zentraler und dezentraler Speichersysteme

In der historischen Entwicklung der elektrischen Speichersysteme wurden Speicher fast ausschließlich im Übertragungsnetz installiert. Die weltweit installierte Speicherleistung wird mit einem Anteil über 99 % von Pumpspeichersystemen dominiert (International Electrotechnical Commission 2011). Erst mit einer steigenden Durchdringung von erneuerbaren Energien und verteilten Erzeugern im Verteilnetz wurde eine Installation dort auch interessant. Bei einer im Rahmen der European Energy Research Alliance durchgeführten Aktivität (Kathan u. a. 2015) wurden relevante Anwendungen für Speichersysteme gesammelt und dargestellt (Tabelle 18).

In den Verteilnetzen ist wie bereits dargestellt die Implementierung von Speichersystemen durch den steigenden Anteil an erneuerbaren Energien getrieben. Während im Niederspannungsnetz vor allem Heimspeichersysteme installiert werden – derzeit geschätzte 15.000 installierte Systeme in Deutschland (Enkhardt) 2014) – werden in den Mittelspannungsnetzen vor allem Speicher mit Netzanwendungen (z.B.: Reduktion der Anschlussleistung, Spannungsregelung, etc.) installiert. Daher wird in dieser Aktivität vor allem auf die Netzintegration erneuerbarer Energien mit Speichersystemen fokussiert.

Basierend auf Tabelle 18 ist eine Unterscheidung in Speichersysteme für Verteilnetze und Übertragungsnetze einfach möglich. Eine Zuordnung, wo Speichersysteme für einzelne Anwendungen installiert werden müssen, ist jedoch nicht möglich. So können Speichersysteme für ein und dieselbe Anwendung durchaus in verschiedenen Spannungsebenen installiert werden. Grundlegend ist es möglich, fast alle Anwendungen in allen Spannungsebenen zu implementieren. Jedoch ist aufgrund des hohen technischen Aufwandes und des bestehenden Regulativs der Aufwand so hoch, dass eine Implementierung nur bei großtechnischen Einheiten durchgeführt wird. Dargestellt sind die jeweils vorwiegenden Spannungslevels anhand der Farbcodierung in der Tabelle. In der vorliegenden Aktivität werden alle Anwendungen rund um die Steigerung der Hosting Capacity betrachtet: Spannungsregelung, Investitionsvermeidung für Netzausbau, Engpassmanagement und Leistungsbeschränkung.

Tabelle 18: Übersicht über möglicher Speicheranwendungen basierend auf (Appen, Braun, und Estrella 2012); (Elisabeth Lemaire u. a. 2011); (Martin u. a. 2010); (Eyer und Corey 2010) aus (Kathan u. a. 2015). Niederspannungsebenen <30kV sind mit NS. Die Mittelspannung (MS) wird für die Tabelle mit 30-110kV definiert und die Hochspannung (HS) mit den Spannungsebenen über 110kV.

Kategorie	Ziel	Anwendung	NS	MS	HS
Erzeugung	Marktintegration	Peak/Base Arbitrage	Red	Yellow	Green
		Fuel piling	Red	Green	Green
	Kostenreduktion der Erzeugung	Ausgleichsenergiebereitstellung	Yellow	Green	Green
		Leistungsbeschränkung	Green	Green	Green
Übertragungsnetz / Verteilnetz	Versorgungsqualität	Spannungsregelung	Green	Green	Green
		Reduktion von Harmonischen, Flicker & Transienten	Green	Green	Yellow
	Versorgungssicherheit	Schwarzstart-Kapazität	Green	Green	Green
		Engpassmanagement	Green	Green	Green
	Versorgungsstabilität	Primärregelreserve	Red	Yellow	Green
		Sekundärregelreserve	Red	Yellow	Green
		Tertiärregelreserve	Red	Yellow	Green
		Erzeugungsglättung	Green	Green	Yellow
	Systemeffizienz	Reduktion von Netzverlusten	Green	Green	Green
		Investitionsvermeidung für Netzausbau	Green	Green	Green
Verbrauchsseite	Reduktion von Energiekosten	Spitzenlastreduktion	Green	Green	Red
		Tarifbewirtschaftung zeitabhängiger Tarife	Green	Green	Red
		Lokale Nutzung erneuerbarer	Green	Green	Red
	Qualität und Sicherheit der Versorgung	Unterbrechungsfreie Spannungsversorgung	Green	Green	Red
		Blindleistungskompensation	Green	Green	Green

Abbildung 14 zeigt eine Übersicht über heute verfügbare Speichertechnologien. Die Übersicht fasst die relevanten Arten und Gruppen von Speichersystemen zusammen. Dies bedeutet, dass hinter jeder Gruppe noch weitere Subgruppen oder Systemkonfigurationen möglich sind.

Die heute wesentlichsten Speicherarten sind mechanische Speicher und elektrochemische Speicher (Batterien). Während die mechanischen Speichersystem (v. a. Pumpspeicher und Druckluft) großtechnische Systeme sind, finden elektrochemische Speichersystem Anwendung im Verteilnetz, da diese im Vergleich zu mechanischen Speichersysteme beliebig (v.a. nach unten) skalierbar sind. Eine untergeordnete Rolle spielen derzeit chemische und thermische Speichertechnologien bei der Integration erneuerbarer Energieträger.

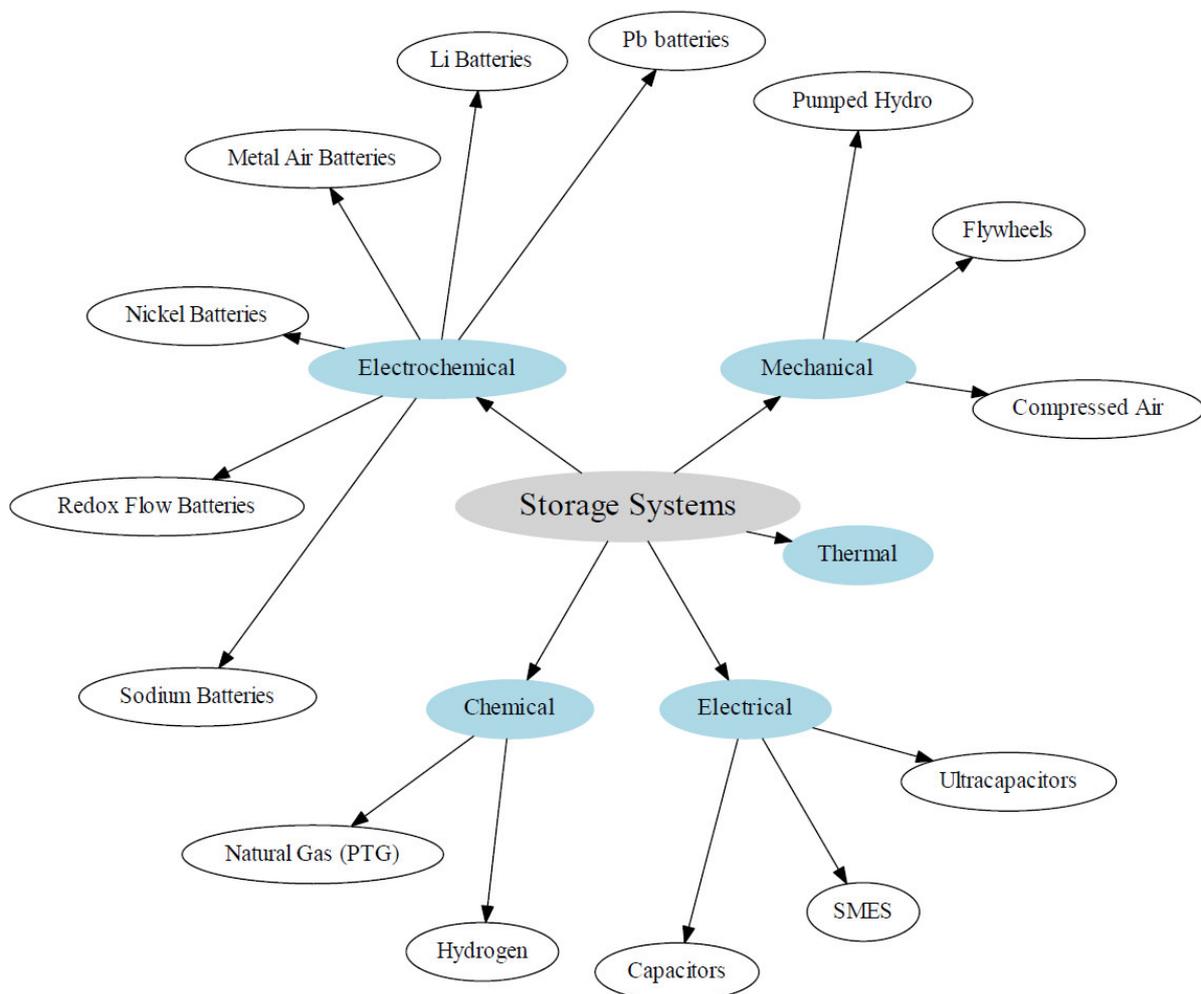


Abbildung 14 Übersicht über Speichertechnologien basierend auf (Kathan 2014)

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass zentrale großtechnische Speichersysteme in der Regel Pumpspeicher sind und vor allem Marktdienstleistungen bereitstellen sowie globale Regelungsaufgaben übernehmen. Dezentrale Speichersysteme werden vor allem als elektrochemische Systeme ausgeführt und in der Mittelspannungsebene vor allem zur Integration erneuerbarer Energieträger eingesetzt. Auf der Niederspannungsebene werden Speicher derzeit für die Eigenbedarfsdeckung durch Photovoltaik bei Endkunden

eingesetzt. Es bleiben nationale Unterschiede zu beachten. So ist die Installation dezentraler Speichersysteme zur Integration erneuerbarer Energien nicht in allen Ländern relevant.

8.2 Netzintegration erneuerbarer Energien in das Verteilnetz

Die Hosting Capacity (HC) oder Aufnahmefähigkeit von elektrischen Netzen ist definiert nach Bollen (Bollen 2011) als die maximale Leistung an dezentraler Erzeugung, ohne dass das Verteilnetz in seinen Aufgaben eingeschränkt wird. Die Hosting Capacity liegt an dem Punkt, wo eine inakzeptable Verschlechterung der Netzperformance besteht.

Durch dezentrale Einspeisung von Energie (Kleinwasserkraft, Wind, PV ...) auf der Verteilnetzebene wird die Netzspannung lokal angehoben. Bei Überschreiten der zulässigen Spannungsgrenzen, vgl. (Tenschert 2011)) können Netzkomponenten oder Verbraucher zu Schaden kommen. Durch Rückspeisung in höhere Netzebenen werden Leitungen und Transformatoren belastet. Für diese Netzkomponenten sind die definierten Auslastungsgrenzen, vgl. (VDE 2003; Kerber und Witzmann 2008), einzuhalten. Daher werden in dieser Analyse sowohl Spannungsüberschreitungen an Netzknoten als auch Überlastung von Leitungsabschnitten und Transformatoren betrachtet. Diese Einschränkungen führen zu einer Beschränkung der Hosting Capacity.

8.3 Maßnahmen zur Sicherung der Versorgungsqualität

In diesem Kapitel werden anhand der Ergebnisse verschiedener laufender und abgeschlossener Projekte und Literatur Maßnahmen zur Bewältigung der spezifischen netztechnischen Herausforderungen dezentraler Erzeugung im Verteilnetz dargestellt. Diese Maßnahmen werden durch Simulationen eines Referenznetzes analysiert. Die Darstellung der einzelnen Maßnahmen wurde ebenfalls auf Basis der Simulationen im Referenznetz erstellt.

Passive Methoden zeichnen sich dadurch aus, dass sie nach der Installation keine weiteren Stellmöglichkeiten im laufenden Betrieb bieten. Die in der Praxis üblichen Herangehensweisen zur Sicherung der Versorgungsqualität sind derzeit passive Methoden. Passive Maßnahmen werden üblicherweise groß genug dimensioniert, um künftigen Zubau zu ermöglichen. Beispiele sind:

- Kabelverstärkung bzw. Netzausbau
- Transformatortausch
- Längsregler (LR) und Strangkompensation⁶

⁶ Längsregler und Strangkompensation werden hier nicht näher betrachtet, gehören jedoch zu den passiven Maßnahmen. Weiterführende Literatur siehe (Bollen 2011 Kapitel 5.3.5)

Aktive Maßnahmen gehen über die Grenzen von passiven Maßnahmen hinaus. Sie zeichnen sich durch die Möglichkeit aus, direkt in den Netzbetrieb eingreifen zu können, und bieten Stellmöglichkeiten an Erzeugungsanlagen. Zu den aktiven Regelungsmethoden wird gezählt:

- Laststufenregler am Transformator
- Blindleistungsregelung an der Erzeugungseinheit
- Wirkleistungsbegrenzung an der Erzeugungseinheit
- Speichersysteme
- Demand Side Management (DSM)⁷
- Kombinierte Regelungsansätze

In (Brunner H, Bletterie B 2009) wurde die erweiterte Reserve als mögliches Potential identifiziert, um die Bandbreite der bestehenden Leitungen besser auszunutzen. Vollständige Ausnutzung der Leitungskapazitäten ist nur durch aktive Regelung möglich, da die freien Kapazitäten zu Zeiten von Schwachlast nahe der oberen Spannungsgrenze liegen. Bei Starklast liegen die freien Kapazitäten nahe der unteren Spannungsgrenze. Das bedeutet, dass zu jeder Zeit Reserven verfügbar sind, die durch passive Methoden nicht erschlossen werden. Aktive Regelung setzt auf automatisierte Mechanismen, die selbstständig eingreifen können. Abbildung 31 zeigt die entwickelte Vorgehensweise aus DG-Demonet-Konzept (Brunner H, Bletterie B 2009) und das dadurch frei werdende Potential.

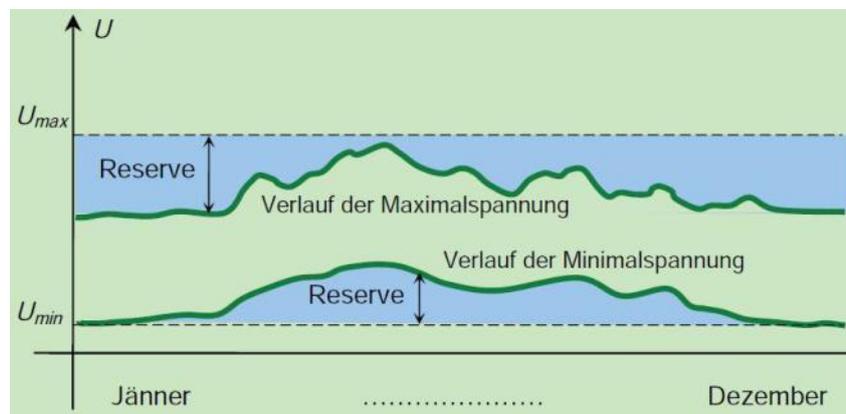


Abbildung 31: Erweiterte Reserve im Spannungsband (nach Brunner H, Bletterie B 2009)

8.4 Maßnahmen zur Sicherung der Versorgungsqualität – Referenzsimulation

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse der in 8.3 dargestellten Maßnahmen zur Sicherung der Versorgungsqualität in einem exemplarischen Referenznetz durch Simulationen dargestellt. Simulationsdetails sind in Deliverable 4.1 zu finden. Die Simulationen beinhalten theoretische Betrachtungen der Grenzbereiche von Komponenten und des Regler-Verhaltens. In einem kleinen Mittelspannungstestnetz werden die Entwicklung und

⁷ DSM wird hier nicht näher betrachtet. Details dazu finden sich in Deliverable 4.1

Implementierung der Regler funktional bewertet. Die durchgeführten Simulationen sind für dieses Referenznetz gültig. In Tabelle 19 werden die Ergebnisse aus der Simulation im Referenznetz zusammengefasst und verglichen.

Tabelle 19: Quantitativer Vergleich der Hosting Capacity im Mittelspannungstestnetz

Regelungsmethode	Hosting Capacity		Begrenzende Größe ⁸
	[MW]	Steigerung in [%]	
Basis-Hosting-Capacity	11,2	0	Spannungsanhebung
Stufensteller/Fernregelung	56	400	Spannungsanhebung
Wirkleistungsbegrenzung (P)	16	42,9	Jahresenergieverlust
Blindleistungsregelung	21,7	93,7	Leitungsauslastung
Speicher	32	186	Steigende Speichergröße pro Hosting-Capacity-Steigerung
Kombinierte Regelung	20	78,6	Abhängig vom Regelungsmodus
Leitungsverstärkung	22,4	100	Spannungsanhebung

Die **Basis-Hosting-Capacity** (Basis-HC) wird im Mittelspannungstestnetz bei aktiver Last ermittelt und liegt bei 11,2 MW_{peak}.

Aufgrund des **Stufenstellers am Umspanner mit Fernregelung** ist es möglich, die Hosting Capacity (HC) von 11,2 auf 56, also um 44,8 MW_{peak} zu erhöhen. Der Grund dafür liegt in der Nicht-Berücksichtigung von Rückwirkungen in parallelen Strängen.

Bei **Wirkleistungsbegrenzung** kann beliebig viel Erzeugungsleistung angeschlossen werden. Die Spannungsgrenzen werden auf Kosten der eingespeisten Energie eingehalten. Daraus lässt sich schließen, dass die HC zwar theoretisch unbegrenzt ist, aber die energetischen Verluste ca. im Verhältnis 2:1 mit der Einspeiseleistung ansteigen. Daher wird eine obere Verlustgrenze bei einem angenommenen maximalen Verlust von 10 % der eingespeisten Energie pro Jahr gewählt. Die Steigerung der HC beschränkt sich auf 4,8 MW_{peak} oder 42,9 % bezogen auf die Basis-HC.

Bei **Blindleistungsregelung** und einer Einspeisung von 21,7 MW_{peak} erreicht die Leitungsauslastung 70 %. Die Leitungsauslastung löst die Spannungsanhebung als wirksames Grenzkriterium ab. Die HC kann somit auf maximal 21,7 MW_{peak} angehoben werden. Das entspricht 10,5 MW_{peak} oder 93,7 % Steigerung bezogen auf die Basis-HC.

Die HC kann durch **Speicher** theoretisch beliebig angehoben werden. Sie wird mit maximal 32 MW_{peak} angenommen, da ab diesem Punkt die notwendige Speicherkapazität im Vergleich zur HC progressiv ansteigt. Das ergibt eine Steigerung um 20,8 MW_{peak} oder 186 %.

⁸ Wenn als begrenzende Größe keines der betrachteten Grenzkriterien genannt wird, dann wird im betreffenden Regelungsfall ein alternatives Grenzkriterium gewählt.

Durch eine **kombinierte Regelung** (Wirkleistungsbegrenzung, Blindleistungsregelung, Speicher, etc.) kann in vier von sechs Betriebsmodi die gesamte getestete Einspeiseleistung im Netz untergebracht werden. Bei unregelter Einspeisung treten Überspannungen auf, weshalb dieser Betriebsmodus nicht länger berücksichtigt wird. Die Einspeiseleistung wurde in dieser Regelungsart mit $20 \text{ MW}_{\text{peak}}$ festgelegt, um zu zeigen, welche Regelungsmechanismen nicht wirkungsvoll sind. Es konnte eine HC-Steigerung um $8,8 \text{ MW}_{\text{peak}}$ oder $78,6 \%$ erreicht werden.

Durch die Maßnahme **Leitungsverstärkung** kann die HC bei Tausch des Kabels Aluminium (AL) 120 mm^2 auf 240 mm^2 verdoppelt werden. Gleiches gilt beim Tausch von 240 mm^2 auf 500 mm^2 und bei Kupfer (CU) 120 mm^2 auf 240 mm^2 . Bei CU 240 auf 500 mm^2 liegt die Erhöhung der HC bei 213% . Alle Auswertungen werden auf eine Kabellänge von 30 km bezogen.

8.5 Integration dezentraler Speichersysteme – Simulation reales Verteilnetz

In diesem Abschnitt werden die getesteten Modelle aus vorigem Kapitel in einem realen Mittelspannungsnetz implementiert und über dynamische Simulationen verschiedene Szenarien simuliert. Im untersuchten Netz werden zwei Netzabschnitte (Stränge) simuliert und die verbleibenden Netzabschnitte deaktiviert, wobei beide Netzabschnitte auf kritische Knoten⁹ getestet werden., um den optimalen Platz für eine Erzeugungsanlage zu finden.

In Netzabschnitt 1 wird eine Erzeugungsanlage mit Speicher, an den Netzausläufern auf verschiedene Regelungskonzepte getestet. Die Lasten und der Stufensteller am Transformator bleiben zu jeder Zeit aktiv. Eine erste Analyse bringt Informationen zum Ist-Zustand und den Referenzspannungen ohne Lasten. Im nächsten Schritt wird die Basis-Hosting-Capacity ermittelt, um die Regelungsmethoden auf die neuen Netzgegebenheiten einzustellen. Es werden nur Regelungsmethoden angewendet, die die Möglichkeit bieten, die Grenzkriterien für Spannungsanhebung und Auslastung der Infrastruktur einzuhalten. Eine quantitative Auswertung der Auswirkungen von dezentraler Erzeugung auf das reale Mittelspannungsnetz gibt Auskunft über die Wirksamkeit der eingesetzten Regelungsmethoden. In Tabelle 20 werden die Ergebnisse aus der Simulation des realen Mittelspannungsnetzes zusammengefasst und verglichen. Details zu den Simulationen sind im Deliverable 4.1 zu finden.

⁹ Ein kritischer Knoten weist mindestens einmal im gesamten Untersuchungszeitraum (im Idealfall 1 Jahr) den höchsten bzw. den niedrigsten Spannungswert aller Knoten in einem Netzabschnitt auf. Mit den kritischen Knoten können die Problemzonen im Netz lokalisiert werden.

Tabelle 20: Quantitativer Vergleich der Hosting Capacity im realen Mittelspannungsnetz

Regelungsmethode	Hosting Capacity		Begrenzende Größe ¹⁰
	[MW]	Steigerung in [%]	
Basis-Hosting-Capacity	4,5	-	Spannungsanhebung
Wirkleistungsbegrenzung mit Speicher	13,5	200	Spannungsanhebung
Wirkleistungsbegrenzung ohne Speicher	9	100	Jahresenergieverlust
Netzausbau am Netzknoten 187	4,5	0	Leitungsauslastung
Blindleistungsregelung mit Speicher	8,2	82	Leitungsauslastung
Blindleistungsregelung ohne Speicher	7,6	69	Leitungsauslastung
Stufensteller am Umspanner mit Fernregelung	6,3	40	Spannungsabsenkung im parallelen Strang

Die **Basis-Hosting-Capacity** wird bei aktiven Lasten ermittelt und liegt bei $4,5 \text{ MW}_{\text{peak}}$.

Aufgrund von **Wirkleistungsbegrenzung mit Speicher** ist es möglich, die Hosting Capacity (HC) um $9 \text{ MW}_{\text{peak}}$ oder 200 % zu erhöhen. Der Grund dafür liegt an der Möglichkeit des Speicherreglers, die Erzeugerleistung lokal im Speicher zu verbrauchen, ohne die Infrastruktur zu belasten. Theoretisch sind größere Einspeiseleistungen möglich, jedoch steigt die notwendige Speicherkapazität im Vergleich zur HC-Steigerung progressiv an.

Netzausbau wird aufgrund der Fortpflanzung der Leitungsauslastung auf den nächsten Leitungsabschnitt als nicht wirksam erachtet. Eine eigene Zuleitung zum Erzeuger wird aus Gründen der geringen Rückwirkungen auf die parallelen Netzabschnitte vernachlässigt.

Mit der Maßnahme **Wirkleistungsbegrenzung ohne Speicher** kann beliebig viel Erzeugungsleistung angeschlossen werden. Die Spannungsgrenzen werden auf Kosten der eingespeisten Energie eingehalten. Daraus ergibt sich, dass die HC theoretisch unbegrenzt ist, jedoch steigen die Energieverluste überproportional mit der Einspeiseleistung an. Bei einem angenommenen maximalen Verlust von 10 % der Energie pro Jahr beschränkt sich die Steigerung der HC auf $4,5 \text{ MW}_{\text{peak}}$ oder 100 %.

Bei **Blindleistungsregelung mit Speicher** und einer Einspeisung von $8,2 \text{ MW}_{\text{peak}}$ erreicht die Leitungsauslastung 70 %. Sie löst die Spannungsanhebung als wirksames Grenzkriterium ab. Die HC kann somit auf maximal $8,2 \text{ MW}_{\text{peak}}$ angehoben werden. Das ergibt eine Steigerung um $3,7 \text{ MW}_{\text{peak}}$ oder 82 %.

Gleiches gilt für **Blindleistungsregelung ohne Speicher** bei Einspeisung von $7,6 \text{ MW}_{\text{peak}}$. Die Leitungsauslastung löst die Spannungsanhebung als wirksames Grenzkriterium ab, wodurch die HC auf maximal $7,6 \text{ MW}_{\text{peak}}$ angehoben wird. Das ergibt eine Steigerung um $3,1 \text{ MW}_{\text{peak}}$ oder 69 %.

¹⁰ Wenn als begrenzende Größe kein Grenzkriterium genannt wird, dann wird im betreffenden Regelungsfall ein alternatives Grenzkriterium gewählt.

Bei **Fernregelung** wird über den Stufensteller die Spannung am Netzknoten 187 angepasst. Dies hat zur Folge, dass bei einer Einspeiseleistung von $8,1 \text{ MW}_{\text{peak}}$ die Spannung an der Klemmleiste am Transformator und somit in Netzabschnitt 2 unter $0,98 \text{ p.u.}$ sinkt. Bei einmaliger Stufenstellung bleibt die Spannung in Abschnitt 2 innerhalb der zulässigen Grenzen. Daher ist Fernregelung auf eine maximale HC-Steigerung um $1,8 \text{ MW}_{\text{peak}}$ oder 40% begrenzt.

8.6 Conclusio/Überblick

In diesem Kapitel wurde die Relevanz dezentraler Speichersysteme diskutiert. Grundlegend ist festzuhalten, dass dezentrale Speichersysteme in der Mittelspannung vor allem für die Integration erneuerbarer Energien eingesetzt werden. Diese Systeme sind in der Regel elektrochemische Speichersysteme. Zentrale Speichersysteme hingegen sind in der Regel Pumpspeichersysteme und werden für Marktpartizipation und globale Regelungsaufgaben eingesetzt.

Netzsimulationen wurden in zwei Mittelspannungsnetzen durchgeführt, um die Wirksamkeit von verschiedenen Regelungsmaßnahmen zur Erhöhung der Hosting Capacity (HC) in Verteilnetzen zu ermitteln. Maßnahmen unabhängig von der Erzeugungsanlage sind Netzausbau, Fernregelung und Laststufenregler. Maßnahmen an der Erzeugungsanlage sind Wirkleistungsbegrenzung, Speicher, kombinierte Regelung und Blindleistungsregelung.

In einem Referenznetz wurden Reglermodelle von Erzeugungsanlagen und Speicher implementiert, um deren Stabilität zu testen, und ein erster qualitativer Vergleich analysiert. Anschließend wurden die Regler in einem Modell eines realen Netzes wiederverwendet. Alle Berechnungen basieren auf dem Hosting-Capacity-Ansatz, womit die Wirksamkeit aller Regelungsmethoden bestimmt wird.

Die Ergebnisse der Simulationen zur Steigerung der Hosting Capacity über die verwendeten Methoden sind nur begrenzt in andere Netze mit ähnlicher Topologie übertragbar. Der Grund dafür ist bereits zwischen Referenznetz und realem Netz sichtbar, da abhängig von den Gegebenheiten im Netz (z. B. parallele Netzabschnitte oder mehrere Lasten) die Ergebnisse beeinflusst werden.

Der wichtigste technische Vorteil von Blindleistungsregelung ist die Fähigkeit durch Blindleistungsbezug die Spannung am Netzknoten abzusenken, um mehr Wirkleistung im Netz unterzubringen. In dieser Arbeit wird nur Spannungsregelung betrieben, jedoch stellt die Fähigkeit Blindleistung stufenlos zu regeln mit geeigneter Kommunikationsstruktur interessante Möglichkeiten für Netzdienstleistungen dar. Ein Nachteil zeigt sich in der Leitungsauslastung, da Blindleistung die Leitungskapazitäten schmälert.

Bei Wirkleistungsbegrenzung wird die Einspeiseleistung ab erreichter maximaler Spannung begrenzt, wodurch die Grenzkriterien sichergestellt sind. Der wesentlichste Nachteil zeigt sich in den erzeugten energetischen Verlusten.

Speicher haben die Möglichkeit, die Überproduktion der Erzeugungsanlage abzufedern und später abzugeben. Somit ist eine Spannungshaltung möglich und es kann über Netzdienstleistung diskutiert werden, wenn eine

geeignete Kommunikation realisiert wird. Der größte Nachteil sind die steigenden Anforderungen an die Speicherkapazität bei steigender Einspeiseleistung.

Leitungsverstärkung zeigte sich in dieser Arbeit nur dann als sinnvoll, wenn durch den Tausch einzelner Leitungen bzw. Verstärkung durch parallele Leitungen eine Verbesserung der Einspeisesituation erreicht wird. Im realen Netz pflanzt sich die maximale Auslastung auf das nächste Kabel fort, worin auch die größte Schwäche dieser Methode besteht. Der wesentliche Nachteil ist das Ausmaß an notwendigen Eingriffen ins Stromnetz.

Fernregelung über den Stufensteller am Umspanner bietet den Vorteil von netzweiten Spannungsänderungen, wobei die Einsatzmöglichkeit begrenzt möglich ist. Bei parallelen Netzabschnitten zeigen sich Spannungsabsenkungen als der größte Nachteil.

9 Ökobilanzen und Ressourcenverfügbarkeit

Autoren: Johanna Pucker, Gerfried Jungmeier

Die durchgeführten Arbeiten zu Ökobilanzen und Ressourcenverfügbarkeit von elektrischen Energiespeichern gliedern sich in zwei Teile:

Im ersten Teil wurde eine quantitative Bewertung von Emissions- und Energiebedarf mittels Lebenszyklusanalyse durchgeführt (Ökobilanz). Es wird untersucht, welche gasförmigen Emissionen (Treibhausgase und klassische Luftschadstoffe) bei Errichtung und Betrieb von elektrischen Energiespeichern auftreten. Weiters wird der kumulierte Primärenergieaufwand, der mit Errichtung und Betrieb von elektrischen Energiespeichern verbunden ist, bestimmt.

Im zweiten Teil der Umweltbewertung wurde als Indikator für ethische und sozialen Implikationen und Importabhängigkeit bei der Ressourcenbeschaffung der Einsatz von kritischen Rohstoffen in elektrischen Energiespeichern qualitativ untersucht. Kritische Rohstoffe sind Rohstoffe mit einer hohen wirtschaftlichen Bedeutung für Europa bzw. Österreich und einem hohen Versorgungsrisiko. Diese Rohstoffe sind in Hinblick auf soziale und ethische Aspekte bei der Ressourcenbeschaffung als besonders sensibel einzustufen. Weiters wurde eine qualitative Bewertung des Flächenbedarfs von elektrischen Energiespeichern durchgeführt.

In der Folge werden Methodik und Ergebnisse zusammengefasst dargestellt. Die vollständige Dokumentation kann „ANHANG 3: Umweltbewertung im Lebenszyklus“ entnommen werden.

9.1 Quantitative Bewertung von Emissionen und Energiebedarf im Lebenszyklus

Ziel der Lebenszyklusanalyse war die Abschätzung ausgewählter Umweltwirkungen, die bei Errichtung und Betrieb von elektrischen Energiespeichern auftreten. Dabei wurden alle wichtigen beteiligten Stoffe und Prozesse berücksichtigt: Hilfsenergien, wie z. B. die Zufeuerung von Erdgas bei Druckluftspeicherkraftwerken, Hilfsstoffe, wie z. B. Katalysatorstoffe bei der Methanisierung, die Errichtung der Anlagenkomponenten, die Bereitstellung des gespeicherten Stroms und Verluste beim Betrieb des Speichers. Die Entsorgungsphase wurde auf Grund unzureichender Datenlage nicht betrachtet. Die Bezugsbasis (funktionelle Einheit) für die Lebenszyklusanalyse war 1 MWh entnommener Strom aus dem Speicher (1 MWh_{Strom aus Speicher}).

Es wurden folgende Umweltwirkungen untersucht:

- Treibhausgasemissionen (CO₂, CH₄, N₂O als CO₂-Äquivalent)
- Versauerungspotential (SO₂, NO_x, NH₃ als SO₂-Äquivalent)
- bodennahes Ozonbildungspotential (NMVOC, CO, CH₄, NO_x als C₂H₄-Äquivalent)
- Partikelemissionen
- kumulierter Energieaufwand (fossil, erneuerbar, sonstige)

Die Lebenszyklusanalyse wurde für zentrale, stationäre Großspeicher, die für den Lastausgleich geeignet sind, durchgeführt (siehe auch Kapitel 4). Alle untersuchten Fallbeispiele beziehen sich auf eine Lade- und Entladeleistung von 300 MW. Es wurde zwischen Tagesspeichern und Wochen-/Saisonspeichern unterschieden. Für die Wochen-/Saisonspeicher wurden drei verschiedene Bewirtschaftungsformen untersucht. Tabelle 21 gibt einen Überblick über die untersuchten Bewirtschaftungsformen und Technologien.

Bei einer marktorientierten Bewirtschaftungsform, welche durch Simulationen mit dem Modell HIREPS untersucht wurde, ergeben sich für Wasserstoffspeicher und Methanspeicher geringere Speicherstände als bei Pumpspeichern. Für die Bewertung der Umweltwirkungen wird für Wasserstoffspeicher und erneuerbare Methanspeicher jedoch dieselbe Kapazität wie für Pumpspeicher angenommen. Somit gelten für den ökologischen Vergleich für alle System mit derselben Betriebsweise auch dieselben Rahmenbedingungen.

Die Datenbasis für die Lebenszyklusanalyse setzt sich wie folgt zusammen:

1. Datenbank ecoinvent (*ecoinvent 2* (Version 2.2) 2010)
2. GEMIS („Globales Emissions-Modell integrierter Systeme (GEMIS), Version 4.9“ 2014)
3. Projektspezifische Daten und Literaturquellen

In Tabelle 22 sind die Grunddaten für den Betrieb der untersuchten elektrischen Energiespeicher dargestellt. Für weiterführende Informationen zu den Grunddaten der untersuchten Speichertechnologien siehe „ANHANG 3: Umweltbewertung im Lebenszyklus“

Tabelle 21: Übersicht über untersuchte Technologien und Bewirtschaftungsformen

Bewirtschaftungsform	Tagesspeicher	Wochenspeicher, Wochen- & Tagesspeicher	Saison- & Wochenspeicher
Lade- /Entladeleistung	300 MW	300 MW	300 MW
Speicherkapazität	2 100 MWh	10 500 MWh	63 000 MWh
Technologie	<p>Pumpspeicher</p> <ul style="list-style-type: none"> • Neubau • Ausbau¹ • Asphaltbecken² <p>Druckluftspeicher</p> <ul style="list-style-type: none"> • Diabater • Adiabater <p>Batterien</p> <ul style="list-style-type: none"> • Natrium-Schwefel (NaS) • Redox-Flow • Lithium-Ionen (Li-Ionen) 	<p>Pumpspeicher</p> <ul style="list-style-type: none"> • Neubau • Ausbau¹ • <p>Wasserstoff</p> <p>Methan</p>	<p>Pumpspeicher</p> <ul style="list-style-type: none"> • Neubau • Ausbau¹ • <p>Wasserstoff</p> <p>Methan</p>

¹ Ausbau eines bestehenden Kraftwerks oder einer Kraftwerksgruppe zur Erhöhung der Turbinenleistung

² Bau eines Asphaltbeckens über einem bestehenden Fließgewässer

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Tabelle 22: Zusammenfassung von Grunddaten für den Betrieb von elektrischen Energiespeichern basierend auf Fallbeispielen

Speichertechnologien	Speicher- kapazität ¹⁾ [MWh]	Ladezyklen pro Jahr [-/a]	Speicher- nutzungs- grad [%]	Lebens- dauer [a]	entnehmbare elektrische Energie pro Jahr [GWh/a]	zugeführte elektrische Energie pro Jahr [GWh/a]	entnehmbare elektrische Energie über Lebensdauer [GWh]	zugeführte elektrische Energie über Lebensdauer [GWh]	
Tagesspeicher									
Tagesspeicher	Pumpspeicher ²⁾		80%	140 ⁶⁾		958	107.310	134.138	
	Diab. Druckluftspeicher		47% ³⁾	40		575 ⁴⁾	30.660	22.995 ⁴⁾	
	Adiab. Druckluftspeicher	2.100	365	70%	40	767	1.095	30.660	43.800
	NaS-Batterie			76%	10		1.008	7.665	10.076
	Redox-Flow Batterie			76%	10		1.008	7.665	10.076
	Li-Ionen-Batterie			87%	10		884	7.665	8.843
Wochenspeicher									
Wochen-/Saisonspeicher	Pumpspeicher		80%	140		683	76.440	95.550	
	Wasserstoff	10.500	52	43%	30	546	1.276	16.380	38.290
	Methan			36% ⁵⁾	30		1.516	16.380	45.470
	Wochen- u. Tagesspeicher								
	Pumpspeicher			80%	140		1.641	183.750	229.688
	Wasserstoff	10.500	125	43%	30	1.313	3.068	39.375	92.044
Methan			36% ⁵⁾	30		3.643	39.375	109.302	
Saison- und Wochenspeicher									
Pumpspeicher			80%	140		1.103	123.480	154.350	
Wasserstoff	63.000	14	43%	30	882	2.062	26.460	61.854	
Methan			36% ⁵⁾	30		2.448	26.460	73.451	

¹⁾ entnehmbare elektrische Energie bei einem Entladezyklus

²⁾ gilt für alle untersuchten Pumpspeichervarianten: Neubau, Ausbau, Asphaltbecken

³⁾ inklusive Energieinhalt des Erdgases

⁴⁾ zusätzlich werden 1.073 GWh/a bzw. 42.924 GWh über die Lebensdauer Erdgas benötigt

⁵⁾ für das zur Methanisierung benötigte CO₂ wird angenommen, dass es in einer Biogasanlage bei der Aufbereitung von Biogas zu Biomethan als Abfallprodukt anfällt

⁶⁾ 140 Jahre für bauliche Anlagen, 70 Jahre für mechanische Anlagen, 50 Jahre für elektrische Anlagen

In einem ersten Schritt wurden die Umweltwirkungen für die Stromerzeugung des gespeicherten Stroms mit Windkraftanlagen bestimmt. In einem zweiten Schritt wurde eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt und der Einfluss der Art der Stromerzeugungsart untersucht.

Die Ergebnisse zeigen für **Tagesspeicher**, dass Pumpspeicher-Ausbau und Pumpspeicher-Asphaltbecken die geringsten spezifischen Umweltwirkungen pro MWh entnommener Strommenge aus dem Speicher für die Speicherherstellung haben. Im Vergleich zum Fallbeispiel für den Neubau eines Pumpspeichers sind die Umweltwirkungen für die Herstellung der Pumpspeichervarianten Ausbau und Asphaltbecken um 75 % geringer. Die höchsten Umweltwirkungen unter den Tagesspeichern für die Speicherherstellung haben die Li-Ionen und Redox-Flow-Batterien. Abbildung 16 zeigt dies am Beispiel der Treibhausgasemissionen.

Für die Umweltwirkungen der Betriebsphase sind der Speichernutzungsgrad und der Bedarf an Hilfsenergie ausschlaggebend. Der diabate Druckluftspeicher benötigt Erdgas als Hilfsenergie und hat dadurch, bei der Stromerzeugung des gespeicherten Stroms aus Windkraft, signifikant höhere Umweltwirkungen für Treibhausgasemissionen (Abbildung 17) Abbildung 17 Treibhausgasemissionen von Tagesspeichern, unterteilt in Speicherherstellung, zugeführter Strom aus Windkraft und Hilfsenergie Erdgas bei diabatem Druckluftspeicher

), Versauerungspotential, bodennahes Ozonbildungspotential und kumulierten Energieaufwand als die anderen Speichertechnologien. Die geringsten Umweltwirkungen in der Betriebsphase hat die Li-Ionen Batterie gefolgt von den Pumpspeichern durch die vergleichsweise hohen Speichernutzungsgrade dieser Technologien. Für die Li-Ionen-Batterie wurde ein Speichernutzungsgrad von 87 % und für Pumpspeicher von 80 % angenommen.

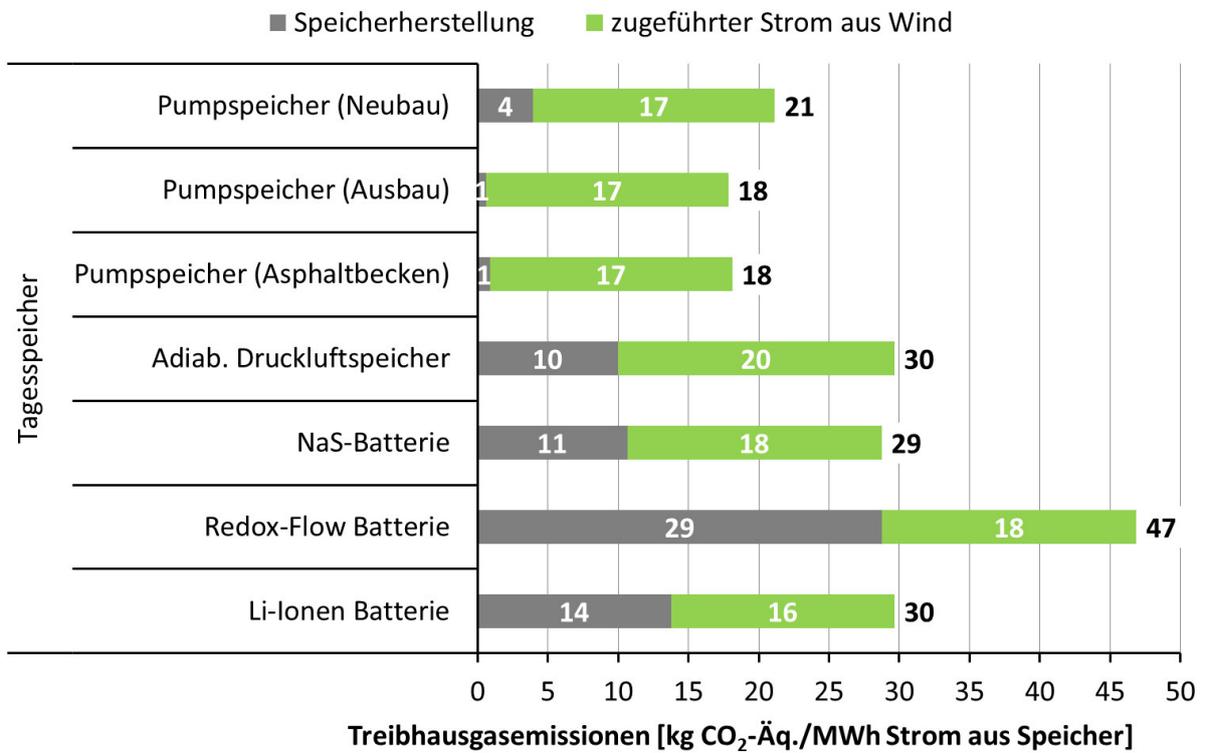


Abbildung 16 Treibhausgasemissionen ausgewählter Tagesspeicher (ohne diabaten Druckluftspeicher), unterteilt in Speicherherstellung und zugeführter Strom aus Windkraft

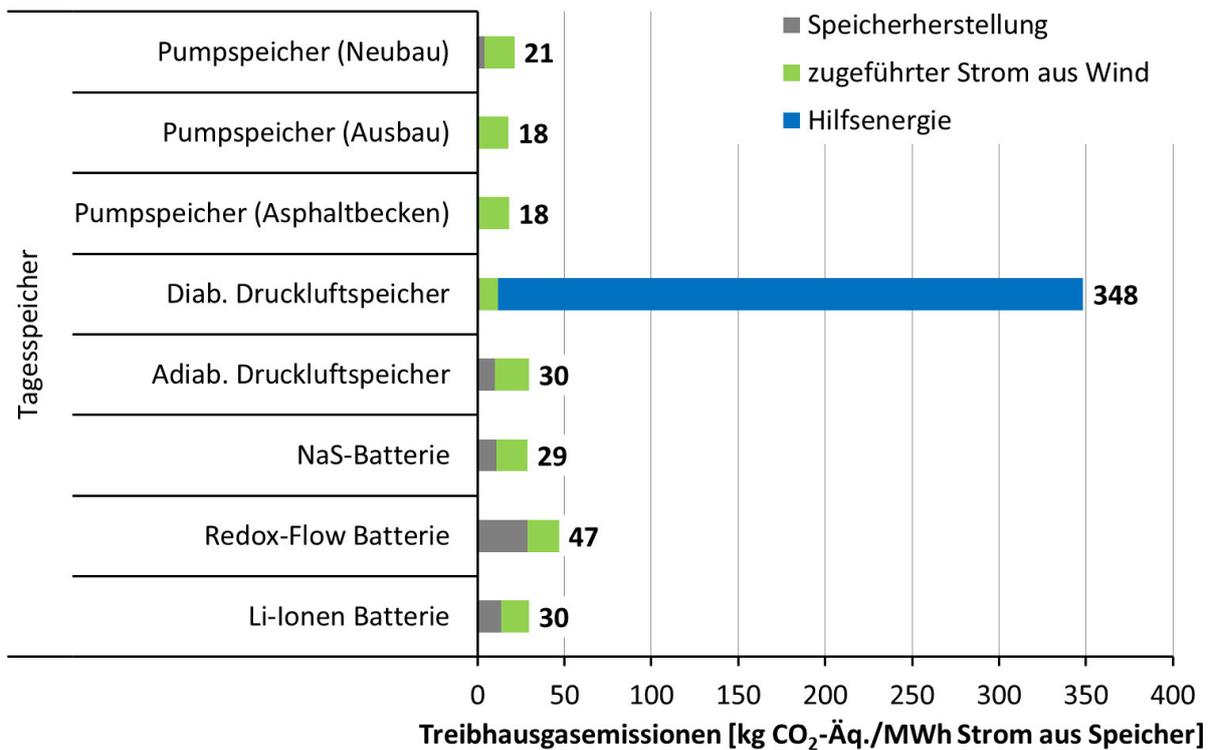


Abbildung 17 Treibhausgasemissionen von Tagesspeichern, unterteilt in Speicherherstellung, zugeführter Strom aus Windkraft und Hilfsenergie Erdgas bei diabatem Druckluftspeicher

Die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse zeigen, dass die Art der Stromerzeugung einen hohen Einfluss auf das Gesamtergebnis hat. Stammt der gespeicherte Strom aus Windkraft ist der Pumpspeicher z. B. bei Treibhausgasemissionen oder Versauerungspotential die günstigste Technologie. Erhöhen sich die Umweltwirkungen der Stromerzeugung, sind die Treibhausgasemissionen und das Versauerungspotential der Li-Ionen-Batterie geringer als die der Pumpspeicher. Dies erklärt sich durch den höheren Wirkungsgrad der Li-Ionen-Batterie im Vergleich zum Pumpspeicher. Die Umweltwirkungen des diabaten Druckluftspeichers werden am geringsten durch die Art der Stromerzeugung beeinflusst, da die Umweltwirkungen der Erdgaszufuhr konstant sind und mit $0,7 \text{ MWh}/\text{MWh}_{\text{Strom aus Speicher}}$ eine verhältnismäßig kleine Menge an Strom eingesetzt wird (Abbildung 18, Abbildung 19).

Tabelle 23 gibt einen Überblick über die Ergebnisse zu den Umweltwirkungen der Tagesspeicher bei unterschiedlichen Arten der Stromerzeugung.

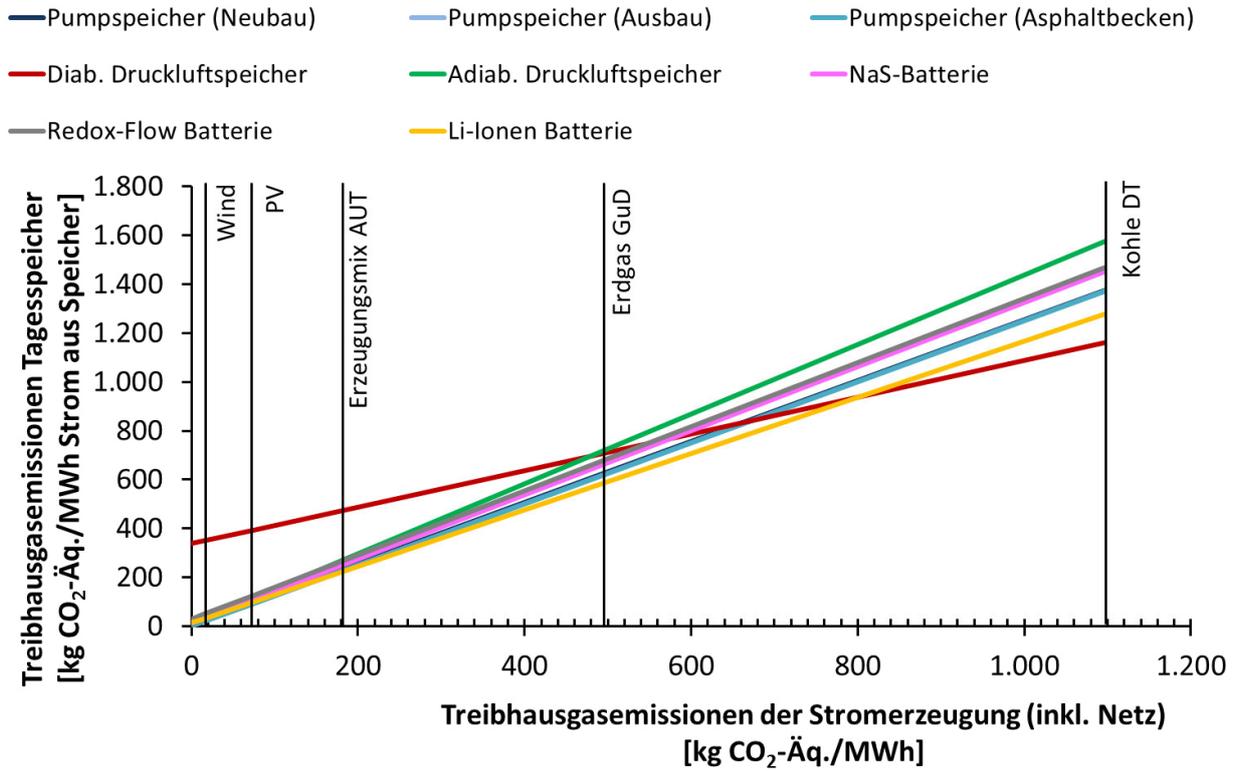


Abbildung 18 Treibhausgasemissionen von Tagesspeichern in Abhängigkeit von der Art der Stromerzeugung

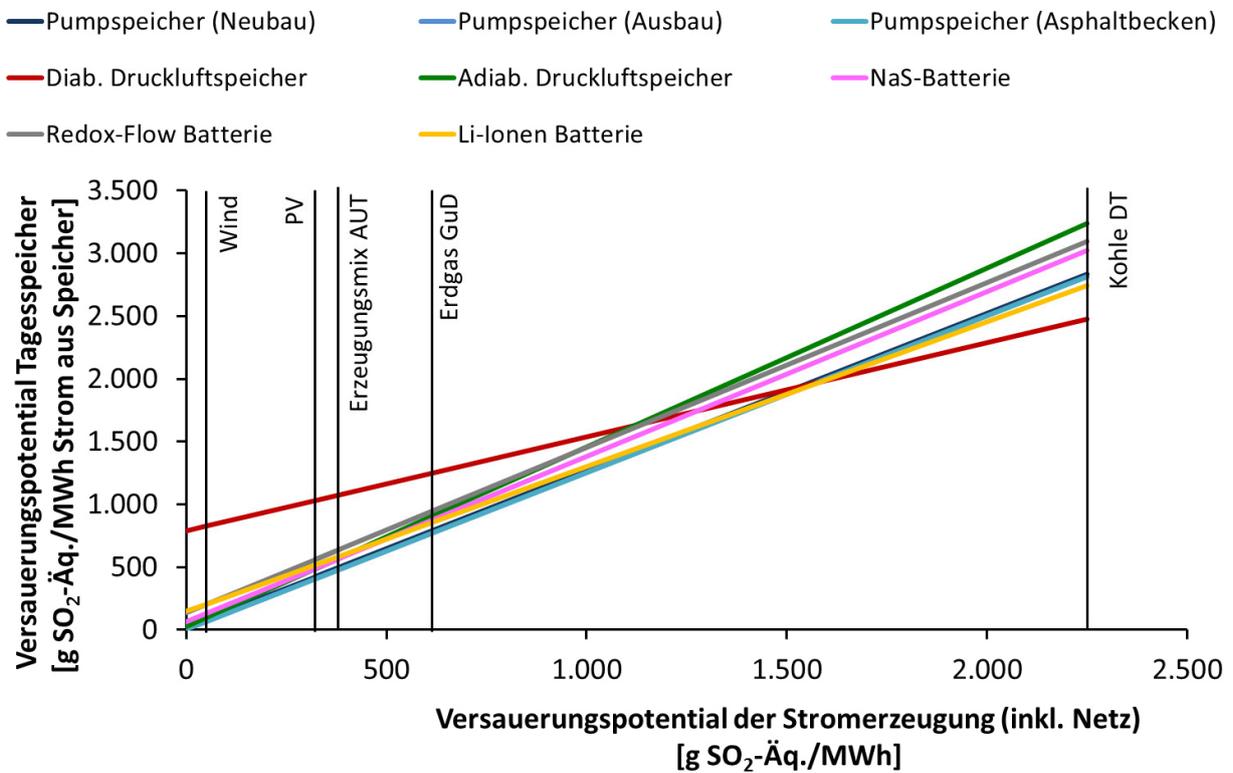


Abbildung 19 Versauerungspotential von Tagesspeichern in Abhängigkeit von der Art der Stromerzeugung

Die Ergebnisse für **Wochen- und Saisonspeicher** zeigen, dass im Vergleich zu den Tagesspeichern der Anteil der Speicherherstellung an den gesamten Umweltwirkungen geringer ist (z. B. 2 bis 24 % für Treibhausgasemissionen, 1 bis 27 % für bodennahes Ozonbildungspotential). Den höheren Einfluss auf die gesamten Umweltwirkungen hat der Speichernutzungsgrad. Abbildung 20 zeigt dies am Beispiel der Treibhausgasemissionen. Die geringsten spezifischen Umweltwirkungen haben die Pumpspeicher, das System mit dem höchsten Speichernutzungsgrad. Die Umweltwirkungen von Wasserstoff und Methan sind immer höher als die der Pumpspeicher, auch bei Variation der Art der Stromerzeugung (Abbildung 21). Der Speichernutzungsgrad von Wasserstoff wird mit 43 % und Methan mit 36 % angenommen. In Hinblick auf die Bewirtschaftungsform ist die Bewirtschaftung als Wochen- und Tagesspeicher bei allen untersuchten Technologien am günstigsten. Hier teilen sich die Umweltwirkungen der Speicherherstellung auf die meisten MWh entnommener Strom aus dem Speicher auf. In Abbildung 20 sind die Ergebnisse für Wochen- und Saisonspeicher am Beispiel der Bewirtschaftung als Wochen- und Tagesspeicher für unterschiedliche Arten der Stromerzeugung dargestellt.

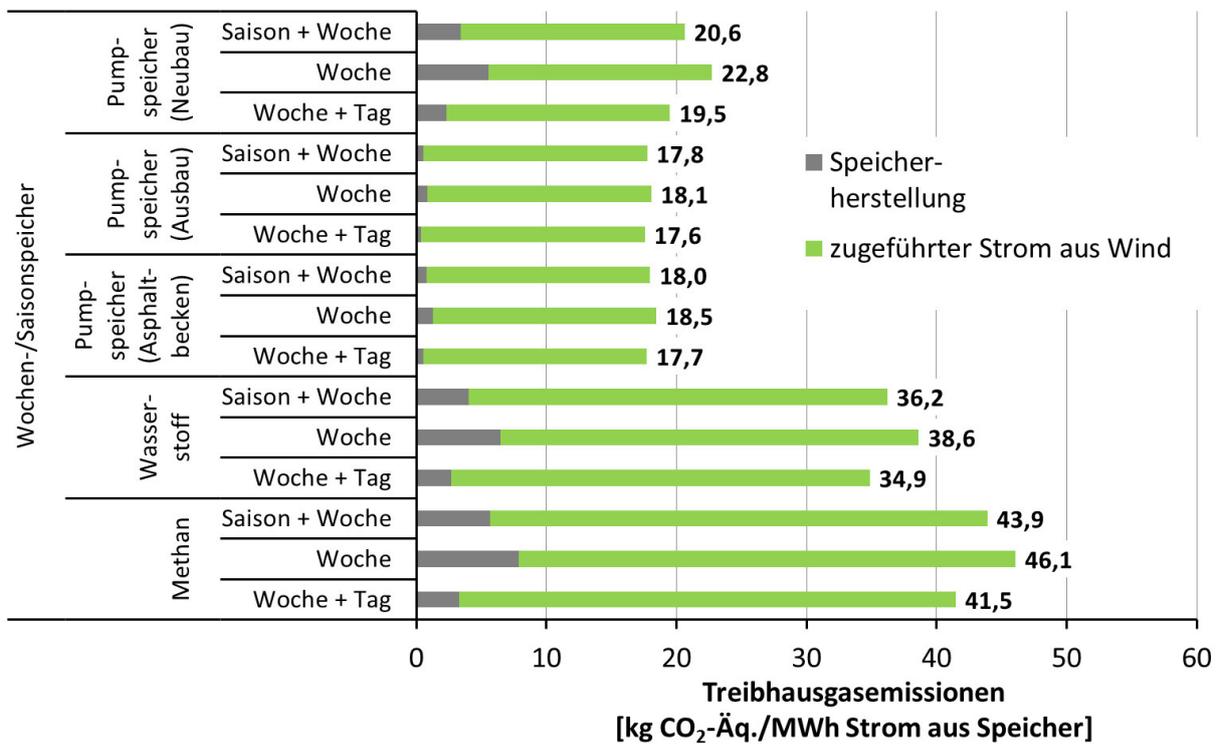


Abbildung 20: Treibhausgasemissionen von Wochenspeichern, Wochen- und Tagesspeichern und Saison- und Wochenspeichern, unterteilt in Speicherherstellung und zugeführter Strom aus Windkraft

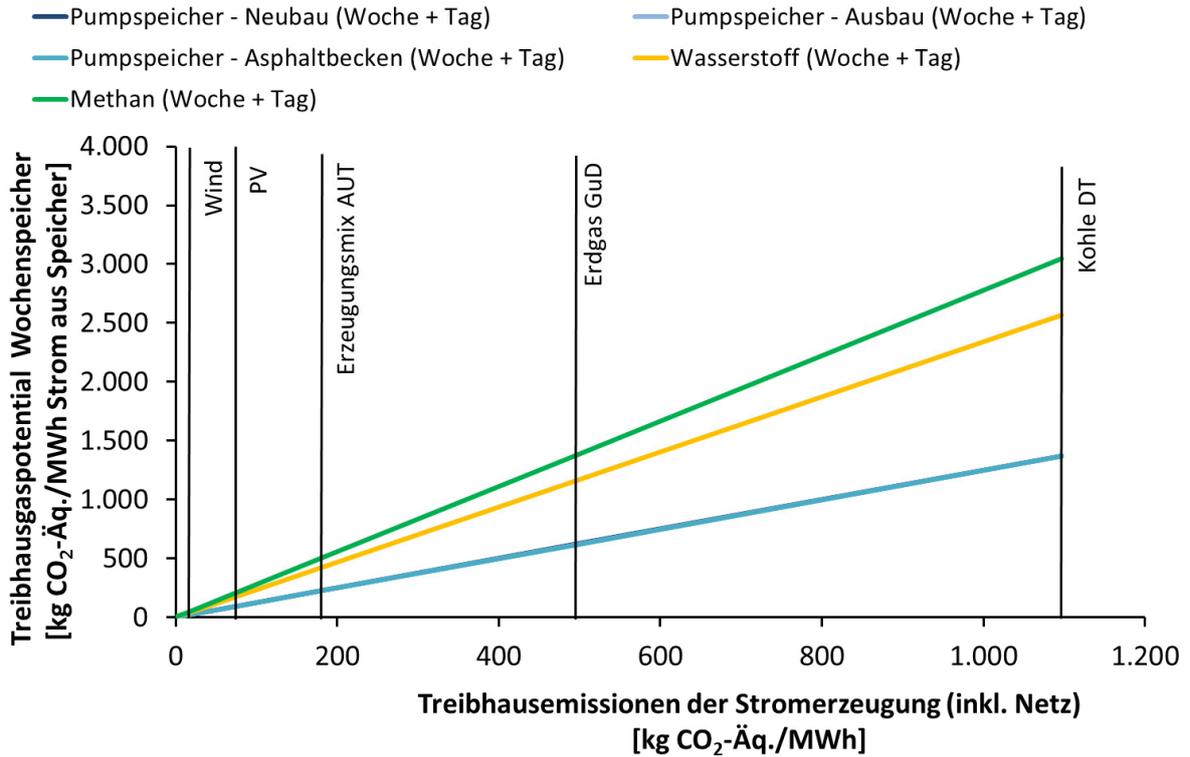


Abbildung 21: Treibhausgasemissionen von Wochen- und Tagesspeichern in Abhängigkeit von der Art der Stromerzeugung

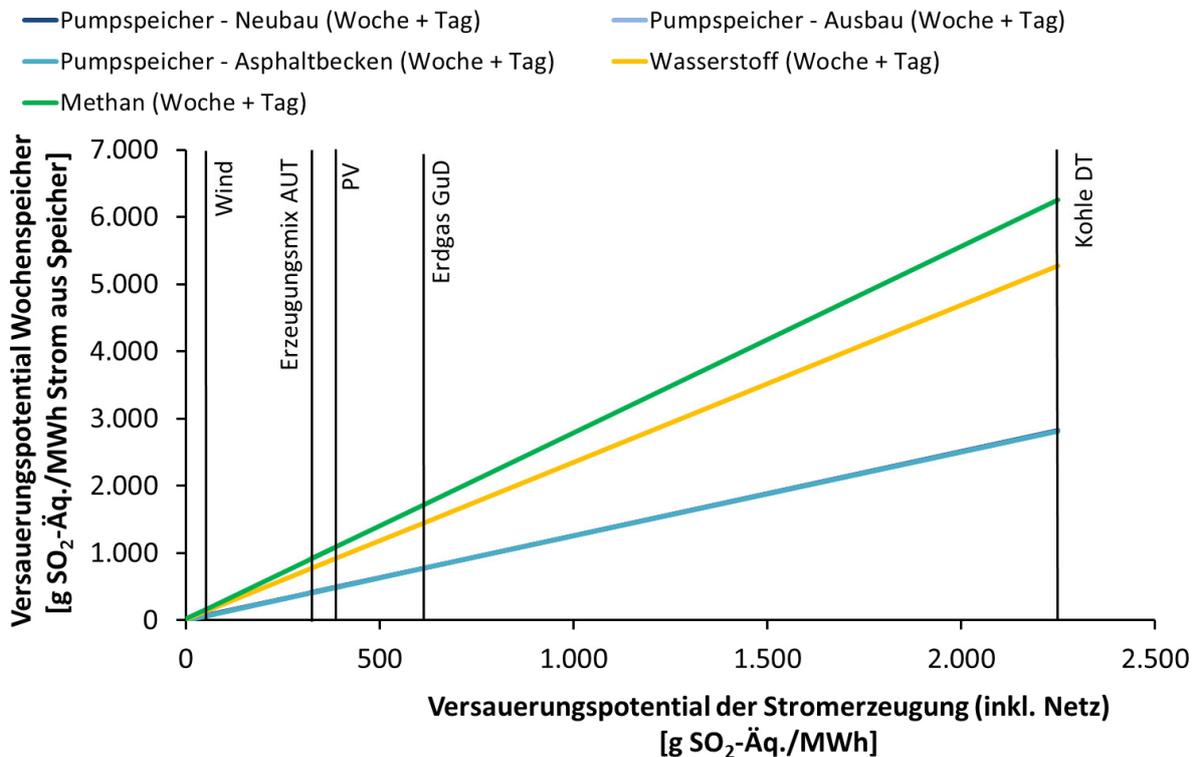


Abbildung 22: Versauerungspotential von Wochen- und Tagesspeichern in Abhängigkeit von der Art der Stromerzeugung

Sowohl für Tages- als auch für Wochen- und Saisonspeicher ist CO₂ das Treibhausgas mit dem höchsten Beitrag zu den Treibhausgasemissionen. Die Ergebnisse für die Versauerung werden von SO₂ und NO_x bestimmt. NH₃ ist für das Versauerungspotential von untergeordneter Bedeutung. Bei der bodennahen Ozonbildung haben die NO_x-Emissionen den höchsten Beitrag.

Tabelle 23 Zusammenfassung der Umweltwirkungen von Tagesspeichern

Technologie	Strom- bereitstellung (inkl. Netz)	Treibhausgas-	Versauerungs-	boden.	Partikel-	Kumulierter Energie- aufwand [MWh/MWh]
		emissionen [kg CO ₂ -Äq./MWh]	potential [g SO ₂ -Äq./MWh]	Ozonbildungs- potential [g C ₂ H ₄ -Äq./MWh]	emissionen [g/MWh]	
Pumpspeicher (Neubau)	Wind	21	74	86	38	1,4
	PV	96	490	438	141	1,9
	Erzeugungsmix AUT	230	413	638	48	1,9
	Erdgas GuD	627	785	1.532	42	2,8
	Kohle DT	1.374	2.824	3.795	71	3,6
Pumpspeicher (Ausbau)	Wind	18	49	68	22	1,4
	PV	92	480	420	124	1,9
	Erzeugungsmix AUT	226	403	621	31	1,9
	Erdgas GuD	623	775	1.515	25	2,8
	Kohle DT	1.371	2.814	3.777	55	3,5
Pumpspeicher (Asphaltbecken)	Wind	18	64	71	21	1,4
	PV	93	480	423	123	1,9
	Erzeugungsmix AUT	227	403	623	30	1,9
	Erdgas GuD	624	775	1.517	24	2,8
	Kohle DT	1.371	2.814	3.780	53	3,6
Diab. Druckluft- speicher	Wind	348	825	1.409	26	4,0
	PV	393	1.074	1.621	87	4,3
	Erzeugungsmix AUT	473	1.028	1.741	32	4,4
	Erdgas GuD	712	1.251	2.277	28	4,9
	Kohle DT	1.160	2.475	3.635	46	5,4
Adiab. Druckluft speicher	Wind	30	97	109	27	1,6
	PV	115	572	511	144	2,1
	Erzeugungsmix AUT	268	484	740	38	2,2
	Erdgas GuD	722	910	1.762	31	3,3
	Kohle DT	1.576	3.240	4.348	65	4,1
NaS-Batterie	Wind	29	131	105	38	1,5
	PV	107	569	475	146	2,0
	Erzeugungsmix AUT	248	488	686	48	2,1
	Erdgas GuD	666	879	1.626	41	3,0
	Kohle DT	1.452	3.023	4.005	73	3,8
Redox-Flow Batterie	Wind	47	202	149	44	1,6
	PV	125	640	519	152	2,1
	Erzeugungsmix AUT	266	558	729	54	2,2
	Erdgas GuD	684	950	1.670	48	3,1
	Kohle DT	1.470	3.094	4.049	79	3,9
Li-Ionen Batterie	Wind	30	204	143	51	1,3
	PV	99	588	468	145	1,8
	Erzeugungsmix AUT	222	517	653	59	1,8
	Erdgas GuD	589	860	1.479	54	2,7
	Kohle DT	1.279	2.742	3.567	81	3,3

Tabelle 24 Zusammenfassung der Umweltwirkungen von Wochen-/Saisonspeichern

Technologie	Strom- bereitstellung	Treibhausgas- potential	Versauerungs- potential	boden. Ozonbildungs- potential	Partikel	Kumulierter Energie- aufwand
		[kg CO ₂ -Äq./MWh]	[g SO ₂ -Äq./MWh]	[g C ₂ H ₄ -Äq./MWh]	[g/MWh]	[MWh/MWh]
Pumpspeicher - Neubau (Woche + Tag)	Wind	20	69	78	30	1,4
	PV	94	485	430	132	1,9
	Mix AUT	228	408	630	39	1,9
	Erdgas GuD	625	780	1.525	33	2,8
	Kohle DT	1.373	2.819	3.787	62	3,6
Pumpspeicher - Ausbau (Woche+Tag)	Wind	18	63	68	20	1,4
	PV	92	479	420	122	1,9
	Mix AUT	226	401	620	29	1,9
	Erdgas GuD	623	773	1.515	23	2,8
	Kohle DT	1.371	2.813	3.777	53	3,5
Pumpspeicher - Asphaltbecken (Woche+Tag)	Wind	18	63	69	19	1,4
	PV	92	479	421	121	1,9
	Erzeugungsmix AUT	226	402	622	28	1,9
	Erdgas GuD	623	774	1.516	22	2,8
	Kohle DT	1.371	2.813	3.779	52	3,5
Wasserstoff (Woche+Tag)	Wind	35	129	141	42	2,6
	PV	174	907	799	233	3,5
	Erzeugungsmix AUT	425	763	1.174	59	3,6
	Erdgas GuD	1.168	1.458	2.846	48	5,3
	Kohle DT	2.565	5.272	7.077	103	6,6
Methan (Woche+Tag)	Wind	41	152	167	50	3,0
	PV	207	1.076	949	277	4,1
	Erzeugungsmix AUT	505	905	1.393	70	4,3
	Erdgas GuD	1.387	1.731	3.379	57	6,3
	Kohle DT	3.047	6.260	8.404	123	7,9

9.2 Qualitative Untersuchung zum Material- und Flächenbedarf

Auf Grund der unsicheren Datenlage für den gesamten Lebenszyklus wurde für den Material- und Flächenbedarf von elektrischen Energiespeichern keine Lebenszyklusanalyse durchgeführt. Es wurde eine qualitative Bewertung auf Basis projektspezifischer Daten, die für Fallbeispiele erhoben wurden, und Literaturdaten durchgeführt.

Bei der Untersuchung des Materialbedarfs wurde im Speziellen untersucht, ob elektrische Energiespeicher einen Bedarf an **kritischen mineralischen Rohstoffen** haben. Dafür wurden jene Rohstoffe ausgewählt, die lt. der Definition des BMVIT („Definition: kritische Rohstoffe und potentiell kritische Rohstoffe mit Bezug zu Österreich“ 2012) als kritisch oder potentiell kritisch für Österreich eingestuft sind. Diese Definition beinhaltet mineralische Rohstoffe mit einer hohen wirtschaftlichen Bedeutung für Österreich und einem hohen Versorgungsrisiko-Index.

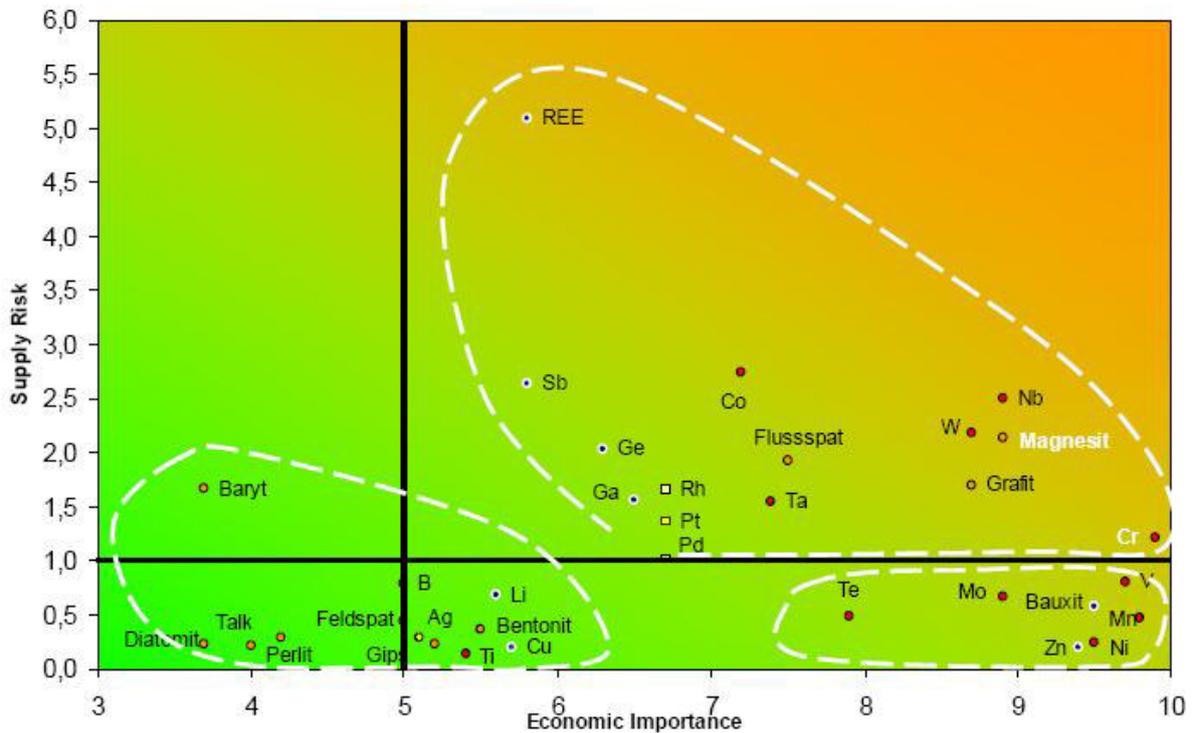


Abbildung 23: Kritische Rohstoffe (Gruppe rechts oben) und potentiell kritische Rohstoffe (Gruppe rechts unten) und Rohstoffe, die derzeit nicht als kritisch eingestuft werden (Gruppe links unten) („Definition: kritische Rohstoffe und potentiell kritische Rohstoffe mit Bezug zu Österreich“ 2012)

Die Verwendung von kritischen Rohstoffen konnte für folgende Energiespeichertechnologien identifiziert werden (Tabelle 25):

- Pumpspeicher: gegebenenfalls als Stahllegierungselemente
- Adiabate Druckluftspeicher: als Stahllegierungselemente, z. B. für Spezialstähle im Wärmespeicher
- Wasserstoff/Methan: für Elektroden und Stromverteiler bei alkalischer Elektrolyse
- Li-Ionen-Batterien: Mangan und Cobalt für die stationäre Anwendung von Li-Ionen-Batterien
- Redox-Flow-Batterien: Vanadium als Elektrolyt

Tabelle 25: Überblick zur Verwendung von kritischen und potentiell kritischen Rohstoffen in Energiespeichertechnologien (Viebahn u. a. 2014)

Speichertypen	Kritisch/Potentiell kritische Rohstoffe
Pumpspeicher	<ul style="list-style-type: none"> • ggf. Einsatz von (Stahl)- Legierungselementen
Adiabate Druckluftspeicher	<ul style="list-style-type: none"> • ggf. Stahl-Legierungselemente für die hochtemperaturfesten Kompressoren (vermutlich Ni, V)
Wasserstoff: Elektrolyse, Speicherung und Nutzung in Brennstoffzellen	<ul style="list-style-type: none"> • Alkalische Elektrolyse erfordert Ni als Katalysator und Stromverteiler • Rückverstromung mit Wärmenutzung in SOFC-Brennstoffzellen (La, Y, Sc, Ni) • Nutzung in Fahrzeugen mit PEM-Brennstoffzellen (Pt)
Li-Ionen-Batterie	<ul style="list-style-type: none"> • Einsatz von Mn oder Co bei stationären Li-Ionen-Batterien (hoher Einsatz von Lithium, welches jedoch nicht als kritisches Element für Österreich klassifiziert ist)
Redox-Flow-Batterie	<ul style="list-style-type: none"> • Verschiedene Elektrolyte möglich, meist auf Basis von V
Natrium-Schwefel-Batterien	<ul style="list-style-type: none"> • Keine nennenswerte Verwendung von kritischen Rohstoffen

Auch die **Nutzung von Fläche** stellt eine wichtige Form der Ressourcennutzung dar, da auch Fläche eine Ressource ist, die nicht unbegrenzt zur Verfügung steht. Flächenbedarf und Landnutzungsänderungen („direct and indirect land use change“) sind besonders wichtige Kategorien für landwirtschaftliche und forstwirtschaftliche Rohstoffe. Eine konsistente Datenlage für den Flächenbedarf und Landnutzungsänderungen für wirtschaftliche Sektoren oder vollständige Prozessketten inklusive Landwirtschaft, Forstwirtschaft, Energieversorgung, Transport, Entsorgung und Abfallbehandlung ist jedoch selten. Bei der Bestimmung des Flächenbedarfs wird sowohl die für die Produktion bestimmter Produkte oder Dienstleistungen benötigte Fläche [m²] als auch die Dauer der Flächeninanspruchnahme [a] berücksichtigt. Daraus ergibt sich für den Flächenbedarf die Einheit [m²a] (Frischknecht u. a. 2007).

Bei der Produktion und dem Betrieb von elektrischen Energiespeichern spielen forst- oder landwirtschaftliche Prozesse nur eine untergeordnete Bedeutung. Der „direkte“ Flächenbedarf des Speichers kann für die einzelnen Systeme sehr unterschiedlich sein. Tabelle 26 zeigt das am Beispiel von Pumpspeichern. Es werden die Daten für zwei reale Fallbeispiele für Pumpspeicher (Pumpspeicher Limberg II und Riedl) und für zwei typische Anwendungsbeispiele angeführt. Basierend auf Grunddaten dieser Fallbeispiele wurden spezifische Werte für die Speicherseefläche, den Nutzinhalt der Speicherseen und den Flächenbedarf bezogen auf die Speicherkapazität und Turbinenleistung bestimmt. In allen Kategorien zeigen die spezifischen Werte eine große Bandbreite.

In Tabelle 27 werden verschiedene Speichertechnologien miteinander verglichen. Die Grunddaten beziehen sich auf die typischen Anwendungsfälle für Tagesspeicher, die mittels Lebenszyklusanalyse untersucht wurden. Hier ergeben sich für die Batteriesysteme sowohl in Hinblick auf volumetrischen Raumbedarf (m³/kWh_{Kapazität} bzw. m³/MWh_{Strom aus Speicher}) als auch beim Flächenbedarf (m²a/MWh_{Kapazität} bzw. m²a/MWh_{Strom aus Speicher}) die niedrigsten Werte.

Tabelle 26: Gegenüberstellung von Pumpspeicher-Fallbeispielen in Hinblick auf absoluten und spezifischen direkten Flächen- und Raumbedarf

Grunddaten	Einheit	Pumpspeicher Riedl	Pumpspeicher Limberg II + Kaprun Oberstufe	Pumpspeicher typisches Anwendungsbeispiel Wochenspeicher	Pumpspeicher typisches Anwendungsbeispiel Tagesspeicher
Absolute Werte					
Nutzhalt Speicherseen Oberbecken	[Mio m ³]	4,2	84,9	11,0	3,6
Unterbecken	[Mio m ³]	integriert in bestehendes Laufwasserkraftwerk	81,2 ¹⁾	11,0	3,6
<hr/>					
Fläche Speicherseen Oberbecken	[m ²]	240.000	1.639.400	19.642	19.642
Unterbecken	[m ²]	integriert in bestehendes Laufwasserkraftwerk	1.510.800	19.642	19.642
<hr/>					
Fallhöhe	[m]	350	365	300	300
Speicherkapazität	[MWh]	3.500	75.100	10.500	2.100
Turbinenleistung	[MW]	300	593	300	300
Lebensdauer	[a]	100	100	100	100
Flächenbedarf	[m ² a]	24.000.000	152.719.400	1.964.193	1.964.193
<hr/>					
Spezifische Werte					
Nutzhalt Speicherseen	[m ³ /MWh _{Kapazität}]	1.211	2.212	2.095	3.429
Fläche Speicherseen	[m ² /MWh _{Kapazität}]	69	42	4	19
Flächenbedarf	[m ² a/MWh _{Kapazität}]	6.857	2.034	187	935

¹⁾ Unterbecken der Pumpspeicherkraftwerke Limberg II und Kaprun Oberstufe wird auch vom Speicherkraftwerk Kaprun Hauptstufe genützt

Tabelle 27: Gegenüberstellung von Fallbeispielen für verschiedene Energiespeichertechnologien betrieben als Tagesspeicher in Hinblick auf absoluten und spezifischen direkten Flächen- und Raumbedarf

	Einheit	Pumpspeicher (Neubau)	Diabater Druckluftspeicher	Adiabater Druckluftspeicher	NaS-Batterie	Redox-Flow-Batterie	Li-Ionen-Batterie
Speichervolumen	[m ³]	7.200.000	300.000	300.000	14.000	42.000	10.500
Speicherfläche	[m ²]	39.284	4.000	4.500	2.712	8.136	2.034
Speicherkapazität	[MWh]	2.100	2.100	2.100	2.100	2.100	2.100
Lebensdauer	[a]	100	40	40	10	10	10
Flächenbelegung	[m ² a]	3.928.387	160.000	180.000	27.121	81.364	20.341
Entnehmbare elektr. Energie pro LD	[MWh/LD]	107.310.000	30.660.000	30.660.000	7.665.000	7.665.000	7.665.000
<hr/>							
Spezifische Werte							
Volumen	[m ³ /MWh _{Kapazität}]	3.429	143	143	7	20	5
	[m ³ /MWh _{Strom aus Speicher}]	0,067	0,010	0,010	0,002	0,005	0,001
Flächenbelegung	[m ² a/MWh _{Kapazität}]	1.871	76	86	13	39	10
	[m ² a/MWh _{Strom aus Speicher}]	0,037	0,005	0,006	0,004	0,011	0,003

9.3 Schlussfolgerungen

Auf Basis der Ergebnisse der durchgeführten Umweltbewertung von elektrischen Energiespeichern können folgende Schlussfolgerungen gezogen werden:

- Die Herkunft des gespeicherten Stroms ist von wesentlicher Bedeutung für die Umweltwirkungen des Gesamtsystems. Daraus ergibt sich auch, dass der Speichernutzungsgrad bzw. die Speicherverluste ein wichtiger Einflussfaktor für die Umweltwirkungen eines elektrischen Energiespeichers sind.
- Der Aufwand für die Speicherherstellung darf für elektrische Energiespeichertechnologien, die Strom aus erneuerbaren Energieträgern speichern, nicht vernachlässigt werden. Die Ergebnisse zeigen dies speziell für adiabate Druckluftspeicher, NaS-Batterien, Redox-Flow-Batterien und Li-Ionen-Batterien für die Umweltwirkungen Treibhausgasemissionen, Versauerung und bodennahe Ozonbildung.
- Die durchgeführte Literaturrecherche ergab, dass in Pumpspeichern, adiabaten Druckluftspeichern, Li-Ionen-Batterien, Redox-Flow-Batterien, Wasserstoff als Speicher und erneuerbares Methan als Speicher kritische und potentiell-kritische Rohstoffe zum Einsatz kommen können.

10 Gesamtwirtschaftliche Kosten-Nutzen-Analyse

Autoren: Daniel Steiner, Gerfried Jungmeier

Ein verstärkter Einsatz von Stromspeichern hat nicht nur wirtschaftliche Auswirkungen auf einzelne Marktakteure, sondern beeinflusst natürlich auch die gesamte Volkswirtschaft. Eine Abschätzung der Art und des Ausmaßes der damit verbundenen volkswirtschaftlichen Konsequenzen ist eine notwendige Basis, um die Auswahl und den Einsatz von Stromspeichertechnologien auch in volkswirtschaftlicher Hinsicht optimal steuern und beeinflussen zu können.

Im Unterschied zu einer betriebswirtschaftlichen Betrachtung, welche die wirtschaftlichen Erlöse einzelner Marktakteure optimiert, beinhaltet die volkswirtschaftliche Betrachtung die Erhebung von sozialen, d. h. gesellschaftlichen „Kosten“ und „Erlösen“ (Benefits) eines Umbaus des Energiesystems und versucht in einer Optimierung gesellschaftliche Benefits zu maximieren und gesellschaftliche Kosten zu minimieren. Eine umfassende volkswirtschaftliche Betrachtung geht über eine reine Betrachtung von makroökonomischen Indikatoren, d. h. der Änderungen am Arbeits-, Kapital-, Güter- und Geldmarkt hinaus und betrachtet auch volkswirtschaftliche Effekte, die nicht auf Märkten abgebildet sind („externe Effekte“). Ebenso zu berücksichtigen sind sich ergebende Zukunftschancen aufgrund von „First-Mover-Advantages“ (Technologieführerschaft).

Die Aufgabenstellung im Rahmen des gegenständlichen Projektes ist es, eine Analyse der volkswirtschaftlichen Auswirkungen von Stromspeichertechnologien durchzuführen, um damit einen Beitrag zu einer Gesamtbewertung dieser Technologien zu leisten.

Diese Analyse setzt sich zusammen aus

1. einer makroökonomischen Bewertung,
2. einer Bewertung der entstehenden oder vermiedenen externen Effekte und
3. einer Bewertung bezüglich einer möglichen österreichischen Technologieführerschaft für Stromspeichertechnologien.

Zur Erläuterung der theoretischen Grundlagen einer volkswirtschaftlichen Betrachtung und der verwendeten Methodik wird auf den Anhang 13.2 verwiesen. Dies inkludiert ebenso grundlegende Überlegungen zum Einsatz von Stromspeichern aus volkswirtschaftlicher Sicht sowie Erläuterungen zu externen Effekten. Darauf aufbauend werden die nachfolgend präzisierten drei Bewertungskriterien für jede einzelne Speichertechnologie diskutiert.

10.1 Volkswirtschaftliche Bewertung einzelner Speichertechnologien – Definition

An dieser Stelle werden die einzelnen Stromspeichertechnologien volkswirtschaftlich bewertet. Als Stromspeichertechnologien werden alle Technologien bezeichnet, die in Zeiten hoher Stromproduktion Strom speichern und in Zeiten einer hohen Stromnachfrage wieder Strom in das Stromnetz einspeisen können. Einen Sonderfall bieten jene Speichertechnologien, die zwar in Zeiten hoher Stromproduktion Strom aus dem Stromnetz aufnehmen können, diesen jedoch in Wärme oder andere Energieträger (z. B. Methan) umwandeln, was teilweise eine Rückspeisung von Strom praktisch nicht mehr ermöglicht.

Die untersuchten Stromspeichertechnologien sind Pumpspeicher-KW, Druckluftspeicher-KW und Batteriespeicher sowie als Sonderform Power-to-Gas (P2G) und Power-to-Heat (P2H). Die Bewertung dieser Speichertechnologien erfolgt strukturiert anhand von Bewertungskriterien, um eine Vergleichbarkeit der einzelnen Technologien zu ermöglichen.¹¹ Die Summe der anhand der Bewertungskriterien getätigten Aussagen bildet die volkswirtschaftliche Gesamtbewertung.

Wichtig ist darauf hinzuweisen, dass neben der Bewertung einzelner Speichertechnologien anhand von Bewertungskriterien auch die unterschiedlichen Funktionen der unterschiedlichen Speichertechnologien innerhalb des Elektrizitätssystems mitberücksichtigt werden müssen. Aus diesem Grund sind die Bewertungskriterien als eine grobe Indikation anzusehen.

10.1.1 Bewertungskriterium (BK) 1: Technologieführerschaft

Dieser Aspekt behandelt die Fragen, inwieweit einschlägige inländische Unternehmen führend in der Entwicklung und dem Vertrieb einer spezifischen Speichertechnologie sind, ob weitere technologische Entwicklungsmöglichkeiten bestehen (und damit auch die Möglichkeit besteht, einen evtl. Rückstand in der Technologieführerschaft aufzuholen) sowie ob zukünftige Einsatzgebiete eine Veränderung des Absatzmarktes erwarten lassen. Ebenso inkludiert sind Marktveränderungen der Vergangenheit.

10.1.2 Bewertungskriterium (BK) 2: Makroökonomische Bewertung

Unter diesem Kriterium werden die einzelnen Stromspeichertechnologien anhand der durch sie ausgelösten makroökonomischen Auswirkungen bewertet. Diese Bewertung beinhaltet einerseits eine grobe Einschätzung, welche tendenziellen volkswirtschaftlichen Effekte mit der Anwendung einer Stromspeichertechnologie verbunden sind. Andererseits beinhaltet diese Bewertung auch Informationen über spezifische Bruttowertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte der Speichertechnologien – sofern aussagekräftiges Datenmaterial für einzelne Speichertechnologien vorhanden ist. Die Bruttowertschöpfung beschreibt den im Produktionsprozess erzeugten

¹¹ Teile der Bewertung sind dem Prinzip nach angelehnt an (Habersack u. a. 2011)

Mehrwert, d. h. den Produktionswert von Waren und Dienstleistungen abzüglich des Werts der Vorleistungen. Sie enthält als wichtigste Komponenten Löhne und Gehälter, Abschreibungen sowie die Gewinne der Unternehmen. Die Nettowertschöpfung ist die um die Abschreibungen verminderte Bruttowertschöpfung.¹²

Bruttowertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte sind klassische Indikatoren zur Abbildung von makroökonomischen Effekten. Der absolute Wert von Bruttowertschöpfung und Beschäftigung ist jedoch nicht aussagekräftig; es stellt sich vielmehr die Frage, wie viel Investitionsvolumen zu einer gewissen Bruttowertschöpfung bzw. Beschäftigung geführt hat. Aus diesem Grund werden Bruttowertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte in Relation zu einem gewissen Investitionsvolumen gestellt.¹³ Je höher die heimische Bruttowertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte je Mio. € Investitionsvolumen ausfallen, desto intensiver werden für die Produktion dieser Speichertechnologien inländische Produktionsfaktoren (Arbeit, Kapital) verwendet. Hohe Bruttowertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte je Mio. € Investitionsvolumen, d. h. eine hohe „Inlandintensivität“¹⁴, entschädigt in gewissem Ausmaß für verringerte Effizienz (Konkurrenzfähigkeit) einer Technologie.¹⁵ Diese Informationen geben daher auch darüber Aufschluss, inwieweit eine Technologie im Inland bereitgestellt werden kann.

10.1.3 Bewertungskriterium (BK) 3: Externe Effekte

Unter diesem Bewertungskriterium werden die durch Speichertechnologien hervorgerufenen oder vermiedenen externen Effekte qualitativ diskutiert.

10.2 Pumpspeicher-Kraftwerke

Investitionen in Pumpspeichertechnologien bestehen nicht nur in einem kompletten Neubau von Pumpspeichern, sondern auch in Leistungssteigerungen (z. B. Limberg II) von bestehenden Anlagen oder teilweiser Nutzung von bestehender Infrastruktur (bspw. Rückstaubecken eines Laufwasserkraftwerks als unterer Speicher wie Riedl).

¹² Definitionen gemäß Statistischem Bundesamt Deutschland (D Statis)

¹³ Ebenfalls werden Effekte aus Ausgaben für den Betrieb von Speichertechnologien berücksichtigt.

¹⁴ Verwendung von inländischen Produktionsfaktoren (Arbeit, Kapital) zur Bereitstellung einer Speichertechnologie.

¹⁵ Eine geringe Effizienz einer Technologie führt zur Notwendigkeit einer vermehrten Mittelaufwendung für diese Technologie (Nachfrageelastizitäten reduzieren naturgemäß die Nachfrage nach ineffizienten Technologie teilweise). Dies wiederum führt zur Verringerung anderer Ausgaben der Unternehmen und Haushalte, welche eventuell zu höherem Einkommen für die volkswirtschaftlichen Produktionsfaktoren Arbeit und Kapital geführt hätten (inlandsintensivere Ausgaben). Beansprucht jedoch eine ineffiziente Technologie inländische Produktionsfaktoren überproportional im Vergleich zur alternativen Ausgaben, d. h. ist eine ineffiziente Technologie besonders „inlandsintensiv“, dann kann damit der negative Effekt von ineffizienten Technologien ausgeglichen werden. Mit zu berücksichtigen ist dabei jedoch auch eine eventuell reduzierte Konkurrenzfähigkeit der gesamten Wirtschaft gegenüber dem Ausland, was wiederum zu negativen wirtschaftlichen Effekten führt.

10.2.1 Technologieführerschaft (BK1)

Die Technologie der Pumpspeicherkraftwerke ist in Österreich bereits seit Jahrzehnten in Verwendung. Durch die jahrzehntelange intensive Nutzung von Wasserkraft im Allgemeinen (ca. 60 % der Inlandsstromerzeugung) entwickelte sich ein starker heimischer Markt für diese Technologie, was immer auch ein wesentliches Kriterium für Innovation auf diesem Gebiet darstellt. Österreichische Unternehmen konnten daher eine fundierte Expertise im Kraftwerksplanung-, -errichtungs- und -betriebsbereich aufbauen¹⁶ und damit eine führende Position auf diesem Gebiet einnehmen.¹⁷ Einige Experten sehen auch eine Technologieführerschaft Österreichs auf diesem Gebiet.¹⁸ Die Technologie gilt als weitgehend ausgereift¹⁹, große „Quantensprünge“ werden auf diesem Gebiet nicht erwartet. (Prechtl-Grundnig 2012) Die geringeren Lernkosten österreichischer Unternehmen und daher entstehende Effizienzgewinne gegenüber ausländischen Mitbewerbern und nicht zu erwartende, weitreichende technologische Änderungen sind eine gute Basis für heimische Unternehmen, ihre technologische Spitzenposition auf diesem Gebiet zu halten. Dies wird auch dadurch unterstützt, dass aufgrund der günstigen topographischen Lage im Falle einer Erweiterung des Pumpspeicherkraftwerksparks Österreich ein Fokuspunkt für entsprechende Investitionen sein wird.

10.2.2 Makroökonomische Bewertung (BK2)

Volkswirtschaftlich betrachtet ist die Effizienz einer Technologie insofern relevant, als ineffiziente Technologien vermehrte Finanzmittel für ein und dieselbe Dienstleistung binden, und diese Finanzmittel dann nicht für andere Ausgaben zur Verfügung stehen, die ihrerseits wiederum zu Wertschöpfung und Beschäftigung führen würden. Die Technologie der Pumpspeicherkraftwerke hat die derzeit geringsten Stromgestehungskosten unter den Stromspeichertechnologien.²⁰ Ebenso ermöglicht ein hoher Speicherwirkungsgrad einen relativ geringen Verlust von Elektrizität. Dies bedeutet eine relativ inputeffiziente Bereitstellung von Spitzenstrom und daher geringere Preise für Spitzenstrom (im Vergleich zu anderen Technologien). Dies stellt in weiterer Folge eine wichtige Grundlage für eine zum Ausland wettbewerbsfähige Wirtschaft dar, was in Folge an makroökonomischen Indikatoren wie Wertschöpfung und Beschäftigung abbildbar ist.

Besonders volkswirtschaftlich effizient ist die Nutzung von bisherigen Kapazitäten, um mit möglichst geringem Kapitaleinsatz aus günstigem Überschussstrom hochpreisigen Spitzenstrom erzeugen zu können.

Eine umfassende Darstellung mehrerer (Pump-)Speicherkraftwerke in Österreich (Amt der Tiroler Landesregierung 2005) lässt erkennen, dass die inländische Bruttowertschöpfung der Investitionstätigkeiten in etwa dem Investitionsvolumen entspricht.²¹ Das heißt in anderen Worten, dass durchschnittlich jeder investierte Euro ca. einen Euro an zusätzlicher Wertschöpfung bringt. Ausnahmen in dieser Darstellung bestätigen, dass in einzelnen

¹⁶ (Binder und Howorka 2012), S. 12

¹⁷ (Biermayr 2013), S. 36

¹⁸ Siehe bspw. (Pellischek-Wilsdorf 2015) oder (Prechtl-Grundnig 2012)

¹⁹ Siehe (Mahnke und Mühlhoff 2012), S. 9

²⁰ Siehe (Mahnke und Mühlhoff 2012), S. 8

²¹ Dies deckt sich auch mit Erkenntnissen aus der volkswirtschaftlichen Bewertung des Pumpspeicherkraftwerks Riedl an der österreichische-bayrischen Grenze, siehe (Karl u. a. 2010).

Fällen die Bruttowertschöpfung je Investitionsvolumen stark schwanken kann. Beispielsweise dann, wenn in überdurchschnittlich hohem Ausmaß inländische Unternehmen mit der Auftragsabwicklung betraut werden oder (Tief-)Bautätigkeiten innerhalb des Investitionsvolumens überproportional anfallen. In Einzelfällen ist daher auch ein Verhältnis von 1,25/1,0 zu beobachten. Die durch die Betriebskosten hervorgerufene Bruttowertschöpfung weist eine hohe Schwankungsbreite auf und schwankt (basierend auf Literaturwerten) zwischen ca. 0,6 und 1,5 Euro je Euro Betriebskosten. Ein eindeutiger Trend zur Zuordnung der oberen und unteren Grenze dieser Bandbreite lässt sich nicht erkennen.

Die inländischen Beschäftigungseffekte sind wie die vorhin erwähnten Effekte auf die Bruttowertschöpfung von der Investitionsstruktur abhängig. Aus unterschiedlichen Untersuchungen²² geht hervor, dass die Beschäftigungseffekte je Million € Investitionsvolumen zwischen 13 und 20 Jahresbeschäftigungsverhältnisse (JBV) betragen. Je Million € an Betriebskosten entstehen in etwa zwischen 14 und 22 JBV, in Einzelfällen auch mehr. Ein Vergleich mit den Beschäftigungseffekten aus der Investitionstätigkeit gibt Aufschluss, dass pro Kosteneinheit aus dem Betrieb der Kraftwerke mehr Beschäftigung geschaffen wird als bei der Investition. Dies rührt daher, dass der Betrieb vermehrt inländische Beschäftigung beansprucht.

10.2.3 Externe Effekte (BK3)

Pumpspeicherkraftwerke können – vor allem bei einem Neubau von Speicherseen – zu einem oft starken Eingriff in das Landschaftsbild, evtl. auch Ökosystem führen.²³ Ein volkswirtschaftlicher Schaden durch diesen Eingriff entsteht dann, wenn eventuelle touristische Vorteile aus der Landschaftsveränderung (z. B. Besucherattraktion Speicherseen) geringer ausfallen als negative Effekte auf andere Wirtschaftssektoren oder das Ökosystem. Diese externen Effekte können in unterschiedlichen Ansätzen monetarisiert werden (z. B. mittels der Methodik „Contingency Valuation“²⁴). Die Höhe dieser externen Effekte durch Landschaftseingriffe und Eingriffe in das Ökosystem sind jedoch höchst standortabhängig. Es lässt sich daher keine generelle Aussage über das monetäre Ausmaß von ökologischen Schäden durch Pumpspeicherkraftwerke (bspw. Effekte je m² Fläche des Speichersees etc.) treffen. Aufgrund des evtl. starken Eingriffs in das Landschaftsbild ist das zusätzliche Neubaupotential von Pumpspeicherkraftwerken eingeschränkt. Es werden jedoch auch Leistungserhöhungen von Kraftwerken durchgeführt, was meist durch unterirdische Bauwerke (Kavernen) erreicht wird. In diesen Fällen sind evtl. mögliche negative externe Effekte geringer.

Durch die Möglichkeit einer schnellen Bereitstellung von elektrischer Spitzenlast²⁵ ist diese Speichertechnologie geeignet, die Verwendung von GuD-Kraftwerken zu reduzieren und dadurch auch die Emission von Treibhausgasen zu senken – vorausgesetzt der von Pumpspeicherkraftwerken verwendete Überschussstrom stammt von erneuerbaren Energietechnologien und nicht aus fossilen Kraftwerken. Die teilweise Substitutionsmöglichkeit von GuD-Kraftwerken und die damit einhergehende Bedarfsreduktion von Erdgas haben

²² Siehe (Amt der Tiroler Landesregierung 2005), (Karl u. a. 2010).

²³ Siehe bspw. (Strölin 2012), S. 41

²⁴ Contingency Valuation ist eine Methode zur ökonomischen Bewertung von nicht-handelbaren Gütern anhand von Präferenzen von potentiellen Nutzern

²⁵ Siehe (Felberbauer u. a. 2012)

positive Effekte auf die Leistungsbilanz eines Landes und erhöhen die Energieversorgungssicherheit (Absicherung gegen reduzierte Erdgaslieferungen). Die durch die Substitution von Erdgas erreichten Minderungen von Treibhausgasemissionen führen neben der Reduktion von Luftschadstoffen zu einer volkswirtschaftlich vorteilhaften Reduktion von externen Kosten.

10.2.4 Volkswirtschaftliche Gesamtbewertung

Pumpspeicherkraftwerke bieten derzeit die kostengünstigste, d. h. volkswirtschaftlich effizienteste Speicherform für Strom. Die „Veredelung“ von geringpreisigem Bandstrom zu hochpreisigem Spitzenstrom ist auch ein volkswirtschaftlicher Wertgewinn, der relativ hohe Wirkungsgrad reduziert den Verlust an Elektrizität (volkswirtschaftliches Vermögen). Die heimische Wirtschaft ist führend im technologischen Know-how der Wasserkraft, was zu Wettbewerbsvorteilen bei entsprechenden Investitionen führt. Ebenso beanspruchen Investitionen in Pumpspeicher überproportional den Bausektor, der als besonders inlands- und beschäftigungsintensiv gilt. Daher resultieren relativ hohe Effekte auf heimische Wertschöpfung und Beschäftigung bei entsprechenden Investitionen. Volkswirtschaftlich vorteilhaft ist die stärkere Nutzung bestehender Infrastruktur (z. B. Rückstaubecken eines Laufwasserkraftwerks gleichzeitig als unterer Speicher eines Pumpspeicher-KWs zu nutzen; Leistungssteigerungen durch Kavernen-KW). Dies ermöglicht nicht nur eine betriebswirtschaftliche Optimierung, sondern auch eine Minimierung des Eingriffs in das Landschaftsbild und Ökosysteme und dadurch auch eine Minimierung von eventuell negativen externen Effekten von Pumpspeichern.

10.3 Druckluftspeicher-Kraftwerke

Die Technologie der Druckluftspeicher existiert schon seit einigen Jahrzehnten. Weltweit existieren derzeit jedoch nur zwei Druckluftspeicherkraftwerke in Huntorf (D, 1978) und McIntosh (USA, 1991) in industriellem Maßstab.²⁶ Sie fallen unter die „Kategorie“ der diabaten Druckluftspeicher, jener Technologie, bei der die entstehende Wärme aus der Kompression der Luft an die Umgebung abgegeben wird, d. h. es erfolgt keine Speicherung von Kompressionswärme.²⁷ Eine Weiterentwicklung dazu sind die effizienteren adiabaten Druckluftspeicher, bei der die entstehende Wärme aus der Kompression gespeichert wird. Diese Wärme verhindert bei Entspannung der Druckluft ein Vereisen der Turbinen.

10.3.1 Technologieführerschaft (BK1)

Im Bereich der diabaten Druckluftspeicher konnten besonders Deutschland und die USA durch die beiden existierenden Druckluftspeicherkraftwerke technologisches Know-how aufbauen. Diese Länder nutzen den Know-how-Vorsprung auch zur Weiterentwicklung dieser Speichertechnologie hin zu adiabaten Druckluftspeichern, welche sich derzeit noch im Versuchs- bzw. Demonstrationsstadium befinden. Für die Entwicklung von adiabaten

²⁶ Siehe (S Zunft, o. J.)

²⁷ Siehe (Felberbauer u. a. 2012), S. 60 ff.

Druckluftspeichern wurden die Forschungsprojekte „CC-CAES“ (Beteiligt: Deutschland, UK, Dänemark, Niederlande, Schweiz; Beginn: 2003) sowie „ADELE“ (Beteiligte: Unternehmen aus Deutschland und USA unter Führung von RWE; Beginn: 2010) durchgeführt. Ein Anschlussprojekt zu „ADELE“, „ADELE-ING.“, startet derzeit mit dem Ziel, die Wettbewerbsaussichten dieser Speichertechnologie zu untersuchen und zu verbessern.²⁸ In den USA sind zwei adiabate Druckluftspeicher geplant. Bisher ist jedoch noch kein adiabates Druckluftspeicherkraftwerk in industriellem Maßstab – weder in Deutschland noch in den USA – in Betrieb. Österreichische Unternehmen sind an einschlägigen Forschungsprojekten nur am Rande beteiligt (z. B. Projekt STOR-E). Daraus lässt sich folgern, dass für Österreich bzw. österreichische Unternehmen keine Technologieführerschaft für diese Speichertechnologie zu erwarten ist. Nicht auszuschließen ist jedoch – aufgrund der engen wirtschaftlichen Verflechtung mit Deutschland –, dass österreichische Zulieferunternehmen von einer stärkeren Implementierung dieser Technologie in Deutschland profitieren. Für eine tatsächliche Implementierung dieser Technologie ist jedoch Deutschland (und nicht Österreich) prädestiniert, da es über attraktivere natürliche Voraussetzungen verfügt. Dies sind natürliche Salzkavernen an der Nordseeküste (Nähe zu Windparks) und die leichtere Verbringungsmöglichkeit der Salzsole bei Aushöhlung einer Kaverne aufgrund der Meeresnähe.

10.3.2 Makroökonomische Bewertung (BK2)

Druckluftspeicher haben analog zu Pumpspeicherkraftwerken prinzipiell den Vorteil, dass sie durch Druckluftspeicherung und eine spätere Verwendung der Druckluft zur Stromerzeugung geringpreisigen Überschussstrom in hochpreisigen Spitzenlaststrom „veredeln“ können. Dies führt zu einer gesteigerten Wertschöpfung. Der angestrebte Nutzungsgrad von zukünftigen, adiabaten Druckluftspeichern liegt bei etwa 70 %²⁹ und ist damit geringer als bei Pumpspeicherkraftwerken. Eine Gleichwertigkeit von Druckluftspeichern mit Pumpspeicherkraftwerken aus volkswirtschaftlicher Sicht wäre dann gegeben, wenn Druckluftspeicher bei gleicher Leistung und Kapazität geringere Kosten verursachen würden oder der Bau und Betrieb eines Druckluftspeichers entsprechend stärker inländische Produktionsfaktoren nachfragen würde. Ersteres ist zwar auf lange Sicht möglich, aber auf absehbare Zeit nicht zu erwarten – im Vergleich zu diabaten Druckluftspeichern ist bei den adiabaten Druckluftspeichern noch mit Mehrkosten von 20 – 30 % bis hin zu 50 % zu rechnen (VDE 2009 bzw. Mauch et al. 2009). Zweiteres, d. h. eine im Vergleich zu Pumpspeichern intensivere Verwendung von inländischen Produktionsfaktoren, scheint nicht gegeben. Spezifische Informationen über Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte existieren zwar nicht, zumal sich insbesondere adiabate Druckluftspeicher noch im Versuchs- bzw. Demonstrationsstadium befinden. Jedoch kann bezüglich der Investitionsstruktur eine Parallelität mit Gaskraftwerken angenommen werden.³⁰ Die Investitionskosten beispielsweise für das GuD-Kraftwerk Mellach wurden mit ca. € 550 Mio. veranschlagt, wovon eine heimische Wertschöpfung zwischen ca. € 130 – 260 Mio. erwartet wurde.³¹ In anderen Worten: Bei den Druckluftspeicherkraftwerken in der Investitionsstruktur ähnlichen GuD-Kraftwerken fallen pro investierten Euro nur ca. € 0,25 – 0,5 an Wertschöpfung an. Dies ist insbesondere im

²⁸ <http://www.rwe.com/web/cms/de/364260/rwe-power-ag/innovationen/stromspeicher/>, 22. November 2013

²⁹ Siehe (Mahnke und Mühlenhoff 2012), S. 11

³⁰ Siehe auch (Meyer 2013)

³¹ Siehe („Verbund errichtet Dampfkraftwerk Mellach“ 2008) und („Hocheffizientes Hightech-Kraftwerk von Siemens eröffnet (Siemens AG Österreich)“ 2012)

Vergleich zu Pumpspeichern sehr gering. Bezüglich Beschäftigung: Bei dem GuD-Kraftwerk Mellach waren in der Hauptzeit der Bauarbeiten 500 – 600 Arbeiter an der Baustelle tätig, die Bauzeit betrug ca. 3 Jahre. Nimmt man an, dass nochmals die gleiche Anzahl an Beschäftigten außerhalb der Baustelle beschäftigt war (was einen oberer Schätzwert darstellt), dann resultiert diese Investition in max. 3500 Jahresbeschäftigungsverhältnissen (JBV). In Relation zur Investitionssumme von € 550 Mio. bedeutet dies etwa 6 JBV pro Million Euro Investition.

Abgesehen von Überlegungen über resultierende Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte ist jedoch abzuklären, ob Druckluftspeicher aufgrund der geologischen Rahmenbedingungen überhaupt sinnvoll in Österreich gebaut werden können.

10.3.3 Externe Effekte (BK3)

Wie bei anderen Stromspeichertechnologien ermöglicht die schnelle Bereitstellung von elektrischer Spitzenlast³² die Verwendung von GuD-Kraftwerken zu reduzieren und dadurch auch die Emission von Treibhausgasen zu senken – vorausgesetzt die von Druckluftspeichern verwendete Elektrizität stammt von Überschussstrom bspw. von Windkraftanlagen und nicht aus fossilen Kraftwerken. Eine damit einhergehende Verringerung des Erdgasbedarfs und die daraus resultierende Verbesserung der Leistungsbilanz sowie eine Reduktion von negativen externen Effekten durch Schadstoffe und Treibhausgase wurden bereits für Pumpspeicherkraftwerke ausgeführt und sind analog zu sehen. Weiters vorteilhaft ist der – im Vergleich zu einem Pumpspeicherkraftwerk – geringere (mit einem GuD-KW vergleichbare) Flächenverbrauch und der damit geringe Eingriff in das Landschaftsbild (besonders bei Bauten in bereits existierenden Industriegebieten).³³ Dadurch kommt es zu keinen bzw. lediglich geringen externen Effekten durch Veränderung des Landschaftsbildes.

10.3.4 Volkswirtschaftliche Gesamtbewertung

Druckluftspeicherkraftwerke verursachen im Vergleich zu Pumpspeichern höhere Kosten für die Speicherung von Strom, und können diese Ineffizienz auch nicht etwa durch besonders intensive Nutzung inländischer Produktionsfaktoren ausgleichen. Ebenso liegt der Wirkungsgrad unter jenem von Pumpspeichern, weshalb diese Speichertechnologie im Vergleich zu Pumpspeichern zu einer Verringerung des volkswirtschaftlichen Vermögens führt. Adiabate Druckluftspeicher bieten hier im Vergleich zu diabaten Druckluftspeichern einen Vorteil. Österreich ist geologisch jedoch nicht für Druckluftspeicher mit natürlichen Kavernen prädestiniert, weshalb auch österreichische Unternehmen hierbei technologisch nicht führend sind. Positiv hervorzuheben sind die relativ eingeschränkten landschaftlichen Eingriffe (geringe externe Effekte).

³² Siehe (Felberbauer u. a. 2012), S. 61

³³ Siehe („Externe Kosten der Übertragung und Verteilung von Elektrizität“ 1997)

10.4 Batteriespeicher

In der Gruppe der Batteriespeicher gibt es viele unterschiedliche Typen. Derzeit ist die Blei-Säure-Batteriespeichertechnologie am gängigsten, sie ist technisch ausgereift und marktfähig.³⁴ Ihr Hauptanwendungsgebiet ist vor allem im Transportbereich und bei der Notstromversorgung. Jedoch sind auch eine Reihe anderer Batteriespeichertechnologien in Demonstrations- und sogar Marktreife³⁵, insbesondere den Lithium-Ionen-Batteriesystemen wird in Zukunft steigende Relevanz beigemessen.³⁶

10.4.1 Technologieführerschaft (BK1)

Obwohl für die Blei-Säure-Batteriespeichertechnologie noch Entwicklungspotential in Bezug auf ihre Lebensdauer und Leistungsfähigkeit besteht³⁷, dürfte aufgrund des starken Wettbewerbs und der geringen Marktattraktivität³⁸ kaum eine Technologieführerschaft österreichischer Unternehmen erreichbar sein. Dies ist auch begünstigt insbesondere dadurch, dass in Zukunft neue Batterie-Systeme relevant werden. Interesse bei Unternehmen dürften vor allem – wie bereits erwähnt – Lithium-Ionen-Batteriespeichersysteme wecken, was nicht nur an der teilweisen derzeitigen Marktreife (derzeitiger Einsatz bei Handys und Laptops), sondern auch an der sehr hohen Marktattraktivität³⁹ (auch aufgrund deren technischer Vorteile gegenüber Blei-Säure-Batterien) und dem trotzdem noch vergleichsweise geringen Wettbewerb liegt.⁴⁰ Eine Marktführerschaft österreichischer Unternehmen kann nicht festgestellt werden, trotzdem sind österreichische Unternehmen in der Forschung und Produktentwicklung vertreten.⁴¹

Batteriespeicher werden nicht für großräumige Anwendung verwendet, sondern für kleine, dezentralisierte Bereiche. Daneben sorgt die Möglichkeit der Kombination mit PV-Anlagen für eine Ausweitung des Einsatzfeldes für Batteriespeicher. Dies könnte in Zukunft auch den Heimmarkt für Li-Io-Batteriespeicher forcieren und damit auch heimischen Produzenten entgegenkommen. Verheißungsvoll für Produzenten ist auch die Prognose von (Pieper und Rubel 2011)⁴², dass Batteriespeicher bis 2030 betragsmäßig rund die Hälfte der Ausgaben für Stromspeicher beanspruchen werden. Jedoch sind starke Preisdegressionen bei Li-Io-Batterien zu erwarten⁴³, was auf Wettbewerbsvorteile für große Produzenten schließen lässt. Da die österreichische Wirtschaft tendenziell von Klein- und Mittelunternehmen (KMUs) dominiert ist, dürfte sich dies als Wettbewerbsnachteil auswirken.

³⁴ Siehe (Mahnke und Mühlenhoff 2012), S. 16

³⁵ Siehe („Eco-Technologie-Radar – Energiespeicher“ 2013)

³⁶ Siehe beispielsweise („Eco-Technologie-Radar – Energiespeicher“ 2013), oder (Mahnke und Mühlenhoff 2012), S. 17

³⁷ Siehe (Mahnke und Mühlenhoff 2012), S. 16

³⁸ Siehe („Eco-Technologie-Radar – Energiespeicher“ 2013)

³⁹ Vor allem in Verbindung mit dem Fortschreitenden Ausbau von PV-Kapazitäten

⁴⁰ Siehe („Eco-Technologie-Radar – Energiespeicher“ 2013)

⁴¹ Siehe z. B. <http://www.neovoltaic.com/de/unternehmen>, 28.11.2013

⁴² (Pieper und Rubel 2011), S. 15

⁴³ (Schlick u. a. 2012), S. 15

10.4.2 Makroökonomische Bewertung (BK2)

Vorangestellt werden muss, dass Batteriespeichertechnologien nur eingeschränkt mit anderen Stromspeichertechnologien vergleichbar sind, weil sie oftmals andere Funktionen (z. B. eingesetzt in nicht-stationärem Betrieb, Notstromversorgung) erfüllen als bspw. Pump- oder Druckluftspeicher. Vorteile bieten Batteriespeichertechnologien beispielsweise in der Versorgung von räumlich sehr abgelegenen Verbrauchern (z. B. alpine Schutzhütte)⁴⁴, wo die gleiche Dienstleistung (dauerhafte Stromversorgung) durch Stromleitung nur sehr ineffizient bereitgestellt werden könnte.⁴⁵ Das bedeutet, Batteriespeicher sind dort vorteilhaft, wo eine Anbindung von Insellagen an das öffentliche Stromnetz teurer als Batteriespeicher käme. Es ist jedoch aus volkswirtschaftlicher Sicht auch bedeutend, ob der volkswirtschaftliche Nutzen aus der Versorgung einer Insellage gleichzeitig über den Kosten der Batteriespeicher liegt.

Abgesehen von Fällen zur Notstromversorgung (z. B. in Krankenhäusern) „konkurrieren“ Batteriespeichertechnologien in Gebieten mit öffentlichem Stromnetzanschluss mit anderen Speichertechnologien und es stellt sich die Frage der effizienten Bereitstellung der Speicherdienstleistung. Die Stromgestehungskosten sowohl von Blei-Säure- als auch insbesondere von Lithium-Ionen-Batteriespeichern liegen weit über jenen von Pumpspeichern und Druckluftspeichern.⁴⁶ Im Falle einer Netzüberlastung wäre bei derzeitigen Kosten für Batteriespeicher eine Netzabregelung kostengünstiger als eine Speicherung mittels Batteriespeicher. Ebenfalls ist nicht davon auszugehen, dass Batteriespeicher besonders „inlandsintensiv“ hergestellt werden. Aus diesem Grund sind Batteriespeicher im Vergleich zu Speichertechnologien wie Pumpspeicher oder Druckluftspeicher volkswirtschaftlich nicht vorteilhaft – außer sie bieten Speicherdienstleistungen, die nicht durch Pumpspeicher oder Druckluftspeicher bereitgestellt werden können (z. B. Notstromversorgung, nicht-stationäre Anwendung).

10.4.3 Externe Effekte (BK3)

Beim Betrieb von Batteriespeichertechnologien sind keine negativen externen Effekte zu erwarten, weil daraus weder direkte Schadstoffemissionen noch eine Beeinträchtigung des Landschaftsbilds zu erwarten ist. Bei Versorgung von Insellagen haben Batteriespeicher gegenüber einer Netzanbindung dieser Insellagen den Vorteil, dass damit auch externe Kosten durch vermiedenen Stromleitungsbau vermieden werden können. Eine lediglich geringe bis keine Reduktion von externen Kosten ist zu erwarten, sollten Batteriespeicher in netzversorgten Gebieten eine Verstärkung von Stromleitungen redundant machen.

⁴⁴ In der Versorgung von sehr abgelegenen Verbrauchern stellt sich jedoch die Frage, in welchem Verhältnis die Kosten von lokalen Speichersystemen (Batterien) mit einem Disnutzen einer nicht durchgängigen Versorgung mit Strom stehen.

⁴⁵ Siehe zu weiterem Beispiel über Einsatzmöglichkeiten von Batterielösungen (Mahnke und Mühlenhoff 2012), S. 16

⁴⁶ Siehe (Mahnke und Mühlenhoff 2012), S. 8

10.4.4 Volkswirtschaftliche Gesamtbewertung

Batteriespeicher sind dort vorteilhaft, wo eine Anbindung von Insellagen an das öffentliche Stromnetz teurer als Batteriespeicher käme, und wo der volkswirtschaftliche Nutzen aus der Versorgung einer Insellagen gleichzeitig über den Kosten der Batteriespeicher liegt. Ebenso haben sie ihren Nutzen in Notstromanlagen, der volkswirtschaftliche Nutzen wäre hier beispielsweise, dass die Rettung von Leben in Krankenhäuser durch Stromausfälle nicht beeinträchtigt ist. In Gebieten mit öffentlicher Stromversorgung „konkurrieren“ Batteriespeicher mit anderen effizienteren Stromspeichern – damit wird die Speicherdienstleistung durch Batteriespeicher volkswirtschaftlich ineffizient bereitgestellt. Österreichische Unternehmen verfügen nicht über eine Technologieführerschaft in diesem Bereich, eine besonders hohe Nutzung von inländischen Produktionsfaktoren (Arbeit, Kapital) zur Herstellung von Batteriespeichern ist ebenso nicht zu erwarten. Der Betrieb von Batteriespeichern führt zu keinen negativen externen Effekten, in Insellagen können sie eventuell negative externe Effekte verhindern, indem durch ihre Speicherleistung eine Anbindung der Insellagen an das öffentliche Stromnetz möglicherweise unterbleiben kann.

10.5 Power-to-Gas (P2G)

Power-to-Gas ist die Speicherung von elektrischer Energie in Form von Wasserstoff und bei weiterer Umwandlung in Methan. Durch die Zwischenspeicherung von Strom in Form von Wasserstoff oder Methan kann die Erdgasinfrastruktur (Leitungen, Speicher) als „Stromspeicher“ verwendet werden. Neben den Kapazitäten der Erdgasinfrastruktur ist besonders die Möglichkeit der praktisch verlustfreien Speicherung von Methan über lange Zeiträume (z. B. Saisonspeicher) ein besonderer Vorteil dieser Speichertechnologie. Ebenso ermöglicht die Umwandlung von Überschussstrom in Wasserstoff und Methan eine breite Verwendbarkeit des gespeicherten Stroms nicht nur in der Elektrizitätswirtschaft, sondern auch im Transport- und Raumwärmebereich sowie in der Industrie. In der gegenständlichen Betrachtung wird ausschließlich der Pfad der Rückverstromung von Wasserstoff und Methan betrachtet.

10.5.1 Technologieführerschaft (BK1)

In diesem Technologiebereich ist eine sehr aktive Forschungslandschaft zu beobachten. In Österreich hat sich diesbezüglich ein Kompetenznetzwerk gebildet, das versucht, die heimische Forschung in diesem Gebiet zu koordinieren. Die österreichische Forschungslandschaft konzentriert sich auf Markt- und Technologiescreening bzw. -analyse, die rechtliche Analyse⁴⁷ sowie auf die technische Entwicklung von thematisch entsprechenden Einzelprozessen (F&E Technologiesysteme, F&E Brennstoffzellen, F&E CO₂-Adsorption und -Verwertung, F&E H₂-Produktion und -Verwertung, F&E Methanisierung, Produktion von Kohlenwasserstoffen).⁴⁸ Ebenso wird derzeit unter der Leitung der RAG (Rohöl-Aufsuchungs AG) an einem Forschungsprojekt gearbeitet mit dem Ziel der

⁴⁷ Siehe (Tichler 2013b)

⁴⁸ Überblick über technologische Forschung zu dieser Technologie in Österreich: siehe (Steinmüller 2013)

Durchführung eines Speicherversuchs in einer natürlichen Lagerstätte. Vereinzelt werden auch bereits Anlagen für P2G und die Einspeisung in das Erdgasnetz getestet, wie beispielsweise die von OÖ Ferngas betriebene Versuchsanlage zur Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz. Diese Anlage erzeugt im Testbetrieb 1,2 m³ H₂ pro Stunde, im Dauerbetrieb sollen 1 600 m³ H₂ pro Jahr produziert werden (Rom 2013). Größere Anlagen wurden jedoch in Deutschland installiert. In Deutschland sind Unternehmen wie beispielsweise Vattenfall, Audi oder RWE an dieser Technologie interessiert und betreiben entsprechende Anlagen. Die derzeit größte Anlage steht dabei in Werle (Niedersachsen, D) mit einer maximalen Produktionsmenge von 1 300 m³ H₂ und 325 m³ CH₄ pro Stunde.⁴⁹ Die Verwendungsarten sind unterschiedlich und reichen von Einspeisung der Gase (H₂, CH₄) in das Erdgasnetz über Verstromung mit Abwärmenutzung bis hin zur Verwendung in Wasserstofftankstellen. Eine Einspeisung von P2G-Methan in das öffentliche Erdgasnetz – wie dies teilweise in Deutschland praktiziert wird – ist in Österreich derzeit aufgrund strengerer technischer Anforderungen an die Gasbeschaffenheit nicht möglich. Eine Erfüllung dieser Anforderungen würde eine kostenintensive Konditionierung auf die entsprechenden Werte erfordern. Daher besteht in Österreich noch keine Anlage zur Herstellung von Methan durch das P2G-Verfahren. Ebenso ist – im Unterschied zu Deutschland – in Österreich synthetisch erzeugtes Methan aus P2G nicht mit Biogas gleichgestellt sowie synthetisches Methan nicht von den Stromnetz- und Gasnetzentgelten befreit (de Bruyn und Markl 2012). Dies erschwert eine Einspeisung von synthetischem Methan in Österreich.

Nützliche Standorte für P2G-Anlagen erfordern (zur Minimierung der Kosten) die räumliche Nähe von technisch möglichen Erdgas-Einspeisepunkten (Hochdruckgasleitung), einer CO₂-Quelle sowie eine Anbindung an das überschussstromführende Stromnetz. Einer Implementierung in Österreich in größerem Ausmaß müssten daher Untersuchungen nach geeigneten Standorten vorausgehen.

10.5.2 Makroökonomische Bewertung (BK2)

Die Nutzung von bestehenden Speichermöglichkeiten – in diesem Fall die Erdgastransport- und -speicherinfrastruktur – ermöglicht die stärkere Auslastung von gebundenem Kapital (sofern Kapazitäten im Erdgasnetz vorhanden sind) und ist somit volkswirtschaftlich vorteilhaft. Allerdings hat der gesamte Zyklus der gegenständlich betrachteten Speichermöglichkeit von Überschussstrom durch Zwischenspeicherung mittels Wasserstoff oder Methan und darauffolgender Rückverstromung einen derzeitigen Wirkungsgrad von 19 – 46 % (mittels H₂-Zwischenspeicherung) bzw. 16 – 39 % (mittels CH₄-Zwischenspeicherung) (siehe AP1-Bericht). Das heißt, aus der Zwischenspeicherung von Überschussstrom durch diese Speichertechnologie geht mindestens mehr als die Hälfte des Stroms durch Wirkungsgradverluste „verloren“. Diese energetisch ineffiziente Speicherung von Strom sowie auch die (derzeit) kostenmäßig ineffiziente Bereitstellung der Speicherdienstleistung⁵⁰ sind volkswirtschaftlich unvorteilhaft. Eine ausgleichende, „inlandsintensive“ Herstellung dieser Speichertechnologie ist aufgrund der fehlenden Technologieführerschaft und Investitionsstruktur dieser Speichertechnologie nicht zu erwarten.

⁴⁹ Überblick über P2G-Anlagen in Deutschland: (Rasmusson 2014)

⁵⁰ Siehe (Tichler 2013a), Folie 12

Trotz dieser Ineffizienzen ist diese Speichertechnologie dann volkswirtschaftlich sinnvoll, wenn aufgrund fehlender Stromtransportleitungen eine Speicherung von Überschussstrom bspw. durch Pumpspeicher nicht erreicht werden kann.⁵¹

10.5.3 Externe Effekte (BK3)

Die Ineffizienz von P2G in der (Wieder-)Bereitstellung von Strom ist ein volkswirtschaftlicher Nachteil. Im Vergleich zu derzeit eingesetzten Stromspeichern und der dazugehörigen Stromleitungsinfrastruktur kann die P2G-Speichertechnologie jedoch zu einer Reduktion externer Kosten beitragen. Die Nutzung des bestehenden und unterirdisch verlegten Erdgasnetzes als Transport- und Speicherinfrastruktur reduziert topographische Eingriffe durch Pumpspeicher und Hochspannungsleitungen (wenn oberirdisch verlegt).⁵² Diese topographischen Eingriffe führen zu externen Effekten beispielsweise aufgrund von Wertverlusten von Grundstücken. Die P2G-Anlage an sich führt zu eingeschränkten externen Kosten – abhängig vom Standort und der Größe der Anlage.

Wie bei allen Stromspeichertechnologien ermöglicht auch P2G durch die Speicherung von Überschussstrom eine Reduktion der Verwendung fossiler Energien.

10.5.4 Volkswirtschaftliche Gesamtbewertung

Wie Druckluftspeicher ist auch die P2G-Technologie derzeit nicht mit Pumpspeichern konkurrenzfähig (volkswirtschaftlich ineffizient). Ebenso ist keine Technologieführerschaft österreichischer Unternehmen zu erkennen, weshalb Investitionen in diese Technologie keine – im Vergleich zu Pumpspeichern – übermäßig hohen heimischen Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte erwarten lassen. Ein Vorteil ist die lange Speicherbarkeit von Überschussstrom in Form von Methan oder Wasserstoff. Die P2G-Anlage an sich führt lediglich zu eingeschränkten externen Kosten. Die Nutzung des (unterirdisch) verlegten Erdgasverteilungsnetzes verringert die externen Kosten der Energieverteilung im Vergleich zu Hochspannungsnetzen sofern oberirdisch verlegt.

10.6 Power-to-Heat (P2H)

Die Speicherung von Strom kann auch durch Umwandlung in Wärme stattfinden. Dabei handelt es sich nicht um eine klassische Speicherung von Strom, d. h. eine Speicherform, wo aus zugeführtem Überschussstrom zu einer späteren Zeit wieder (Spitzen-)Strom bereitgestellt werden könnte. Es ist im engeren Sinne somit keine Stromspeichertechnologie, sondern eine Technologie zur Senkung von Spitzenlasten und – je nach eingesetzten Geräten zur Umwandlung von Strom in Wärme – eine Möglichkeit zur sinnvollen Verwendung von Überschussstrom. Wird die Wärme nicht zur gleichen Zeit benötigt, in der der Überschussstrom zur Verfügung steht, kann diese mittels thermischen Speichern gespeichert werden. Für die gegenständliche volkswirtschaftliche

⁵¹ Ein wesentliches Erfordernis dafür ist jedoch auch, dass der Standort für P2G-Anlagen so gewählt ist, dass synthetisches Methan in das Erdgasnetz eingespeist werden kann.

⁵² Siehe (Tichler 2013a), Folie 12

Analyse relevanter sind jedoch jene Technologien, die Strom in Wärme umwandeln. In Betracht kommen vor allem Wärmepumpen und die rein elektrische Wärmebereitstellung (z. B. Brauchwasserwärmespeicher mit elektrischer Heizquelle), aber auch Elektrodenheizkessel im Fernwärmebereich. Der Fokus dieser Analyse liegt bei den Wärmepumpen als „Umwandlungstechnologie“.

10.6.1 Technologieführerschaft (BK1)

In Österreich wurden bereits seit Beginn der 1980er Jahre Wärmepumpen installiert – und das mit stark steigenden installierten Kapazitäten.⁵³ So waren bereits Mitte der 1980er Jahre, d. h. nur ein paar Jahre nach dem spürbaren „Take-off“ dieser Technologie, bereits 60.000 Anlagen installiert (1/3 der derzeit installierten Anlagen, meist Brauchwasserwärmepumpen).⁵⁴ Dieser starke Heimmarkt hat es heimischen Unternehmen ermöglicht, auch technologisch eine starke Position bei dieser Technologie einzunehmen⁵⁵, in einigen Segmenten sind österreichische Unternehmen Marktführer (z. B. Fa. Ochsner in High-End-WP-Segment) (Ochsner 2012). Die Exportquote österreichischer Wärmepumpen lag 2012 bei durchschnittlich ca. 37 %⁵⁶, für Anlagen mit größeren Leistungen sogar weit über dem Durchschnitt (Exportrate 2012 für Heizungswärmepumpen 20 – 80 kW 67,2 %, für Heizungswärmepumpen >80 kW 75,4 %)⁵⁷. Österreichische Produzenten von Wärmepumpen sind international einem starken Wettbewerb ausgesetzt⁵⁸, was sich auch in schwankenden Exportzahlen niederschlägt.⁵⁹ Ebenso sind zahlreiche österreichische Unternehmen Produzenten von Warmwasserspeichern und auch in Exportmärkten vertreten, das Marktumfeld ist jedoch ebenso wie bei Wärmepumpen von (auch ausländischer) Konkurrenz geprägt.

Die Entwicklung des Wärmepumpenmarktes war in Österreich in den 1990er Jahren rückläufig, ab ca. 2000 verzeichnete der Markt jedoch einen starken Anstieg, was wesentlich an der steigenden Gebäudeenergieeffizienz moderner Wohngebäude lag.⁶⁰ Damit zusammenhängend veränderte sich der Fokus von Brauchwasserwärmepumpen zu Heizungswärmepumpen; auch entsteht ein Markt für Lüftungswärmepumpen, jedoch ist dieser Markt derzeit sehr marginal.⁶¹ In den letzten Jahren gab es wieder einen leichten Rückgang des Inlandsmarktes für Wärmepumpen, was vor allem an der Finanzkrise und der Förderung von neuen Ölkesseln durch die österreichische Mineralölwirtschaft lag. Es gibt jedoch Anzeichen für eine Erholung des Inlandsmarktes.⁶² Dies zeigt, dass der heimische Markt für Wärmepumpen und damit auch das Wirtschaftsumfeld der österreichischen Produzenten relevanten Schwankungen unterworfen ist. Es gibt jedoch vielversprechende Zukunftsfelder für diese Technologie, für die österreichische Hersteller auch in Zukunft ihre starke technologische Kompetenz nutzen können. Beispielsweise im Bereich der Wärmebereitstellung in

⁵³ Siehe (Biermayr 2013), S. 35

⁵⁴ Siehe (Biermayr 2013), S. 35

⁵⁵ Siehe (EurObserv'ER 2011), S. 147

⁵⁶ (Biermayr u. a. 2013), S. 143

⁵⁷ (Biermayr u. a. 2013), S. 143

⁵⁸ Siehe bspw. (Ochsner 2012) oder Liebart (2011), S. 147/147 Siehe bspw. (Ochsner 2012) oder Liebart (2011), S. 147

⁵⁹ Siehe (Biermayr u. a. 2013), S. 142

⁶⁰ Siehe (Biermayr 2013), S. 35

⁶¹ Siehe (Biermayr 2013), S. 35

⁶² Siehe (Biermayr u. a. 2013), S. 142

Passivhäusern/Niedrigenergiehäusern⁶³, aber auch die Verbindung von Wärmepumpen mit anderen erneuerbaren Energien (bspw. Unterstützung von Solarthermie, Photovoltaik-Eigenbedarfsoptimierung) stellen ein vielversprechendes zukünftiges Einsatzfeld dar; hierzu wird in Österreich auch Forschung und technologische Entwicklung betrieben. Ebenso sind die Kombination von Raumheizung mit Raumkühlung sowie Gebäudetrockenlegung (Altbausanierung) Einsatzfelder für die Wärmepumpentechnologie.⁶⁴ Eine zukünftige Einsetzbarkeit von Wärmepumpen als „Umwandlungstechnologie“ von Strom zu Wärme wird auch begünstigt durch die Weiterentwicklung von Wärmepumpen für den sogenannten stromgeführten Betrieb („Smart Grid Ready Label“), d. h. einen Betriebsmodus, bei dem der Stromanbieter weitgehend die Steuerung der Wärmepumpe übernimmt.⁶⁵

10.6.2 Makroökonomische Bewertung (BK2)

Wie eingangs erwähnt ist P2H kein klassischer Stromspeicher, sondern eine Technologie zur Senkung von Stromspitzenlasten. Ein Vergleich mit klassischen Stromspeichern muss daher folgende Aspekte beinhalten:

- Vermiedene Kosten der alternativen Wärmebereitstellung (z. B. mittels Ölzentralheizung, Fernwärme etc.), im Vergleich zu den Erlösen aus Spitzenstrombereitstellung klassischer Stromspeicher;
- Inländische Effekte auf volkswirtschaftliche Indikatoren (inländische Wertschöpfung, Beschäftigung etc.) durch Investition und Betrieb der Wärmepumpe je „gespeicherter“ kWh Strom im Vergleich zu entsprechenden Effekten klassischer Stromspeichertechnologien, aber auch zu substituierten Wärmebereitstellungssystemen;
- Hervorgerufene oder vermiedene externe Effekte im Vergleich zu alternativen Stromspeichertechnologien, aber auch im Vergleich zum substituierten Wärmebereitstellungssystem.

Anzumerken ist ebenso, dass der Bedarf an Heizleistung je nach Jahreszeit schwankt und auch von der Art der Warmwassernutzung (Brauchwasser vs. Heizungswasser) abhängt. Insofern ist auch das Potential von Warmwasserspeichern als Stromspeicher saisonal abhängig.⁶⁶

Durch das konkurrenzgeprägte Marktumfeld für Wärmepumpen und Warmwasserspeicher ist die Nettoexport-Rate dieser Technologien stetigen Änderungen unterworfen. Bei einer für österreichische Hersteller unvorteilhaften Nettoexportrate⁶⁷ von lediglich 0,6 gehen (Haas, Biermayr, und Kranzl 2006) von Wertschöpfungseffekten von leicht über 0,6 Mio. € pro investierter 1 Mio. € aus. Vorteilhaft wirkt sich dabei aus, dass für das Zustandekommen dieser Wertschöpfungseffekte die Produktion der Anlagen nur zirka zu 20 % beiträgt – ein Nettoimport dieser Anlagen wirkt sich daher nur eingeschränkt auf die inländische Wertschöpfung durch Investitionen in Warmwasserspeicher und Wärmepumpen aus. Den größten Beitrag an der inländischen Wertschöpfung trägt mit

⁶³ „“““ „Ein effizienter Einsatz von Wärmepumpen in energieeffizienten Gebäuden wird durch die geringe erforderliche Heizungs-Vorlauftemperatur und den geringen Heizwärmebedarf begünstigt“; (Biermayr u. a. 2013), S. 151

⁶⁴ Siehe (Binder und Howorka 2012), S. 9

⁶⁵ Siehe (Biermayr u. a. 2013), S. 152

⁶⁶ Siehe auch (Kloess 2013)

⁶⁷ Anzahl exportierter Anlagen / Anzahl importierter Anlagen

mehr als 60 % die Installation und Inbetriebnahme.⁶⁸ Im Bereich der Beschäftigungseffekte kann von ca. 8 JBV je investierter 1 Mio. € ausgegangen werden.⁶⁹

Im Vergleich zu dem effizientesten klassischen Stromspeicher „Pumpspeicher“ ist kein makroökonomischer Vorteil zu erkennen. Abgesehen von externen Effekten (siehe unten) müssen daher die durch Wärmepumpen ermöglichten geringeren Wärmebereitstellungskosten (im Vergleich alternativer Heizungssysteme) den Gewinn von Pumpspeichern (aus „Veredelung“ von Überschussstrom zu Spitzenstrom, je kWh Überschussstrom) entsprechend übertreffen, damit aus volkswirtschaftlicher Sicht eine Verwendung des Überschussstroms in Wärmepumpen als vorteilhaft erscheint.

10.6.3 Externe Effekte (BK3)

Die Wärmepumpe (WP) an sich verursacht keine direkten externen Effekte, da mit der WP weder direkte Schadstoffemissionen noch eine Veränderung des Landschaftsbildes bzw. ein Eingriff in das Ökosystem stattfindet. Erdwärmepumpen können zwar bei einer großen und räumlich eng zusammenhängenden Zahl von Nutzern weitere Nutzungen dieser sich dann erschöpfenden Wärmequelle erschweren (ohne Kompensation sind dies externe Kosten), das Ausmaß dieser externen Kosten dürfte aber stark eingeschränkt sein. Dadurch, dass durch Wärmepumpen und Warmwasserspeicher keine nennenswerten externen Kosten zu erwarten sind, sind sie in diesem Bewertungskriterium im Vorteil gegenüber manch klassischem Stromspeicher. Die Erzeugung der Wärme mittels Wärmepumpe muss jedoch auch im Vergleich zum Referenzsystem gesehen werden, durch das die Wärme alternativ bereitgestellt worden wäre. Eine Gleichwertigkeit mit beispielsweise Solartechnologie scheint gegeben, jedoch besteht im Vergleich zur Bereitstellung der Wärme durch Öl (Treibhausgase, lokale Luftschadstoffe) oder Biomasse (lokale Luftschadstoffe) ein Vorteil der Wärmepumpentechnologie.

10.6.4 Volkswirtschaftliche Gesamtbewertung

Neben Pumpspeicherkraftwerken ist die Verwendung von Überschussstrom zur Produktion von Wärme eine volkswirtschaftlich interessante Option. Nicht nur weil Wärmebereitstellung durch Wärmepumpen bereits wirtschaftlich darstellbar ist und damit die Wärmebereitstellung aus volkswirtschaftlicher Sicht effizient ist. Sondern auch, weil österreichische Unternehmen über entsprechend technologisch-konkurrenzfähiges Know-how verfügen und daher eine Forcierung dieser Technologie auch vermehrt heimische Beschäftigung und Wertschöpfung ermöglicht. Ebenso ermöglichen Wärmepumpen eine Verringerung externer Effekte durch Substitution anderer Energieträger (Treibhausgase fossiler Energieträger, Feinstaubemissionen von Biomasseheizungen etc.). Die Zukunftsaussichten für diese Technologie sind aufgrund steigender Einsatzmöglichkeiten attraktiv. Wichtig für die Funktion von Wärmepumpen als Technologie zur Verwendung von Überschussstrom ist zukünftig deren stromgeführter Betrieb.

⁶⁸ Berechnung basierend auf (Haas, Biermayr, und Kranzl 2006), S. 130/131, Daten von Haas et al. (2013) ebenso von (Biermayr u. a. 2013) genutzt.

⁶⁹ Berechnung basierend auf (Haas, Biermayr, und Kranzl 2006), S. 132

10.7 Schlussfolgerungen aus volkswirtschaftlicher Sicht

In dieser volkswirtschaftlichen Analyse wurden die möglichen Auswirkungen unterschiedlicher Energiespeichertechnologien auf makroökonomische Indikatoren (Wertschöpfung, Beschäftigung, Leistungsbilanz) sowie deren externe Effekte (d. h. nicht auf Märkten abgebildete Effekte) diskutiert. Ebenso wurde untersucht, inwiefern österreichische Unternehmen eine Technologieführerschaft bei einzelnen Technologien einnehmen (können), was wiederum Auswirkung auf heimische Wertschöpfung und Beschäftigung hat. Hervorgehoben werden muss, dass ein **Vergleich von P2G und P2H mit den klassischen Stromspeichertechnologien** aufgrund der unterschiedlichen Outputs (Methan & Wärme versus Strom) **nur eingeschränkt** erfolgen kann.

Speichertechnologie	Technologieführerschaft	Makroökonomische Bewertung	Externe Effekte
Pumpspeicher	+	+	(+)/0/-
Druckluftspeicher	0/-	0	0
Batteriespeicher	0/-	-	+
P2G	0/-	-	0
P2H	+/0	+/0	+

Abbildung 24: Tentative Bewertung von Speichertechnologien basierend auf volkswirtschaftlicher Kosten-Nutzen-Analyse

Abbildung 24 zeigt einen Überblick über die Bewertung der einzelnen Speichertechnologien aus volkswirtschaftlicher Sicht. Eine Beschreibung der einzelnen Punkte ist im Anhang 13.2.2 dargestellt.

In Summe kann gefolgert werden, dass eine Erweiterung der Speicherleistung durch unterirdische Leistungsausweitungen von Pumpspeicherkraftwerken die makroökonomisch vorteilhafteste Variante darstellt, mit dabei standortabhängigen externen Kosten und dem Vorteil der Nutzung einer Technologie, in der österreichische Unternehmen über führendes Know-how verfügen. Druckluftspeicher sollten – vorbehaltlich der geologischen Möglichkeiten in Österreich – nur bei Kostenreduktionen und verbessertem Wirkungsgrad eingesetzt werden sowie wenn ein Ausbau von Pumpspeichern mit nicht mehr vertretbaren Landschaftsbeeinträchtigungen verbunden wäre. In diesem Fall sollte jedoch ein detaillierter Vergleich mit Wärmepumpen angestellt werden. Diese stellen (unter oben genannten Rahmenbedingungen) eine volkswirtschaftlich interessante Möglichkeit dar, nach Ausschöpfung der Potentiale von Pumpspeichern verstärkt als Technologie zur Senkung von Stromüberschüssen genutzt zu werden (nicht zuletzt aufgrund eines hohen heimischen Erzeugungsgrades). Ein stromgeführter Betrieb der Wärmepumpen ist dafür jedoch notwendig. P2G stellt in der nahen Zukunft keine volkswirtschaftlich sinnvolle Alternative dar, könnte aber bei entsprechender Kostendegression ab 2030+ sinnvoll einsetzbar sein. Der große Vorteil ist die große vorhandene langfristige Speicherkapazität, welche mittelfristig bei einem hohen Anteil an erneuerbaren Energien notwendig sein könnte. Der Speicher, d. h. die unterirdisch verlegten Erdgasleitungen,

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

stellen keine Beeinträchtigung des Landschaftsbilds dar, währenddessen eine vergleichbare Speicherkapazität durch Pumpspeicher – abgesehen von evtl. Konflikten mit der lokalen Bevölkerung – zu erhöhten externen Kosten führen kann (unter Abzug von positiven externen Effekten von Pumpspeichern). Batterien werden auch in Zukunft bei nicht-stationärer Versorgung, Notstromversorgung sowie Versorgung von Insellagen ihre Berechtigung haben, als Substitut bestehender Speichertechnologien sind sie – bei prognostizierter Preisentwicklung – volkswirtschaftlich jedoch nicht vorteilhaft.

11 Ausblick und Empfehlungen

Die Ergebnisse des Forschungsprojektes zeigen, dass starke CO₂-Emissionsreduktionen in der Strom- und Wärmeerzeugung technisch und ökonomisch bei moderaten Kosten machbar sind. Dabei ist die Speicherung von Strom nicht, wie oft geglaubt, eine große noch ungelöste Frage, sondern das Ermöglichen von Speicherausbau führt in den simulierten Szenarien zu einer Reduktion der Stromgestehungskosten um 3 – 4 %. Bei Überschüssen der Erneuerbaren -Erzeugung muss diese abgeregelt werden und bei fehlender Wind- und Solarstromerzeugung können effiziente Gas- und Dampfkraftwerke die Residuallast mit relativ geringen CO₂-Emissionen decken. Die simulierten ökonomischen Potentiale von je nach Szenario 5 – 30 GW Pumpspeicherausbau sind von den verfügbaren Potentialen als realisierbar anzusehen. Die Bedeutung der Nutzung von Strom im Wärmesektor und von Elektromobilität ist weniger durch die erzielbaren Einsparungen im Stromsystem gegeben als durch die Dekarbonisierung der Sektoren Wärme und PKW -Verkehr. Die eigentliche Herausforderung scheint nicht technischer oder ökonomischer Natur, sondern die politische und gesellschaftliche Organisation des erforderlichen starken Ausbaus der erneuerbaren Energien.

Um eine Dekarbonisierung des Energiesystems zu ermöglichen, wurden folgende Handlungsfelder identifiziert:

- Wind- und Solarstrom haben das größte Ausbaupotential der Erneuerbaren und sind essenziell für ein kostengünstiges zukünftiges erneuerbares Stromsystem. Auch andere, teilweise kostengünstigere, erneuerbare Erzeugungstechnologien, wie Wasserkraft und Biomasse, werden im Rahmen ihrer Ausbaupotentiale einen Beitrag leisten können und müssen. Ohne einen starken Ausbau der Wind- und Solarstromerzeugung ist ein erneuerbares Stromsystem in Österreich und Deutschland jedoch nicht möglich. Um einen hohen Erneuerbaren-Anteil im Stromsystem zu erreichen, sind daher, solange der CO₂-Preis nicht stark steigt, Maßnahmen zur Förderung des Wind- und Solarstromausbaus notwendig. Etwaige Profite der Endnutzer durch Eigenverbrauch minimieren sich, wenn die Steuern und Netzgebühren flexibel gestaltet werden, um, bei gleichbleibenden Einnahmen, die Integration vom Strom- und Wärmesystem zu ermöglichen.
- Das Strommarktdesign muss den Erfordernissen eines hohen Erneuerbaren Anteils angepasst werden. Die Kosten der gesicherten Leistungsbereitstellung belaufen sich für das Szenario A mit 84% Reduktion der spezifischen CO₂ Emissionen der Stromerzeugung auf 11% der mittleren Stromgestehungskosten. Daraus kann man den Schluss ziehen, dass auch in einem erneuerbaren Stromsystem die Bereitstellung von gesicherter Leistung nicht prohibitiv teuer sein muss.
- Ein wichtiges offenes Forschungsthema ist eine detaillierte Simulation des erforderlichen Netzausbaus und alternativer Maßnahmen für ein 80- – 100 % erneuerbares Strom- und Wärmesystem 2050.
- Offene Fragen sind:

- Welcher Netzausbau ist notwendig für ein Stromsystem mit hohem Erneuerbaren-Anteil?
 - Welche Alternativen und entlastenden Maßnahmen gibt es zum Stromnetzausbau?
 - Analyse der Beiträge zukünftiger Optionen der flexiblen Stromnachfrage zur Entlastung der Netze: Strom zur Wärmeerzeugung, Elektromobilität, Schalten von Lasten, Stromspeicher, Wärmespeicher und Kältespeicher.
 - Analyse der netzentlastenden Positionierung der Standorte für neue Kraftwerke, für die neuen Wind- und Solarenergieanlagen und für neue Stromspeicher (Pumpspeicher, Druckluftspeicher, Batteriespeicher).
 - Simulation der Gesamtsystemkosten und Bewertung der Umsetzbarkeit der verschiedenen Gestaltungsoptionen.
- Zeitliche Flexibilisierung der Steuern und Netzgebühren: Die Steuern und Netzgebühren sind derzeit großteils proportional zur bezogenen Strommenge und betragen mehr als die Hälfte des Endkundenstrompreises. Dies würde eine Nutzung von Strom- im Wärmesystem und eine kosteneffiziente Integration von Wind- und Solarenergie behindern. Steuern und Netzgebühren sollten neu gestaltet werden, um einer effizienten Kopplung von Strom- und Wärmesystem nicht entgegenzustehen.
 - Effiziente Wärmepumpen mit guten Arbeitszahlen können einen großen Beitrag zur CO₂-Emissionsminderung im Gebäudesektor leisten und sollten in Kombination mit Wärmespeichern ein Fokus für Anstrengungen zur Kopplung des Strom- und des Wärmesystems sein. Gemeinsam mit Direktstromzusatzheizregistern sorgen sie für die nötige flexible Stromnachfrage zur Integration eines hohen Anteils von Wind- und Solarenergie.
 - Um das Ziel starker CO₂-Emissionsreduktionen zu erreichen, muss die Gebäudeenergieeffizienz weiter erhöht werden. Hier scheint auch ein Fokus auf Synergien mit dem Stromsystem sinnvoll.
 - Energieeffizienz-Maßnahmen im Strom- und Wärmesektor sind essenziell und wichtig, um ein 100 % erneuerbares Strom- und Wärmesystem zu erreichen, da sie die erforderlichen installierten Wind- und Photovoltaik -Kapazitäten reduzieren.

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

12 Literaturverzeichnis

- Amt der Tiroler Landesregierung, Joanneum Research Graz: Österreichisches Ökologie-Institut. 2005. „Fachliche Prüfung des TIWAG Optionenberichtes über mögliche Standorte künftiger Wasser- kraftnutzung in Tirol.“ Synthesebericht. Innsbruck und Wien.
<http://www.neustift.tirol.gv.at/gemeindeamt/html/Synthesebericht.pdf>.
- Appen, J. von, M. Braun, und R. Estrella. 2012. „A Framework for Different Storage Use Cases in Distribution Systems.“ In , 318–318. IET. doi:10.1049/cp.2012.0864.
- Beaudin, Marc, Hamidreza Zareipour, Anthony Schellenberglobe, und William Rosehart. 2010. „Energy storage for mitigating the variability of renewable electricity sources: An updated review.“ *Energy for Sustainable Development* 14 (4): 302–14. doi:doi: 10.1016/j.esd.2010.09.007.
- Berg, J.v.d., A. Janssen, M. Kippen, M. Maas, M. Maurer, und E. Pelgrum. 2013. „Alpine Hydro Potential Study, Deliverable No. D16.8.“ EC-GA 249812. TWENTIES Project Consortium. http://www.twenties-project.eu/system/files/TWENTIES%2016%208%20final_0.pdf.
- Bickel, P., und Friederich, R. 2005. *ExternE: Externalities of Energy; Methodology 2005 Update*. Herausgegeben von Europäischer Kommission. EUR 21951. Luxembourg: Office for Official Publications of the European Communities. http://ec.europa.eu/research/energy/pdf/kina_en.pdf.
- Biermayr, Peter. 2013. „Erneuerbare Energie in Zahlen. Die Entwicklung erneuerbarer Energie in Österreich im Jahr 2011.“ Herausgegeben von TU Wien (EEG). Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft.
http://www.umwelttechnik.at/fileadmin/content/Downloads/BMLFUW_Erneuerbare_Energie_in_Zahlen_2011.pdf.
- Biermayr, Peter, Manuela Eberl, Rita Ehrig, Hubert Fechner, Christa Kristöfel, Kurt Leonhartsberger, Stefania Martelli, Christoph Strasser, Werner Weiss, und Manfred Wörgetter. 2013. „Innovative Energietechnologien in Österreich: Marktentwicklung 2012.“ Endbericht 17/2013. Berichte aus Energie- und Umweltforschung. Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie. <http://www.downloadcenter.aee-intec.at/0uploads/dateien933.pdf>.
- Binder, M., und F. Howorka. 2012. „Green tech insights: Environmental technology made in Austria.“ Green jobs Austria.
- BINE. 2007. „Druckluftspeicher - Kraftwerke.“ Bonn: BINE Informationsdienst.
http://www.bine.info/fileadmin/content/Publikationen/Projekt-Infos/2007/Projekt-Info_05-2007/projekt_0507internet-x.pdf.
- Bollen, Math H. 2011. *Integration of Distributed Generation in the Power System*. John Wiley & Sons.
- Brunner H, Bletterie B. 2009. „DG Demonetz.“ Wien: AIT Wien.
<http://www.smartgridssalzburg.at/forschungsfelder/stromnetze/dg-demonetz/>.
- Bullough, Chris, Christoph Gatzel, Christoph Jakiel, Martin Koller, Andreas Nowi, und Stefan Zunft. 2004. „Advanced adiabatic compressed air energy storage for the integration of wind energy.“ In *Proceedings of the European Wind Energy Conference, EWEC*, 22:25. http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Zeitschriften/2004/04_11_23_EWEC_Paper_Final.pdf.
- Chen, Haisheng, Thang Ngoc Cong, Wei Yang, Chunqing Tan, Yongliang Li, und Yulong Ding. 2009. „Progress in electrical energy storage system: A critical review.“ *Progress in Natural Science* 19 (3): 291–312. doi:doi: 10.1016/j.pnsc.2008.07.014.
- Crotogino, Fritz. 2003. „Einsatz von Druckluftspeicher-Gasturbinen-Kraftwerken beim Ausgleich fluktuierender Windenergie-Produktion mit aktuellem Strombedarf.“ In . Stuttgart.
- Deane, J.P., B.P. Ó Gallachóir, und E.J. McKeogh. 2010. „Techno-economic review of existing and new pumped hydro energy storage plant.“ *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 14 (4): 1293–1302. doi:doi: 10.1016/j.rser.2009.11.015.
- de Bruyn, K., und B. Markl. 2012. „Rechtliche Darstellung der Power-to-Gas-Technologie in Österreich und Deutschland.“ In . Graz.
http://portal.tugraz.at/portal/page/portal/Files/i4340/eninnov2012/files/kf/KF_DeBruyn.pdf.
- „Definition: kritische Rohstoffe und potentiell kritische Rohstoffe mit Bezug zu Österreich.“ 2012. Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie (BMVIT), FFG.
https://www.ffg.at/sites/default/files/allgemeine_downloads/thematische%20programme/programmdokumente/rohstoff-definition_intelligente_production_v0.0_2012_final.pdf.

- Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. (DGS). 2015. „EnergyMap - Auf dem Weg zu 100% EE - Der Datenbestand.“ Zugegriffen Juni 10. <http://www.energymap.info/download.html>.
- Díaz-González, Francisco, Andreas Sumper, Oriol Gomis-Bellmunt, und Roberto Villafafila-Robles. 2012. „A review of energy storage technologies for wind power applications.“ *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 16 (4): 2154–71. doi:10.1016/j.rser.2012.01.029.
- Dickinson, Robert R., David L. Battye, Valerie M. Linton, Peter J. Ashman, und Graham (Gus) J. Nathan. 2010. „Alternative carriers for remote renewable energy sources using existing CNG infrastructure.“ *International Journal of Hydrogen Energy* 35 (3): 1321–29. doi:doi: 10.1016/j.ijhydene.2009.11.052.
- ecoinvent 2 (Version 2.2). 2010. Zurich (Switzerland): ecoinvent Centre. <http://www.ecoinvent.org/database/ecoinvent-version-2/ecoinvent-version-2.html>.
- „Eco-Technologie-Radar – Energiespeicher.“ 2013. Eco World Styria. http://eco.at/news/docs/30830_74%202013%20GTR-Energiespeicher.pdf.
- Elisabeth Lemaire, Nicolas Martin, Per Nørgård, Erik de Jong, Roald de Graaf, Jasper Groenewegen, Efstathia Kolentini, und Stathis Tselepis. 2011. „European White Book on Grid-Connected Storage, DRAFT.“ CEA INES.
- „EN35 External costs of electricity production.“ 2015. European Environmental Agency (EEA). http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/indicators/ds_resolveuid/632661d88ad711ab8218ca8c48888129.
- Enkhardt, Sandra. 2014. „BSW-Solar erwartet weiter anziehende Speichernachfrage.“ *pv magazine*, Dezember 11. http://www.pv-magazine.de/nachrichten/details/beitrag/bsw-solar-erwartet-weiter-anziehende-speichernachfrage_100017622/.
- EURELECTRIC. 2011. „Hydro in Europe: Powering Renewables.“ Brussels: Union of the Electricity Industry–EURELECTRIC.
- EurObserv'ER, Hrsg. 2011. „The state of renewable energies in Europe.“ Übersetzt von A. Liebard. *11th EurObserv'ER Report*, Nr. Dec: 1–248.
- „Externe Kosten der Übertragung und Verteilung von Elektrizität.“ 1997. BFE (EnergieSchweiz, Bundesamt für Energie). http://www.energie.ch/bfk/pacer/270_5D.pdf.
- Eyer, Jim, und Garth Corey. 2010. „Energy Storage for the Electricity Grid: Benefits and Market Potential Assessment Guide.“ Albuquerque, New Mexico: Sandia National Laboratories.
- Felberbauer, K.-P., M. Kloess, G. Jungmeier, R. Haas, K. Könighofer, W. Prügler, J. Pucker, R. Rezanja, M. Beermann, und A. Wenzel. 2012. „Energiespeicher der Zukunft. Energiespeicher für erneuerbare Energie als Schlüsseltechnologie für zukünftige Energiesysteme.“ Endbericht. Joanneum Research und TU Wien, im Auftrag des Österreichischen Klima- und Energiefonds.
- Frischknecht, R, N Jungbluth, HJ Althaus, G Doka, T Heck, S Hellweg, R Hischer, T Nemecek, G Rebitzer, und M Spielmann. 2007. „Ecoinvent data v2.0: Overview and methodology.“ ecoinvent report No. 1. Dübendorf: Swiss Centre for Life Cycle Inventories.
- Getzner, M., M. Jungmeier, T. Köstl, und Weigelhofer. 2011. „Fließstrecken der Mur - Ermittlung der Ökosystemleistungen.“ Endbericht. E.C.O. Institut für Ökologie, im Auftrag der Landesumweltanwaltschaft Steiermark. http://www.riverfoundation.org.au/admin/multipart_forms/mpf__resource_400_8___Reference_StyrianMur_EcosystemServices.pdf.
- Gimeno-Gutiérrez, Marcos, Roberto Lacal-Aránzategui, und European Commission. 2013. *Assessment of the European Potential for Pumped Hydropower Energy Storage a GIS-Based Assessment of Pumped Hydropower Storage Potential*. Herausgegeben von Joint Research Centre and Institute for Energy and Transport. Luxembourg: Publications Office. <http://dx.publications.europa.eu/10.2790/86815>.
- „Globales Emissions-Modell integrierter Systeme (GEMIS), Version 4.9.“ 2014. <http://www.iinas.org/gemis-de.html>.
- „GSE Storage Map.“ 2014. Gas Infrastructure Europe (GIE). http://www.gie.eu/download/maps/2014/GSE_STOR_MAP_JULY2014.pdf.
- Haas, R, P Biermayr, und L Kranzl. 2006. „Endbericht zum Forschungsprojekt ‚Technologien zur Nutzung Erneuerbarer Energieträger-wirtschaftliche Bedeutung für Österreich‘.“
- Habersack, H, B Wagner, C Hauer, E Jäger, G Krapesch, L Strahlhofer, M Volleritsch, P Holzapfel, S Schmutz, und R Schinegger. 2011. „DSS_KLIM: EN: Entwicklung eines Decision Support Systems zur Beurteilung der Wechselwirkungen zwischen Klimawandel, Energie aus Wasserkraft und Ökologie.“ Studie.
- Haubrich, H.-J., A. Gillhaus, F. Crostogino, und S. Hübner. 2007. „Verbesserte Integration großer Windstrommengen durch Zwischenspeicherung mittels CAES.“ Endbericht. Konsortium Alstom Power / Ecofys / E.ON Energie / KBB / IAEW / REpower / Vattenfall Europe Transmission. http://www.bine.info/fileadmin/content/Publikationen/Projekt-Infos/Zusatzinfos/2007-05_Abschlussbericht.pdf.

- „Hocheffizientes Hightech-Kraftwerk von Siemens eröffnet (Siemens AG Österreich).“ 2012. *APA-OTS*. Juni 22. http://www.ots.at/presseaussendung/OTS_20120622_OTS0182/hocheffizientes-hightech-kraftwerk-von-siemens-eroeffnet-bild#.
- Holland, M, S Pye, P Watkiss, B Droste-Franke, und P Bickel. 2005. „Damages per tonne emission of PM2. 5, NH3, SO2, NOx and VOCs from each EU25 Member State (excluding Cyprus) and surrounding seas. March 2005.“ European Commission DG Environment.
- International Electrotechnical Commission. 2011. „Electrical Energy Storage - White Paper.“
- Jentsch, Mareike, Tobias Trost, und Michael Sterner. 2014. „Optimal Use of Power-to-Gas Energy Storage Systems in an 85% Renewable Energy Scenario.“ *Energy Procedia* 46: 254–61. doi:10.1016/j.egypro.2014.01.180.
- Kaldellis, J.K., D. Zafirakis, und K. Kavadias. 2009. „Techno-economic comparison of energy storage systems for island autonomous electrical networks.“ *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 13 (2): 378–92. doi:doi: 10.1016/j.rser.2007.11.002.
- Karl, HD, R Borck, G. Nerb, G. Britschkat, M. Faber, und G. Kleinhenz. 2010. „Volkswirtschaftliche Auswirkungen des geplanten Energiespeichers Riedl.“ *Ifo Institut München, Universität Passau*, Nr. 08.
- Kathan, Johannes. 2014. „Elektrische Speichersysteme - Übersicht, Anwendungsgebiete und aktuelle Forschungsprojekte.“ gehalten auf der 5. Österreichischer Photovoltaikkongress, Vienna, Austria, März 28.
- Kathan, Johannes, Jan von Appen, Evangelos Rikos, Linards Grigans, Löff Atte, Enrica Micolano, und Daniel Burnier de Castro. 2015. „EERA Joint Programme on Smart Grids Sub-Programme 4 - Electrical Energy Technologies - D4.3 Integration of Storage Resources to Smart Grids: Possible Services & D4.4 Control algorithms for storage applications in smart grids - DRAFT.“
- Kerber, Georg, und Rolf Witzmann. 2008. „Loading Capacity of Standard Oil Transformers on Photovoltaic Load Profiles.“ In . Glasgow, UK.
- Kletzan, D., K. W. Steininger, und J. Hochwald. 2006. „Gesamtwirtschaftliche Effekte der klimarelevanten Maßnahmen im Rahmen der Umweltförderung im Inland 2004.“ Wien: Österreichisches Institut für Wirtschaftsforschung, im Auftrag des Bundesministeriums für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft.
- Kloess, M. 2013. „Wasserstoff und Methan aus erneuerbarer Stromerzeugung – eine energiewirtschaftliche Betrachtung.“ gehalten auf der IEWT 2013, Wien. http://portal.tugraz.at/portal/page/portal/Files/i4340/eninnov2012/files/pr/PR_Kloess.pdf.
- Krenn, A. 2015. „AuWiPot: Windatlas und Windpotentialstudie Österreich.“ gehalten auf der Science Brunch am 16.4.2003 im Festsaal des Technisches Museums, Wien. Zugegriffen Juni 30. <https://www.klimafonds.gv.at/assets/Uploads/4-KrennEnergiewerkstatt.pdf>.
- Lütkehus, Insa, Kirsten Adlunger, und Hanno Salecker. 2013. *Potenzial der Windenergie an Land: Studie zur Ermittlung des bundesweiten Flächen- und Leistungspotenzials der Windenergienutzung an Land*. Umweltbundesamt Dessau-Rosslau, Germany. <http://opus.kobv.de/zlb/volltexte/2013/19098/>.
- Mahnke, Eva, und Jörg Mühlenhoff. 2012. „Strom speichern.“ *Berlin: Agentur für Erneuerbare Energien.*, Nr. 57.
- Martin, Nicolas, Elisabeth Lemaire, Paul Crolla, Rebecca Carter, Piotr Gburczyk, und Stathis Tselepis. 2010. „Applications of Storage Selected and Their Associated Profiles - DERri - Distributed Energy Resources Research Infrastructures, EU Project No.: 228449.“
- Mauch, Wolfgang, Tomas Metzger, und Thomas Staudacher. 2009. „Anforderungen an elektrische Energiespeicher für den stationären und mobilen Einsatz.“ In *VDI Wissensforum*. http://www.ffe.de/download/Veroeffentlichungen/2009_VDIFulda_paper_mauch_mezger_staudacher.pdf.
- Meyer, F. 2013. „projektinfo 05/07: Druckluftspeicher-Kraftwerke.“ Herausgegeben von FIZ Karlsruhe. BINE Informationsdienst. http://www.eti-brandenburg.de/fileadmin/user_upload/Energiethemen/Energiespeicherung/druckluftspeicherkraftwerke.pdf.
- Miara, M., D. Günther, T. Kramer, T. Oltersdorf, und J. Wapler. 2011. „Wärmepumpen Effizienz.“ Endbericht. Freiburg: Fraunhofer ISE. http://wp-effizienz.ise.fraunhofer.de/download/wp_effizienz_endbericht_langfassung.pdf.
- Neupert, U., T. Euting, T. Kretschmer, C. Notthoff, K. Ruhlig, und B. Weimert. 2009. *Energiespeicher - Technische Grundlagen und energiewirtschaftliches Potential*. Stuttgart: Fraunhofer IRB Verlag.
- Ochsner, K. (jr.). 2012. *ExpertencornerUmwelttechnik.at*. <http://www.umwelttechnik.at/de/info/expertencorner/karl-ochsner-jr/>.
- Oertel, Dagmar. 2008. „Energiespeicher – Stand und Perspektiven.“ Berlin: Büro für Technikfolgenabschätzung beim Deutschen Bundestag.
- Pellischek-Wilsdorf, M. 2015. „Energie und Naturressourcen.“ *Austria export*. Zugegriffen Juni 30. <http://www.austria-export.biz/branchen/energie-natur-ressourcen-343558>.
- Pieper, C, und H Rubel. 2011. „Revisiting Energy Storage: There Is a Business Case.“ *The Boston Consulting Group*, Nr. 02.

- Prechtl-Grundnig, M. 2012. Expertencorner - Interview mit DI Martina Prechtl-Grundnig (Geschäftsführung Kleinwasserkraft Österreich)Umwelttechnik.at. <http://www.umwelttechnik.at/de/info/expertencorner/di-martina-prechtl-grundnig/>.
- „PRIMES EU 27 Reference case with updated world energy prices.“ 2011. National Technical University of Athens.
- Rabl, A., S. Hirschberg, B. Desaiques, A. Markandya, und L. de Nocker. 2004. „New Elements for the Assessment of External Costs from Energy Technologies.“ Publishable Report to the European Commission. DG Research, Technological Development and Demonstration (RTD). http://www.ier.uni-stuttgart.de/forschung/projektwebsites/newext/newext_publishable.pdf.
- Rasmusson, H. 2014. „Power-to-Gas-Projekte in Deutschland.“ greenfacts / DVGW. http://www.dvgw-innovation.de/fileadmin/innovation/pdf/ptg_druck.pdf.
- „Renewable Energy Costs and Benefits for Society (RECABS).“ 2007. Endbericht. Copenhagen, Denmark: Ea Energy Analyses. <http://iea-ret.d.org/wp-content/uploads/2011/09/RECABs-final-report.pdf>.
- Rohrig, K., P. Hochloff, U. Holzhammer, F. Schlögl, W. Lehnert, K. Rehfeldt, J. Diekmann, und L. Hofmann. 2011. „Flexible Stromproduktion aus Biogas und Biomethan“, April. http://www.energiesystemtechnik.iwes.fraunhofer.de/content/dam/iwes-neu/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Veroeffentlichungen/2011/2011_Flexible_Stromproduktion_aus_Biogas_und_Biomethan.pdf.
- Rom, Daniela. 2013. „Solargas: Ein Stromparkplatz im Gasnetz - Strom - derStandard.at › Wirtschaft.“ *Der Standard*, Juli 9. <http://derstandard.at/1371171751657/Ein-Stromparkplatz-im-Gasnetz>.
- Samenigo Seta, Fernando. 2010. „Modeling of an Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage (AA-CAES) Unit and an Optimal Model-based Operation Strategy for its Integration into Power Markets.“ Zürich: ETH Zürich.
- Schlenkhoff, A., und G. Heinz. 2011. „Ein Blick auf die öffentliche Debatte über Energiespeicher und das Potential von Pumpspeicher in Deutschland.“ Bergische Universität Wuppertal. http://www.hydro.uni-wuppertal.de/fileadmin/bauing/hydro/berichte/Ein_Blick_auf_die_%C3%B6ffentliche_Energiedebatte_%C3%BCber_das_Potential_von_Pumpspeicher_in_Deutschland_20110315.pdf.
- Schlick, T, B Hagemann, M Kramer, J Garrelfs, und AR Studie. 2012. „Zukunftsfeld Energiespeicher: Marktpotenziale standardisierter Lithium-Ionen-Batteriesysteme.“ *German Engineering Federation (VDMA) and Roland Berger Strategy Consultants, Tech. Rep.*
- Steiner, Daniel. 2006. „Evaluation of efficiency of greenhouse gas mitigation measures under consideration of environmental, social and economic co-effects.“ JOANNEUM RESEARCH.
- . 2011. „Domestic offset projects in Austria: possibilities for their implementation and resulting economic impacts.“ JOANNEUM RESEARCH.
- Steinmüller, H. 2013. „Power-to-Gas: Umsetzung in Österreich.“ Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz. http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Veranstaltungen/2013/Power_to_Gas/11_130618_Steinmueller.pdf.
- Sterner, M. 2009. *Bioenergy and renewable power methane in integrated 100% renewable energy systems*. Kassel: kassel university press.
- Sterner, Michael. 2009. „Bioenergy and renewable power methane in integrated 100% renewable energy systems.“ Kassel: Universität Kassel. <http://www.upress.uni-kassel.de/publi/abstract.php?978-3-89958-798-2>.
- Strölin, T. 2012. „Energiewirtschaftliche Einordnung und Bewertung einer Erweiterung des Pumpspeicherkraftwerkes Glems der EnBW Kraftwerke AG.“ Studienarbeit, Uni Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER). http://www.ier.uni-stuttgart.de/publikationen/online/onpub_Studienarbeiten.html.
- „Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2013.“ 2012. http://www.netzentwicklungsplan.de/system/files/documents/Szenariorahmen_2013.pdf.
- „Technologien und Kosten der Biogasaufbereitung und Einspeisung in das Erdgasnetz. Ergebnisse der Markterhebung 2007-2008.“ 2009. Abschlussbericht Band 4. BMBF-Verbundprojekt »Biogaseinspeisung«. Oberhausen, Leipzig, Wuppertal, Bochum, Essen, Magdeburg, Trier: Fraunhofer UMSICHT. http://www.biogaseinspeisung.de/download/Abschlussbericht_Biogaseinspeisung_Band_4_Technik_Bioga_saufbereitung_AP2.pdf.
- Tenschert, Walter. 2011. „Smart Grids: Herausforderungen für uns als Verteilernetzbetreiber - Die Rolle der unterschiedlichen Stromnetzebenen in der Smart Grid Entwicklung.“ gehalten auf der Smart Grids Week 2011, Linz, Austria, Mai 25.
- Tichler, R. 2013a. „Volkswirtschaftliche Relevanz von Power-to-Gas für das zukünftige Energiesystem.“ http://www.researchgate.net/profile/Robert_Tichler/publication/272434683_Volkswirtschaftliche_Relevanz_von_Power-to-Gas_fr_das_zuknftige_Energiesystem/links/54e4add00cf22703d5bf1212.pdf.
- . 2013b. „Wirtschaftlichkeit von P2G.“ gehalten auf der DBI-Fachforum „Energiespeicher - Pilotprojekte“, Berlin, September.

- Totschnig, Gerhard, und Markus Litzlbauer. 2015. „Development of an Evaluation Framework for the Introduction of Electromobility (DEFINE).“ Deliverable. TU Wien.
http://83.65.88.243/projects/define/files/DEFINE_deliverable-2-7_Combined_TUWIEN_Final.pdf.
- Totschnig, G., A. Kann, H. Truhetz, M. Pfleger, und G. Schauer. 2013. „AutRES100 – Hochauflösende Modellierung des Stromsystems bei hohem erneuerbaren Anteil – Richtung 100% Erneuerbare in Österreich.“ Endbericht. NEUE ENERGIEN 2020. <http://eeg.tuwien.ac.at/AutRES100/Endbericht.pdf>.
- Türk, Andreas, Gustav Resch, und Karl W Steininger. 2012. „Assessing the Role of Cooperation Mechanisms for Achieving the Austrian 2020 Renewable Energy Target (Project ReFlex).“ *Available at SSRN 2185965*.
- VDE. 2003. „DIN VDE 0298-4: Verwendung von Kabeln und isolierten Leitungen für Starkstrom: Teil4: Empfohlene Werte für die Strombelastbarkeit von Kabeln und Leitungen für feste Verlegung in und an Gebäuden und von flexiblen Leitungen.“
- . 2009. „Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energie.“
- „Verbund errichtet Dampfkraftwerk Mellach.“ 2008. *VERBUND*. Juli 30. <http://www.verbund.com/cc/de/news-pressenews/2008/07/30/Mellach>.
- Viebahn, Peter, Karin Arnold, Jonas Friege, Christine Krüger, Arjuna Nebel, Sascha Samadi, Ole Soukup, Michael Ritthoff, Jens Teubler, und Klaus Wiesen. 2014. „KRESSE: kritische mineralische Ressourcen und Stoffströme bei der Transformation des deutschen Energieversorgungssystems.“ Abschlussbericht. Wuppertal: Wuppertal Inst. für Klima, Umwelt, Energie.
- Wietschel, Martin, Marlene Arens, Christian Dötsch, Sebastian Herkel, Wolfram Krewitt, Peter Markewitz, Dominik Möst, und Martin Scheufen. 2010. „Technologiebericht 2050 - Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung.“ Karlsruhe: Fraunhofer ISI.
- Zunft, S. o. J. „Adiabate Druckluftspeicher für die Elektrizitätsversorgung–der ADELE-Wärmespeicher.“ *Kraftwerkstechnik, Bd 4*: 749–57.
- Zunft, Stefan, Christoph Jakiel, Martin Koller, und Chris Bullough. 2006. „Adiabatic Compressed Air Energy Storage for the Grid Integration of Wind Power.“ In .

13 Anhänge

13.1 Anhang 1: HiREPS-Modell-Kostenannahmen

In

Tabelle 28 sind die wichtigsten technologiespezifischen Daten für die Szenarien angegeben.

	Abschreibungs- dauer	Investitions- kosten 2050	Einheit der Investitionskosten	Effizienz	
Stromtechnologien					
Kohle	35	1340	[€2012/kW-el]	46	Netto bez. des Heizwertes
Kohle KWK	35	1402	[€2012/kW-el]	46	Netto bez. des Heizwertes
Braunkohle	40	1608	[€2012/kW-el]	45	Netto bez. des Heizwertes
GuD	25	615	[€2012/kW-el]	60	Netto bez. des Heizwertes
Entnahmed. GuD KWK	25	670	[€2012/kW-el]	60	Netto bez. des Heizwertes
Simple Cycle Gasturbine	25	400	[€2012/kW-el]	40	Netto bez. des Heizwertes
Biogasmotor <= 2MW KWK	25	700	[€2012/kW-el]	40	Netto bez. des Heizwertes
BioGasSpeicher	15	5	[€2012/kWh-Biogas]	100	Netto bez. des Heizwertes
Gasmotor >= 3MW KWK	25	600	[€2012/kW-el]	46	Netto bez. des Heizwertes
Feste Biomasse gegend. KWK	30	2600	[€2012/kW-el]	24	Netto bez. des Heizwertes
Müllverbrennung gegend. KWK	20	2000	[€2012/kW-primär Feuerleistung]	18	Netto bez. des Heizwertes
Photovoltaik	25	800	[€2012/kW-el]	72	Einstrahlung zu Strom
Wind - Onshore	25	1075	[€2012/kW-el]	88	Verluste zuzüglich der Hersteller Kennlinie
Wind - Offshore	25	3100	[€2012/kW-el]	88	Verluste zuzüglich der Hersteller Kennlinie
AA-CAES Leistung	30	813	[€2012/kW-el]	71	Ein+Auspeichern
AA-CAES Speicher	30	60	[€2012/kWh-el]	-	
LeistungsUpGrade	35	900	[€2012/kW-el]	74	Ein+Auspeichern
generischer Pumpspeicher Leistung	35	800	[€2012/kW-el]	74	Ein+Auspeichern
generischer Pumpspeicher Speicher	35	22	[€2012/kWh-el]	-	
P2G	35	1000	[€2012/kW-el Strom Aufnahme]	60	Netto bez. des Heizwertes
Wärmetechnologien					
Stromdirektheizung					
Fernwärme	20	30	[€2012/kWh-el]	97	
Stromdirektheizung Gebäude	20	10	[€2012/kWh-el]	97	
Wärmepumpe	20	800	[€2012/kW-therm]	300	
			[Euro/m2 Kollektorfläche] für die Gesamtanlage ohne Speicherkosten		
Solarthermie Freifläche	30	290	[Euro/m2 Kollektorfläche] für die Gesamtanlage ohne Speicherkosten	60	Einstrahlung zu Wärme
Solarthermie Gebäude	30	400	[Euro/m2 Kollektorfläche] für die Gesamtanlage ohne Speicherkosten	60	Einstrahlung zu Wärme
Thermischer Gas Spitzenkessel	30	100	[€2012/kW-therm]	97	
Gasheizung	20	200	[€2012/kW-therm]	97	
Pelletsheizung	20	500	[€2012/kW-therm]	97	
Zentrale Wärmespeicher	30	100	[€2012/m3]	0.2	% pro Stunde
Dezentrale Wärmespeicher	20	900	[€2012/m3]	0.014	% pro Stunde

Tabelle 28: Überblick über die wichtigsten technologiespezifischen Annahmen in den Szenarioläufen.

13.2 Anhang 2: Gesamtwirtschaftliche Bewertung

13.2.1 Theoretische Grundlagen und Methodik der volkswirtschaftlichen Kosten-Nutzen-Analyse

Makroökonomische Analyse

Die makroökonomische Analyse bildet jene Effekte in einer Volkswirtschaft ab, die auf Märkten darstellbar sind.⁷⁰ Die Märkte, auf denen wirtschaftliche Änderungen abgebildet werden, sind der Arbeits-, Kapital-, Güter- und Geldmarkt – daraus können die resultierenden Auswirkungen auf (u. a.) Beschäftigung, Wertschöpfung und öffentlichen Haushalt berechnet werden. Auswirkungen auf diesen Märkten werden durch unterschiedliche wirtschaftliche Impulse („Effekte“) hervorgerufen.⁷¹ Diese wirtschaftlichen Impulse sind der Investitionseffekt, Betriebseffekt, Budgeteffekt, dynamische Effekt und Außenhandelseffekt, welche nachfolgend erläutert werden: Der Investitionseffekt resultiert aufgrund des Ausgabenimpulses einer Investition. Durch eine Investition kommt es zu einer Steigerung der Produktionsaktivität mit direkten Effekten beim betroffenen Sektor sowie mit indirekten Effekten für die vorgelagerte Lieferkette und induzierten Effekten aufgrund von Lohnzahlungen und der dadurch wiederum ausgelösten Ausgaben und Änderungen der Produktionsaktivitäten. Ähnlich dazu verursachen Ausgaben, die mit dem Betrieb eines Investitionsobjekts in Verbindung stehen, den Betriebseffekt. Dieser resultiert beispielsweise aufgrund von Ausgaben für Betriebsführung, Wartung und Brennstoffe. Ein in Bezug auf erneuerbare Energien wesentlicher, aber gerne vernachlässigter Effekt ist der Budgeteffekt. Der Budgeteffekt bildet demnach jene Effekte ab, die aufgrund von Verdrängung einer bei geltenden Marktpreisen kompetitiven Technologie durch nicht-kompetitive Technologien entstehen (oder umgekehrt). Dies rührt daher, dass durch diese Verdrängung für ein und dieselbe Dienstleistung (z. B. 1 kWh_{el}) mehr zu bezahlen ist. Daher wird bei limitiertem Gesamtvermögen der Haushalte die Nachfrage dieser Dienstleistung sowie die Nachfrage nach anderen Gütern/Dienstleistungen reduziert (Ausmaß abhängig von den güterspezifischen Elastizitäten der Nachfrage). Die dadurch verringerte Produktionsaktivität hat naturgemäß Auswirkungen auf Beschäftigung und indirekt auch auf den öffentlichen Haushalt. In einfachen Worten kommt es zu einem Budgeteffekt immer dann, wenn eine Effizienzveränderung in der Bereitstellung eines Gutes/einer Dienstleistung eintritt. Die Berücksichtigung des Budgeteffekts ist wichtig, da ein negativer Budgeteffekt mittel- bis langfristig sogar positive Investitions- und Betriebseffekte kompensieren kann.⁷² Ein ebenfalls äußerst bedeutender Effekt im Zusammenhang mit der Umgestaltung des Energiesystems ist der dynamische Effekt. Aufgrund von beispielsweise steigender Nachfrage nach spezifischen Technologien können die dadurch ausgelösten Lerneffekte zu einer Kostenreduktion für die jeweilige Technologie führen. Dies wiederum verändert die relative Nachfrage dieser Technologie im Vergleich zu ähnlichen Technologien und führt daher zu einer Anpassung der Nachfragestruktur. Analog dazu lässt sich dies auch auf eine Änderung der Energiepreise anwenden. Weiters ist der Außenhandelseffekt zu nennen. Führt eine Politikmaßnahme beispielsweise zu erhöhten Energiepreisen und vermindert das die internationale Wettbewerbsfähigkeit eines Wirtschaftssektors, sind diese Effekte im Außenhandelseffekt abgebildet. Die gegenständlich durchgeführte makroökonomische Analyse einzelner Stromspeichertechnologien inkludiert diese Effekte qualitativ. Ebenso greift die gegenständliche Erhebung auf quantitative Informationen zu

⁷⁰ Siehe (Türk, Resch, und Steinger 2012), S. 83 ff.

⁷¹ Siehe dazu beispielsweise (Kletzan, Steinger, und Hochwald 2006), oder (Steiner 2011)

⁷² Siehe (Kletzan, Steinger, und Hochwald 2006), S. 26

makroökonomischen Effekten von Speichertechnologien aus einschlägiger Literatur zurück. Für Speichertechnologien, die sich noch in der technischen Entwicklung befinden, werden teilweise die makroökonomischen Effekte mithilfe von Daten ähnlicher Technologien abgeschätzt. Generell geltende quantitative Aussagen über makroökonomische Auswirkungen einzelner Speichertechnologien sind jedoch nicht möglich. Die tatsächlich zu erwartenden, makroökonomischen Effekte spezifischer Speichertechnologien hängen nämlich, erstens, von der Kapazitätsauslastung der Volkswirtschaft ab. Sind die Kapazitäten der Volkswirtschaft bereits nahezu ausgelastet (d. h. in Zeiten einer hohen Wirtschaftsleistung), wird eine zusätzliche Nachfragesteigerung bspw. nach Speichertechnologien zu einer Verdrängung einer bereits vorhandenen Nachfrage führen („crowding out“). Diese Verdrängung wird in Zeiten einer geringeren Auslastung der Kapazitäten geringer ausfallen. Dies impliziert auch, dass eine Addition verschiedener makroökonomischer Effekte nur als Näherungswert für makroökonomische Effekte betrachtet werden könnte. Zweitens hängt die Größenordnung makroökonomischer Effekte auch von der spezifischen geografischen Lage der Investitionstätigkeit ab. Bei Investitionen in Grenznähe werden lokale Unternehmen des Nachbarlandes wahrscheinlicher einen Auftrag annehmen können (und damit zur Wertschöpfung des Nachbarlandes beitragen) als bei Investitionen weit abseits der Grenze. Drittens, zu berücksichtigen ist ebenfalls, dass viele Literaturangaben auf partialökonomischen Analysen beruhen und daher die Finanzaufbringung für Investitionen nicht berücksichtigen. Eine Berücksichtigung der Finanzaufbringung würde in vielen Fällen positive makroökonomische Effekte schmälern. Somit sind auf partialökonomischen Berechnungen basierende Angaben oftmals als zu optimistisch zu werten.

Die verwendeten Literaturwerte basieren auf unterschiedlichen Modellierungsansätzen. Neben der Allgemeinen Gleichgewichtsanalyse (CGE) und ökonometrischen Ansätzen wird auch die Input-Output-Analyse angewendet.⁷³

Einige weitere grundlegende Überlegungen aus volkswirtschaftlicher Sicht bei der Analyse von Stromspeichertechnologien:

1. Wie eingangs bereits erwähnt führt der Einsatz von nicht Markt-kompetitiven Speichertechnologien zu einer finanziellen Mehrbelastung für ein und dieselbe Dienstleistung (Dienstleistung: Speicherung einer kWh Strom über eine gewisse Zeitperiode). Dies hat makroökonomische Implikationen, da bei Verwendung dieser nicht-kompetitiven Dienstleistung mehr Finanzmittel aufgewendet werden müssen und daher vermehrt die Finanzmittel nicht für andere Ausgaben verwendet werden können. Diese makroökonomische Belastung könnte nur dadurch ausgeglichen werden, indem die verwendete, nicht-kompetitive Speichertechnologie zu einer entsprechend starken Verwendung von inländischen (!) Produktionsfaktoren (Arbeit, Kapital) führen würde (im Vergleich zur kompetitiven Speichertechnologie!!), was wiederum die inländischen Faktoreinkommen aus Arbeit und Kapital erhöhen würde. Ein „Kaufkraftverlust“ aus Verwendung einer nicht-kompetitiven Speichertechnologie würde damit durch einen „Kaufkraftgewinn“ aufgrund vermehrter inländischer Faktoreinkommen kompensiert werden.
2. Die Aufgabe des Speichersystems der Zukunft ist es, Strom aus fluktuierender Produktion in Überschusszeiten zu speichern, um ihn in Bedarfszeiten wieder dem Stromsystem zuführen zu können. Einige Speichertechnologien können Strom aufnehmen und auch wieder Strom im Bedarfsfall abgeben. Einige Speichertechnologien können jedoch nur Strom aufnehmen, indem sie Strom bspw. in Wärme umwandeln. Diese Speichertechnologien können jedoch im Bedarfsfall den Strom nicht mehr in das Stromnetz rückspeisen. Die volkswirtschaftliche Bewertung muss daher den Umstand berücksichtigen, dass es sich dabei um unterschiedliche Produkte handelt, die aus dem Überschussstrom produziert werden. Ob es sich durch eine Verwendung von Überschussstrom zur Wärmeproduktion um eine „Wertvernichtung“ und dabei um einen volkswirtschaftlichen Schaden handelt, hängt vom monetären Wert der Wärme ab, die mit (Überschuss-)Strom produziert wird. Ist dieser monetäre Wert der durch Strom produzierten Wärme (errechnet aus den Kosten einer alternativen Bereitstellung bspw. durch eine Ölzentralheizung) geringer als der erzielbare Preis für Spitzenstrom, welcher aus dem Überschussstrom durch Zwischenspeicherung in Pumpspeicherkraftwerken produziert werden kann, dann handelt es sich

⁷³ Siehe (Kletzan, Steininger, und Hochwald 2006) für einen Überblick über Modellierungsansätze

um einen Wertverlust durch diese Verwendungsart von Strom. Eine im Vergleich zu Elektroheizungen effizientere Verwendung des Gutes „Strom“ dürfte in Wärmepumpen gegeben sein. Jedenfalls ist eine Verwendung von Strom zur Wärmebereitstellung dann sinnvoll, wenn für den produzierten Strom keine andere Speichermöglichkeit vorhanden wäre und dies zu einer Abschaltung der Kraftwerke (z. B. Windkraftwerke) führen würde. Dies würde ein Brachliegen von Kapital bedeuten, was die Rendite für das eingesetzte Kapital verringern würde, was wiederum ein volkswirtschaftlicher Schaden bzw. ein nicht wahrgenommener volkswirtschaftlicher Benefit wäre.

3. Eine Verschiebung der Lastspitzen durch Speichertechnologien ist nicht nur aufgrund von technischen und betriebswirtschaftlichen Erfordernissen sinnvoll. Eine Erhöhung der Effizienz aufgrund der Vermeidung von Betriebsweisen von Kraftwerken in einem ungünstigen Lastbereich reduziert die Kosten der Elektrizität der gesamten Kraftwerksflotte. Ebenso erhöht dies die Auslastung von Kraftwerken und daher – aus volkswirtschaftlicher Sicht – die Auslastung des eingesetzten Kapitals.
4. Ein durch vermehrte Implementierung von Stromspeichertechnologien ermöglichter Ausbau von erneuerbaren Energien reduziert die Nutzung fossiler Energien. Abseits der Debatte um daraus entstehende umweltrelevante Benefits („externe Effekte“) verbessert ein geringerer Importbedarf an fossilen Energien auch die heimische Handelsbilanz. Dies ist natürlich mit jenen Effekten für die Handelsbilanz zu vergleichen, die aufgrund des Imports von Stromspeichertechnologien resultieren würden. Eine geringere Abhängigkeit von Energielieferungen aus dem Ausland reduziert natürlich tendenziell das Risiko von Angebotsverknappungen (z. B. aufgrund von politischen oder technischen Gründen). Dem ist jedoch anzufügen, dass das tatsächliche Risiko einer Angebotsverknappung fossiler Energien auch von der Vulnerabilität des Lieferantenlandes für Erlösentgänge aus nicht getätigten Energielieferungen abhängt.
5. Ob und in welchem Ausmaß ein Ausbau von Stromspeichern volkswirtschaftlich sinnvoll ist, hängt auch von den volkswirtschaftlichen Kosten und Effekten von Alternativen ab, beispielsweise Ausbau des (intelligenten) Stromnetzes (Supergrids), Erleichterung des Stromimports und -exports sowie gezielte Steuerung der Verbraucherseite durch Demand-Side-Management.⁷⁴
6. Eine volkswirtschaftliche Analyse von Stromspeichertechnologien kann die unterschiedlichen volkswirtschaftlichen Vor- und Nachteile einzelner Technologien aufzeigen und Technologien dahingehend vergleichen. Dabei ist jedoch insofern Vorsicht geboten, da die einzelnen Technologien unterschiedliche Dienstleistungen für das Stromsystem liefern und somit nicht immer direkt vergleichbar sind. Auch kann es seriöserweise keine „Reihung“ von Speichertechnologien aus volkswirtschaftlicher Sicht geben. Dies resultiert nicht nur daraus, dass solch eine Reihung eine Zusammenfassung der einzelnen Vor- und Nachteile auf eine Vergleichsgröße notwendig machen würde, was durch eine für unterschiedliche Nutzer unterschiedliche Gewichtung der Vor- und Nachteile erschwert würde. Eine strikte Reihung wäre auch aus jenem Grund nicht zulässig, da ein Ausschöpfen der Potentiale der „besten“ Speichertechnologien (und ein zeitweiser Verzicht zur Implementierung der „nächstbesten“ Speichertechnologien) zu höheren Kosten führen würde als wenn die Potentiale der „besten“ Speichertechnologie nur teilweise ausgeschöpft werden würden zugunsten der bereits teilweisen Ausschöpfung der Potentiale der „nächstbesten“ Speichertechnologie.

Externe Effekte

Wie eingangs bereits erwähnt sollte eine umfassende volkswirtschaftliche Analyse neben (den auf Märkten abgebildeten) makroökonomischen Effekten auch externe Effekte beinhalten. Lässt man externe Effekte unberücksichtigt, so kann dies zu einer volkswirtschaftlich suboptimalen Strategie zur Speicherverwendung führen („leads to an inefficient allocation of resources from an overall society's point of view and therefore to a society's welfare loss“⁷⁵).

⁷⁴ Siehe dazu auch (Mahnke und Mühlhoff 2012), S. 22

⁷⁵ Siehe (Rabl u. a. 2004), p. I-1

Zahlreiche einschlägige Studien untersuchten in der Vergangenheit die unterschiedlichen Ausprägungen von externen Effekten und versuchten diese Effekte zu monetarisieren. Studien wie ExternE (Bickel und Friederich, R. 2005), CAFE⁷⁶, NewExt (Rabl u. a. 2004) or RECaBs („Renewable Energy Costs and Benefits for Society (RECABS)“ 2007) sind nur einige Beispiele. Üblicherweise wird zwischen den folgenden externen Effekten unterschieden, wobei externe Kosten vermiedene externe Benefits bedeuten:⁷⁷

- Kosten für langfristige Schäden aufgrund von Klimawandel, hervorgerufen durch anthropogene Emissionen von Treibhausgasen (z. B. aufgrund von Fluten, Ernteauffälle durch Trockenperioden etc.);
- Kosten für Schäden aufgrund von Auswirkungen von Luftschadstoffen (PM_{2,5}, PM₁₀, SO₂, etc.) auf die menschliche Gesundheit, Materialien (z. B. Gebäudefassaden) und Pflanzen;
- Potentielle Kosten aus nuklearen Unfällen, die nicht durch Versicherungen gedeckt sind;
- Kosten von Energieversorgungssicherheit (wenn nicht bereits in Energiekosten eingepreist);
- (Gesundheits-)Kosten aufgrund von Lärm;
- Weitere externe Effekte wie Effekte auf Biodiversität, Beeinträchtigungen des Landschaftsbildes.

Die oben erwähnten Studien zu externen Effekten beschränken sich auf Effekte von Treibhausgasen und lokalen Luftschadstoffen sowie vereinzelt auf Schäden aufgrund nuklearer Unfälle. Eine Quantifizierung der externen Effekte aufgrund von Beeinträchtigungen von beispielsweise Biodiversität oder des Landschaftsbildes ist zwar möglich (z. B. mit Contingency valuation, travel cost approach), jedoch höchst standortabhängig und daher nur in Einzelfällen durchführbar.⁷⁸

Klarerweise ergeben sich bei der Quantifizierung von externen Effekten auch Unsicherheiten, beispielsweise durch unterschiedliche Dispersionsmodelle (über räumliche Verbreitung von Schadstoffen, aber auch durch unterschiedliche Ansätze zur Quantifizierung von Schäden auf die menschliche Gesundheit beispielsweise).⁷⁹ Ebenso treten diese Schäden in vielen Fällen erst in Zukunft auf, was in Unsicherheiten bezüglich des Ausmaßes und der Abzinsung von zukünftigen Schäden resultiert. Trotz dieser Unsicherheiten stellen (Bickel und Friederich, R. 2005) fest: „... *the uncertainties should not purely be looked at by themselves; rather one should ask what effect the uncertainties have on the choice of policy options. The key question to be asked is how large is the cost penalty if one makes the wrong choice because of errors or uncertainties in the cost or benefit estimates?*“⁸⁰ Sie schlussfolgern daraus: „*The risk of cost penalties is surprisingly small even with a very large range of uncertainties.*“⁸¹

⁷⁶ „Clean Air for Europe“ (Holland u. a. 2005)

⁷⁷ Für ein umfassendes Kompendium siehe z. B. (Steiner 2006) oder („Renewable Energy Costs and Benefits for Society (RECABS)“ 2007)

⁷⁸ Siehe beispielsweise (Getzner u. a. 2011)

⁷⁹ Für einen umfassenden Vergleich von Ansätzen zur Quantifizierung von Schäden auf die menschliche Gesundheit siehe („EN35 External costs of electricity production“ 2015), p. 11

⁸⁰ (Bickel und Friederich, R. 2005), S. 264

⁸¹ Ibid

13.2.2 Zusammenfassung der Bewertung von Speichertechnologien aus volkswirtschaftlicher Sicht

Speichertechnologie	Technologieführerschaft	Makroökonomische Bewertung	Externe Effekte
Pumpspeicher	+	+	(+)/0/-
Druckluftspeicher	0/-	0	0
Batteriespeicher	0/-	-	+
P2G	0/-	-	0
P2H	+/0	+/0	+

Abbildung 25: Tentative Bewertung von Speichertechnologien basierend auf volkswirtschaftlicher Kosten-Nutzen-Analyse

In der Technologie der Wasserkraft können österreichische Unternehmen auf langjährige Expertise zurückgreifen und sind daher führend auf diesem Gebiet. Da keine großen technologischen Weiterentwicklungen auf diesem Gebiet erwartet werden und österreichische Unternehmen bei Weiterentwicklungen auf hohem technologischen Niveau starten können, ist davon auszugehen, dass Österreich seine Spitzenposition auf diesem Gebiet auch in Zukunft halten kann. Eine starke technologische Position nehmen österreichische Unternehmen auch im Bereich der Wärmepumpen und Warmwasserspeicher ein. Hier sind österreichische Unternehmen zwar einem starken europäischen Wettbewerb ausgesetzt, die hohe Exportquote beweist jedoch die Konkurrenzfähigkeit österreichischer Produkte. Ebenso eröffnen eine Reihe zukünftiger Einsatzfelder für Wärmepumpen (Kopplung mit Solarthermie und PV, Einsatz in Niedrigenergiehäusern etc.) attraktive Chancen für entsprechende heimische Hersteller. Im Bereich der Batteriespeicher gibt es auch in Österreich entsprechenden F&E-Aktivitäten, allerdings ist der internationale Wettbewerb stark. Eine haltbare Technologieführerschaft österreichischer Unternehmen ist nicht zu erkennen, jedoch in einzelnen Nischen möglich. Den zukünftig an Relevanz gewinnenden Lithium-Ionen-Batteriesystemen wird eine starke Preisdegression prognostiziert, was für Wettbewerbsvorteile großer Produzenten spricht. Bei Power-to-Gas (P2G) gibt es viele heimische Forschungsaktivitäten, jedoch erschweren regulatorische und fiskalische Rahmenbedingungen weitere Schritte hin zu einer Marktreife. In Deutschland beispielsweise gelten günstigere Rahmenbedingungen, was auch den Bau von Anlagen zur Produktion von Wasserstoff und Methan durch das P2G-Verfahren begünstigt hat. Diese Technologie ist evtl. auch aufgrund der großen Distanzen zwischen den großen Windparks in Norden Deutschlands und den Verbrauchzentren im Zentrum und Süden Deutschlands relevanter als in Österreich. Ähnliches gilt für Druckluftspeicher. Besonders der Norden Deutschlands ist aufgrund der geologischen Gegebenheiten im Vorteil für diese Technologie, die räumliche Nähe zu den großen Windparks ist ein weiterer Effizienzgewinn. Aufgrund dessen gibt es daher besonders in Deutschland relevante Forschungsaktivitäten auf diesem Gebiet. In Österreich gibt es diesbezüglich zwar Forschungsaktivitäten, jedoch keine Pilotanlagen in relevanter Größe. Aus diesem Grund ist auch hier keine Technologieführerschaft österreichischer Unternehmen zu erwarten.

Aus makroökonomischer Sicht ist eine effiziente Bereitstellung von Dienstleistungen (z. B. Speicherung einer kWh Strom) vorteilhaft, da andernfalls übermäßig gebundene Mittel nicht mehr anderen Konsum- und Investitionsmöglichkeiten zur Verfügung stehen und dies wiederum in negativen makroökonomischen Effekten (z.

B. verringerter heimischer Wertschöpfung) resultiert. Solch ein negativer Effekt könnte nur durch eine überdurchschnittliche Beanspruchung inländischer Produktionsfaktoren (Arbeit, Kapital) ausgeglichen werden. Pumpspeicherkraftwerke stellen nach derzeitigem Stand der Technik die Speicherdienstleistung am günstigsten bereit. Überdies beansprucht der Bau von Pumpspeicherkraftwerken im Vergleich zu anderen Speichertechnologien den Bausektor überproportional – dieser nimmt besonders intensiv inländische Produktionsfaktoren in Anspruch, was daher auch in entsprechend hoher Steigerung der Wertschöpfung und Beschäftigung resultiert. Ebenso ermöglicht der relativ hohe Wirkungsgrad einen geringen Verlust von volkswirtschaftlichem Wert (Strom). Im Vergleich zu Pumpspeicherkraftwerken verursachen Druckluftspeicher oder P2G relativ hohe Kosten für die Speicherdienstleistung; ebenso verursacht ein geringerer Wirkungsgrad einen stärkeren Verlust von volkswirtschaftlichem Wert. Ebenso kann davon ausgegangen werden, dass die Herstellung von Druckluftspeichern und P2G-Technologie nicht inlandsintensiver ist als die Herstellung von Pumpspeicherkraftwerken. Ein Vorteil der P2G-Technologie ist, dass die Nutzung des Gasverteilnetzes zum Transport von „gespeicherter Strom“ (in Form von H_2 oder CH_4) bei ausreichender Dimensionierung des Erdgasnetzes eventuell den notwendigen Ausbau von Stromnetzkapazitäten und damit Kosten reduzieren kann. Jedoch ist P2G aufgrund des geringen Zyklennutzungsgrades im Bereich der Rückverstromung auch nicht mit Druckluftspeichern konkurrenzfähig. Neben der Speicherung von Bandstrom durch Wasser, Luftdruck oder Wasserstoff/Methan bieten Warmwasserspeicher – z. B. in Verbindung mit Wärmepumpen – die Speicherung bzw. die Umwandlung von Überschussstrom in Wärme (Power-to-Heat, P2H). Wärme aus Wärmepumpen ist bereits jetzt wirtschaftlich darstellbar, besonders in neuem Gebäudebestand. Trotz europäischer Konkurrenz werden Wärmepumpen auch vielfach inländisch und wettbewerbsfähig hergestellt, was in entsprechender heimischer Wertschöpfung und Beschäftigung resultiert. Die volkswirtschaftliche Bewertung einer Verwendung von Überschussstrom für Wärme anstatt für die spätere Produktion von Spitzenstrom sollte jedoch nicht nur die Auswirkungen der Technologien auf heimische Wertschöpfung und Beschäftigung bei Bau und Betrieb (je Einheit gespeicherter Energie) beinhalten. Ebenso sind externe Effekte der einzelnen Technologien (siehe unten) zu berücksichtigen sowie ein Vergleich zwischen den evtl. Kosteneinsparungen durch Verwendung von Überschussstrom zur Wärmebereitstellung (alternativ zu anderen Heizungssystemen) und möglichen Arbitragegewinnen durch „Veredelung“ des Überschussstroms zu Spitzenstrom bspw. in Pumpspeicherkraftwerken anzustellen. Die spezifischen Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte von P2H liegen jedoch weit unter denen von Pumpspeichern, jedoch über denen von Druckluftspeichern. Bei Batteriespeichersystemen ist ein Vergleich mit den anderen Stromspeichertechnologien nur eingeschränkt durchführbar, da Batterien oft eine andere Funktion als Pump- und Druckluftspeicher erfüllen (z. B. nicht-stationäre Energieversorgung, Notstromversorgung). Volkswirtschaftlich vorteilhaft sind Batteriespeichersysteme, wenn die Netzanbindung peripherer Gebiete zu teuer wäre (dann wäre Effizienz von Batterien gegeben), und wenn der volkswirtschaftliche Nutzen aus der Versorgung dieser Gebiete die Kosten der Stromversorgung übersteigt. In Gebieten, die bereits durch das öffentliche Stromnetz versorgt sind, ist diese Stromspeichertechnologie jedoch in Konkurrenz zu den anderen Stromspeichern. Derzeitige (und wahrscheinlich auch zukünftige) Batteriespeichersysteme sind jedoch um ein Vielfaches teurer als derzeit verwendetete Stromspeicherkapazitäten. Eine Substitution von klassischen Speicherkapazitäten (z. B. Pumpspeichern) durch Batteriespeicher würde nicht nur zu Mehrkosten (und daher zu einer ineffizienten Speicherung) führen. Solche eine Substitution würde ebenso zu negativen makroökonomischen Effekten aufgrund der inlandsintensiven Bereitstellung der klassischen Stromspeicher führen.

Neben der makroökonomischen Sicht, d. h. der Effekte, die auf Märkten darstellbar sind, sind auch jene Effekte miteinzubeziehen, die nicht auf Märkten abgebildet sind. Diese „externen Effekte“ sind – je nach gesellschaftlicher Sensibilität für Schäden durch Luftschadstoffe oder Veränderung des Landschaftsbilds – von relevanter Größe. Die tatsächlichen Ausmaße externer Effekte sind jedoch standortabhängig und daher nicht generalisierbar. Ein genereller Vorteil von Speichersystemen ist, dass damit Emissionen fossiler Energiesysteme (bei Strom, Wärme oder Transport) reduziert werden können, wenn durch den Einsatz der Speicher der Anteil an erneuerbaren

Energieträgern erhöht wird. (Neue) Pumpspeicherkraftwerke haben unter den untersuchten Speichersystemen den größten Landschaftseingriff zu Folge. Dadurch entstehen externe Effekte nicht nur aufgrund des veränderten Landschaftsbildes, sondern auch eventuell durch Auswirkungen auf das lokale Ökosystem. Diese externen Kosten lassen sich durch bauliche Maßnahmen (z. B. Kavernen) jedoch vermindern. Pumpspeicherkraftwerke können jedoch auch positive externe Effekte verursachen, z. B. durch die touristische Attraktivierung eines Gebiets. Eine endgültige Aussage bei Pumpspeichern, ob positive oder negative externe Effekte vorherrschen, muss für den Einzelfall geprüft werden. Eventuell geringere externe Effekte entstehen durch Druckluftspeicherkraftwerke und P2G. P2G liegt dabei insofern im Vorteil gegenüber Pumpspeicher und Druckluftspeicher, da nicht nur die Infrastruktur für Speicherung, sondern auch für den Energietransport unterirdisch liegt. Dadurch können externe Effekte bspw. durch Veränderungen des Landschaftsbildes oder durch Wertverluste von Grundstücken an den Leitungstrassen (wenn Leitungen oberirdisch geführt werden) reduziert werden. Insbesondere bei großem Speicherbedarf in der Zukunft kann diese Technologie sehr zur Reduzierung externer Kosten von Speichersystemen beitragen. „Kleine“ Speichertechnologien wie Warmwasserspeicher in Verbindung mit Wärmepumpen oder Batteriespeichersysteme verursachen keine direkten externen Kosten (evtl. indirekte – wie alle Speichersysteme – durch die Herstellung der Technologie). Wärmepumpen können jedoch externe Kosten durch (teilweise) Substitution anderer Heizungssysteme (Öl, Feinstaub von Biomasse etc.) (teilweise) vermeiden.

13.3 Anhang 3: Umweltbewertung im Lebenszyklus

14 Kontaktdaten

Projekt: Wasserkraft als Energiespeicher

Projektnummer: 834674

Projektleiter: Dr. Gerhard Totschnig

Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe E370-3

Technische Universität Wien, Gusshausstraße 25-29 / 370-3, A - 1040 Wien, Österreich

Tel: ++43-1-58801-370356, Fax: ++43-1-58801-370397

E-Mail: totschnig@eeg.tuwien.ac.at, Web: <http://www.eeg.tuwien.ac.at/Stromspeicher2050>

Projektpartner:

TUWIEN - Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe

1040 Wien, Gusshausstraße 25-29 / 370-3

JOANNEUM RESEARCH Forschungsgesellschaft mbH

8010 Graz, Leonhardstraße 59

AIT Austrian Institute of Technology GmbH

1220 Wien, Donau-City-Straße 1

VERBUND Hydro Power AG (VHP)

1010 Wien, Am Hof 6a

PÖYRY Energy GmbH

Laaer-Berg-Straße 43

1100 Wien

IMPRESSUM

Verfasser

Projektleiter: Dr. Gerhard Totschnig
Institut für Energiesysteme und Elektrische
Antriebe E370-3
Technische Universität Wien
Gusshausstraße 25-29 / 370-3, A - 1040 Wien
Tel: ++43-1-58801-370356
Fax: ++43-1-58801-370397
E-Mail: totschnig@eeg.tuwien.ac.at
Web: [www.eeg.tuwien.ac.at/
Stromspeicher2050](http://www.eeg.tuwien.ac.at/Stromspeicher2050)

Projektpartner und AutorInnen

TU WIEN

Gerhard Totschnig
Ricki Hirner
Maximilian Kloess

VERBUND-Hydro Power AG
Markus Pflieger

Austrian Institute of Technology
Johannes Kathan
Daniel Burnier de Castro

JOANNEUM RESEARCH

Johanna Pucker
Daniel Steiner
Gerfried Jungmeier

PÖYRY

Martin Fuchs

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