

ZUSAMMENSPIEL VON LANGZEIT- UND KURZZEITSPEICHERN ZUR MAXIMIERUNG DES REGENERATIVEN ERZEUGUNGSANTEILS IN ÖSTERREICH

Christoph GROISS¹(*), Wolfgang GAWLIK¹

¹ Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe
Gußhausstraße 25/370-1, 1040 Wien, Austria

Tel.: +43 | (0)1 | 58801 | 370126, Fax: +43 | (0)1 | 58801 | 370199

e-Mail: groiss@ea.tuwien.ac.at, gawlik@ea.tuwien.ac.at,

Web: www.ea.tuwien.ac.at

Kurzfassung:

In dieser Arbeit wird ein Optimierungsansatz dargestellt, dessen Zielsetzung in der Maximierung des regenerativen Erzeugungsanteils liegt. Hierbei wird gleichzeitig der Ausbau der erneuerbaren Erzeugung sowie darauf abgestimmt der Einsatz von Kraftwerken und Speichern optimiert. Die Potenziale der erneuerbaren Energieträger, der hydraulischen Speicher sowie das österreichische Übertragungsnetz bilden wesentlichen Rahmenbedingungen.

Das Optimierungsergebnis zeigt, wie verschiedene Speichertechnologien idealerweise in einem zukünftig überwiegend regenerativen Energiesystem bewirtschaftet werden sollen. Hierbei wird vor allem auf die Kombination von hydraulischen Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken mit dezentralen Speichertechnologien sowie dem Power-to-Gas Ansatz eingegangen.

Keywords: Kurzzeitspeicher, Langzeitspeicher, regeneratives Österreich, Optimierung

1 Einleitung

Die Motivation für einen verstärkten Einsatz regenerativer Erzeuger liegt einerseits in einer klimaverträglichen und nachhaltigen Bereitstellung von Energie und andererseits in einer verringerten Importabhängigkeit fossiler Energieträger. Die Grundforderung in der Elektrizitätsversorgung, dass zu jedem Zeitpunkt eine exakte Deckung zwischen Erzeugung und Verbrauch vorliegen muss, bleibt weiterhin bestehen.

Der Einsatz von dargebotsabhängigen Erzeugern erhöht die Volatilität der Einspeisung sowohl im kurzfristigen Bereich (Stunden) als auch im langfristigen Betrachtungszeitraum (Monate) und erschwert somit die Bilanzierung. Die Deckung des Verbrauchs wird aber vor allem durch den saisonal gegengleichen Verlauf des Verbrauchs (Maximum im Winter) und der Einspeisung (Maximum im Frühjahr und Sommer) erschwert.

Im Projekt Super-4-Micro-Grid wurde der Frage nachgegangen, ob eine rein regenerative elektrische Vollversorgung Österreichs mit dargebotsabhängigen Erzeugern realisiert werden kann. Diese Frage muss mit „Nein“ beantwortet werden, da der Bedarf an Speichern vor

allem bezüglich der Kapazität das Potenzial der österreichischen Pumpspeicher um den Faktor 100 übersteigt. [1]

Dieses Paper widmet sich daher dem Zusammenspiel von elektrischen Langzeit- und Kurzzeitspeichern in einem überwiegend regenerativen Energiesystem. Weiters wird hierbei auf die Rolle der steuerbaren, konventionellen Erzeugung sowie auf zusätzliche alternative Speichermöglichkeiten („Elektro-Fahrzeuge“, „Power-to-Gas“) eingegangen.

2 Erzeugungs- und Speicherpotenziale in Österreich

In diesem Kapitel werden die regenerativen Erzeugungs- und Speicherpotenziale in Österreich beschrieben. Im Bereich der dargebotsabhängigen Erzeuger Windkraft und Photovoltaik erfolgt dies mit Hilfe der Potenzialflächenerhebung in Kombination mit der regionalen Standortqualität. Für Laufwasserkraft und Biomasse werden österreichweit ausgewiesene Ausbaupotenziale herangezogen. Im Bereich der Speicher wird der Fokus zunächst auf hydraulische Speicher gelegt, da diese im Moment die wirtschaftlichste Möglichkeit zur großtechnischen Speicherung von elektrischem Strom darstellen. [2]

Tabelle 1: Regenerative elektrische Jahreserzeugungspotenziale in Österreich [2]

Speicherkraftwerke	10 TWh/a
Laufwasserkraft (inkl. Zubau)	42 TWh/a
Windkraft	8 TWh/a
Photovoltaik	31 TWh/a
Biomasse- und Biogasanlagen	6 TWh/a
Gesamterzeugung	97 TWh/a

Tabelle 1 zeigt die elektrischen Jahreserzeugungspotenziale der regenerativen Energie-träger in Österreich. In den Bereichen der Windkraft, Photovoltaik sowie biogener Brennstoffe hängt die realisierbare Erzeugung stark vom Flächennutzungsgrad ab. Dennoch zeigt sich, dass aus energetischer Sicht der derzeitige österreichische Inlandsstromverbrauch von knapp 70 TWh/a durch die nachhaltigen Erzeugungspotenziale gedeckt werden kann. [2]

Die regionalen elektrischen Erzeugungsprofile der dargebotsabhängigen Einspeiser beruhen auf den Aufzeichnungen der ZAMG-Messstationen. Diese liegen über einen Zeitraum von 15 Jahren im 1 Stunden-Zeitraster an rund 100 Standorten vor. Aus den Messungen des regenerativen Dargebots werden die elektrischen Erzeugungsprofile für den angegebenen Zeitraum gebildet. [1]

Die Grundforderung in elektrischen Energiesystemen besteht darin, dass Erzeugung und Verbrauch zu jedem Zeitpunkt exakt übereinstimmen müssen. Zum Ausgleich der Fluktuationen von erneuerbaren Energien werden somit steuerbare Erzeugungseinheiten und Speicher benötigt.

Tabelle 2 zeigt die Kenndaten der österreichischen Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke inkl. geplanter Ausbauprojekte. Die dargestellte Maximalleistung wird bei den jeweils optimalen Ausgangsfüllständen erreicht und nimmt mit zunehmender Entleerung bzw. Befüllung der Speicherbecken ab. Der angegebene Wert des Kollektivs aus Speicher- und

Pumpspeicherkraftwerken berücksichtigt die Betriebsbedingungen in den Speicherketten und die dadurch entstehenden (Durchfluss-)Limitierungen. Die elektrische Energie beschreibt die an den Klemmen aufgenommene bzw. abgegebene Energie bei einem einmaligen vollständigen Befüllungs- bzw. Entleerungsvorgang. Das Verhältnis dieser beiden Kenndaten beschreibt, wie lange der Lade-/Entladevorgang dauern würde, wenn die maximale Leistung dauerhaft zur Verfügung stehen würde. [2]

Tabelle 2: Hydraulische (Pump-)Speicherkraftwerke in Österreich (inkl. geplanter Projekte)

	Pumpspeicher Pumpbetrieb	Pumpspeicher Turbinenbetrieb	Speicher- und Pumpspeicher
Maximalleistung [GW _{el}]	4,17	4,66	7,95
Elektrische Energie [GWh _{el}]	238	190	3263
E / P _{max} [h]	57	41	410

Dezentrale elektrische Speicher in Fahrzeugen bzw. im Haushalt weisen verhältnismäßig hohe Leistungswerte bei geringen Speicherkapazitäten auf. Ein typischer Wert für das Energie-Leistungsverhältnis von Li-Ionen-Speicher liegt bei rund $E_{el}/P_{el} = 0,4 [kWh/kW]$. Hydraulische Pumpspeicher weisen im Vergleich etwa den 10-fachen Wert auf. Die dezentralen Speicher im Verteilnetz sind somit in die Kategorie der Kurzzeitspeicher einzuordnen. In der durchgeführten Optimierung wurden Varianten mit 0 GW, 1 GW, 4 GW und 10 GW installierter, dezentraler Speicherleistung behandelt. [2]

Power-to-Gas beschreibt ein Konzept, bei dem (sonst nicht zur Lastdeckung benötigter regenerativer) elektrischer Strom zur Erzeugung synthetischen Gases verwendet wird. Die Kapazität der Erdgasspeicheranlagen auf österreichischem Bundesgebiet beträgt insgesamt 82,6 TWh. Die maximale Einspeicherrate liegt bei einem Stundenmittelwert von maximal 29,2 GW. Bei einem Verstromungswirkungsgrad von $\eta = 60 \%$ können aus den voll gefüllten Erdgasspeichern rund 50 TWh_{el} Strom gewonnen werden. Damit liegt die Speicherkapazität des Erdgasnetzes um eine Zehnerpotenz über jener der hydraulischen Jahresspeicher mit 3,2 TWh_{el} Speichervermögen, bei vollständiger Füllung. Ebenso wie im Bereich der dezentralen Speicher wurden mit 0 GW, 1 GW, 2 GW und 4 GW unterschiedliche Ausbaugrade der Elektrolyseanlagenleistung angenommen, um die Auswirkungen auf die österreichische Elektrizitätsversorgung zu untersuchen. [2]

3 Optimierungsmodell

In dieser Arbeit wird ein Optimierungsansatz formuliert, welcher gleichzeitig den Kraftwerksausbau als auch den Kraftwerks- und Speichereinsatz aufeinander abstimmt. Aufgrund des verfolgten linearen Optimierungsansatzes stehen für die Modellierung der Systemkomponenten ausschließlich lineare Nebenbedingungen zur Verfügung. Die Zielsetzung liegt somit in einer möglichst detaillierten Abbildung der Eigenschaften der einzelnen Netzelemente bei einer gleichzeitig effizienten Formulierung, um den resultierenden Rechenaufwand gering zu halten. Hierdurch ist es möglich, die 15 betrachteten Jahre jeweils im 1h-Zeitraaster als Gesamtsystem zu optimieren.

Im Rahmen der Optimierung können dabei die verfügbaren Flächenpotenziale der Windkraft und Photovoltaik sowie die Ausbaupotenziale der Laufwasserkraft herangezogen werden, um die zu installierende regenerative Erzeugungsleistung zu bestimmen. Gleichzeitig wird die Bewirtschaftung der österreichischen (Pump-)Speicherkraftwerke, der Einsatz von biogenen Brennstoffen, die vereinzelt Abregelung überschüssiger Erzeugung sowie der zu minimierende Einsatz von thermisch-fossilen Kraftwerken optimiert. In Form von Nebenbedingungen wird dabei sichergestellt, dass zu jedem Zeitpunkt eine exakte Lastdeckung erfolgt. Die Leistungsgrenzen von Erzeugern und die maximal zulässigen Leitungsbelastungen im österreichischen Übertragungsnetz müssen jeweils eingehalten werden. Die Zielsetzung besteht darin, einen möglichst hohen regenerativen Erzeugungsanteil im Bereich der Elektrizitätsversorgung zu erzielen.

Im behandelten Referenzszenario wird von einem Lastanstieg um 25 % gegenüber dem Jahr 2008 ausgegangen. Der thermisch-fossile Kraftwerkspark wird unverändert zum aktuellen Stand angenommen. Neben den Pumpspeicherkraftwerken besteht über die Abregelung regenerativer Einspeiser die Möglichkeit, die Erzeugungs-Last-Differenz zu verringern. Im Bereich des Übertragungsnetzes wird von einem geschlossenen 380-kV-Ring ausgegangen. Die praktisch nutzbaren Potenziale der regenerativen Erzeugung sind mit einer gewissen Unsicherheit behaftet. Im Referenzfall wird daher bezüglich des Flächennutzungsgrades für Windkraft und Photovoltaik, dem Ausbau der Laufwasserkraft sowie der nachhaltigen Biomassenutzung von einer realistischen Ausschöpfung der Potenziale ausgegangen. In diesem Standardszenario werden zunächst keine zusätzlichen Speichereinheiten in Form der Elektromobilität bzw. des Power-to-Gas Konzeptes angenommen. [2]

Das Optimierungsergebnis besteht einerseits in den lokalen Ausbaugraden der dargebotsabhängigen Erzeugungsformen von Laufwasserkraft, Windkraft und Photovoltaik. Andererseits werden vom Modell die vollständigen Zeitreihen des Kraftwerkseinsatzes, der Speicherbewirtschaftung sowie der Netzbelastungen ausgegeben.

4 Einsatz hydraulischer Speicher

Zur Erreichung des maximalen regenerativen Erzeugungsanteils muss das verfügbare Laufwasserkraft- (8 GW), Windkraft- (6,2 GW) und Biomassepotenzial (1,1 GW) voll ausgeschöpft werden. Im Gegensatz dazu wird im Bereich der Photovoltaik (13,1 GW) auf rund 40% des Potenzials zurückgegriffen. [2]

In weiterer Folge wird das meteorologische Jahr 2004 zur Bewertung herangezogen, da dieses am besten den langjährigen Durchschnittswerten entspricht. Werden nun vom vorgegebenen Verbrauchsprofil die dargebotsabhängigen Einspeisezeitreihen der Laufwasserkraft, Windkraft und Photovoltaik subtrahiert, so erhält man das Residuallastprofil. Dieses ist als dunkelgraue Linie in Abbildung 1 dargestellt. Positive Werte des Residuallastprofils sind insofern kritischer, da hier noch eine Restlast gedeckt werden muss. Negative Werte hingegen zeigen einen Erzeugungsüberschuss an, welcher entweder durch Einspeicherung oder ansonsten durch Abregelung ausgeglichen werden kann.

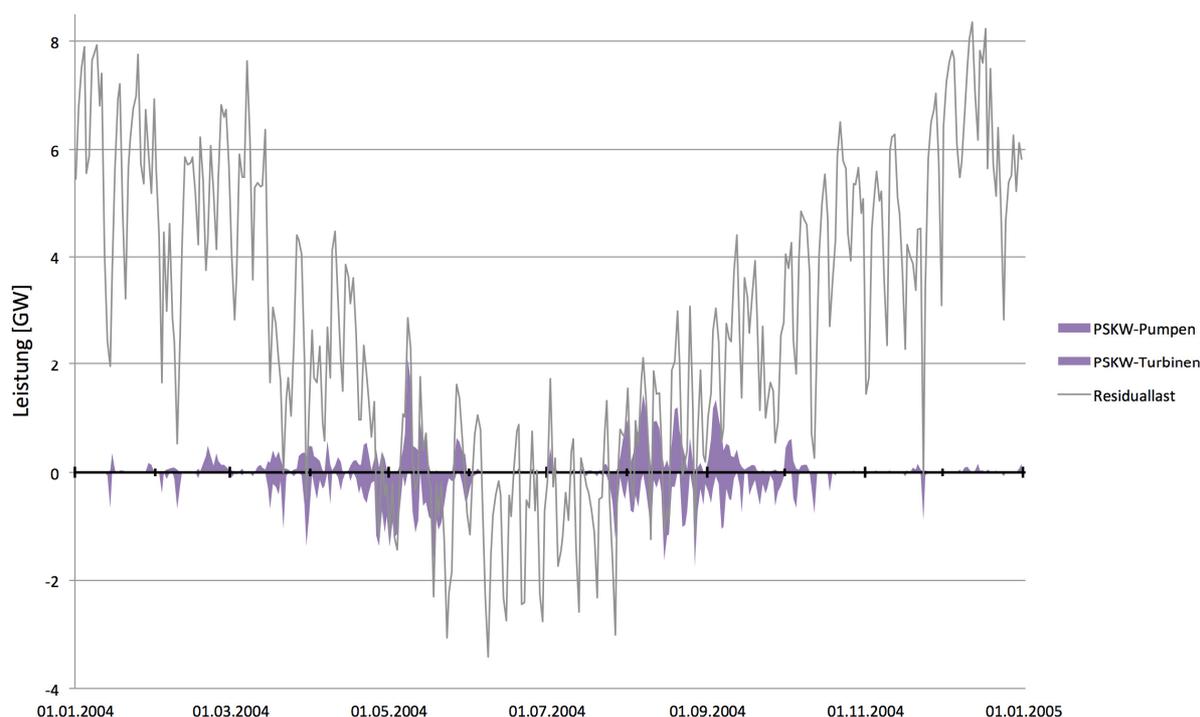


Abbildung 1: Leistungsverlauf der Tagesmittelwerte der Residuallast und der Pumpspeicherkraftwerke [2]

Pumpspeicherkraftwerke bieten eine Möglichkeit, das Residuallastprofil auszugleichen. Der Ausspeichervorgang weist in Abbildung 1 als Einspeisung ein positives Vorzeichen, der Einspeichervorgang als Verbrauch ein negatives Vorzeichen auf. Zur besseren Darstellbarkeit ist der Zeitverlauf der Pumpspeicherung als Flächendiagramm in Abbildung 1 eingezeichnet. Da das Diagramm Tagesmittelwerte darstellt, ist es kein Widerspruch, dass in der Abbildung "gleichzeitig" ein Pump- und Turbinenbetrieb der Speicherkraftwerke zu sehen ist. Dieses Verhalten wird z.B. durch einen Tag-Nacht- Ausgleich des Speichers hervorgerufen, sodass innerhalb eines Tages sowohl die Pump- als auch die Turbinensätze im Mittel eine Leistung von ungleich Null aufweisen, welche in Abbildung 1 getrennt dargestellt sind. [2]

Anhand von Abbildung 1 ist ersichtlich, dass die Pumpspeicherkraftwerke sowohl in den Sommermonaten Juni und Juli als auch in den Wintermonaten November, Dezember und Jänner praktisch nicht zum Einsatz kommen. Der Großteil der Volllaststunden entfällt auf den Frühling und Herbst. Der Grund hierfür ist im Residuallastprofil zu suchen, welches im Winter keine Überschüsse und im Sommer nur vereinzelt Defizite aufweist. Auf diese Thematik wird im Folgenden (siehe Beispielwochen und Speicherfüllstandsverlauf) noch näher eingegangen. [2]

Die Bewirtschaftung der Speicherkraftwerke (siehe Abbildung 2) zeigt einen ausgeprägten saisonalen Verlauf. Anhand des Residuallastprofils wurde dargestellt, dass ca. mit Mai beginnend bis ca. August/September die dargebotsabhängige Erzeugung den Verbrauch übersteigt. In diesem Zeitbereich ist ein monotoner Anstieg des Füllstandes der Speicherkraftwerke zu beobachten. Da die reinen Speicherkraftwerke nicht über Pumpsätze verfügen, ist der Anstieg ausschließlich durch den natürlichen Zufluss zu begründen, welcher verstärkt im Frühjahr und Sommer auftritt. Beginnend ab November wird auf die

eingespeicherten Wassermengen der Jahresspeicher zurückgegriffen, um das energetische Erzeugungsdefizit im Winter zu verringern. [2]

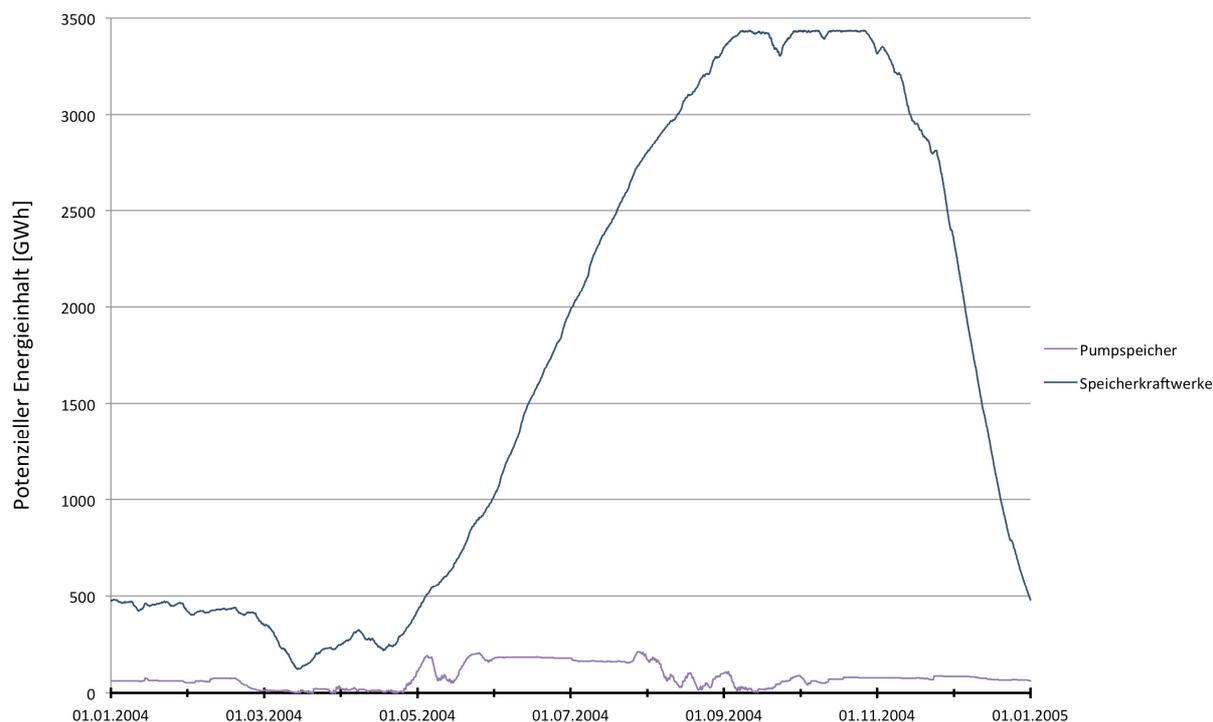


Abbildung 2: Speicherfüllstandsverlauf der Jahresspeicher [2]

Der Vergleich der eingespeicherten potenziellen Energie der reversiblen und irreversiblen Speicher zeigt, dass der saisonale Ausgleich vor allem durch die Speicherkraftwerke übernommen wird. Die Möglichkeiten der Pumpspeicherkraftwerke sind aufgrund der verhältnismäßig deutlich kleineren Speicherkapazität (Faktor 16) begrenzt. Die Speicherkraftwerke werden in einer zukünftigen überwiegend regenerativen Elektrizitätsversorgung nach wie vor saisonal bewirtschaftet, indem der natürliche Zufluss im Sommer eingespeichert und im Winter abgearbeitet wird. [2]

Abbildung 3 (linkes Teilbild) zeigt eine typische Winterwoche aus dem 15-jährigen Betrachtungszeitraum. In kumulierter Form sind hierbei die unterschiedlichen Erzeugungsformen aufgetragen, welche in Summe genau den österreichischen Gesamtverbrauch (schwarze Linie) decken. Trotz des angenommenen Ausbaus der Photovoltaik kommt es hier in keiner einzigen Stunde zu einer Lastüberdeckung. Daher kommen Pumpspeicherkraftwerke in den Wintermonaten praktisch nicht zum Einsatz, da hier Möglichkeiten fehlen, um regenerative Energie aufzunehmen.

In der Übergangszeit (Mitte) zeigt sich das typische Verhalten der Pumpspeicher in einem überwiegend regenerativen Energiesystem. Die Erzeugungsüberschüsse in den Mittagsstunden werden eingespeichert (violette Fläche im negativen Leistungsbereich). In den folgenden Abend- und Nachtstunden wird diese aufgenommene regenerative Energie wiederum abgegeben, um hier eine Lastdeckung zu erzielen. Der Einsatz von thermischen Erzeugungseinheiten ist in dieser Jahreszeit nur noch selten erforderlich. [2]

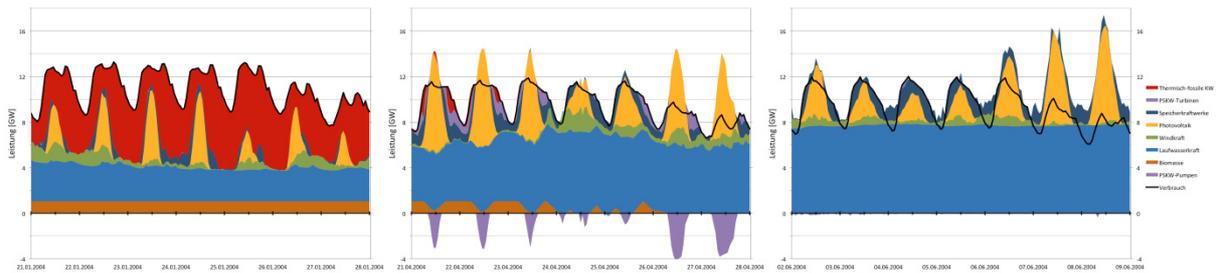


Abbildung 3: Beispielwochen - Winter (links), Übergangszeit (Mitte) und Sommer (rechts) [2]

Abbildung 3 (rechtes Teilbild) zeigt die Erzeugungszusammensetzung einer typischen Sommerwoche. Die Erzeugung der Laufwasserkraft weist hierbei einen konstant hohen Wert auf. Vereinzelt Tage mit niedrigem, solarem Dargebot können mit Hilfe der (Tages-)Speicher gedeckt werden. Trotz der teilweise hohen Erzeugungsüberschüsse sind die Pumpspeicherkraftwerke auch hier nicht im Einsatz. Die Speicher befinden sich zu diesem Zeitpunkt im Jahr bereits an ihrer oberen Füllstandsgrenze. Aufgrund der hohen Laufwasserkrafterzeugung fehlen in den Abend- und Nachtstunden zeitnahe Möglichkeiten, um die eingespeicherte Energie wieder abgeben zu können. Die überschüssige Erzeugung kann somit für den Export verwendet werden oder muss andernfalls abgeregelt werden. [2]

Insgesamt weisen die Pumpspeicher in einem überwiegend regenerativen Energiesystem eine verhältnismäßig geringe Auslastung auf, da der Tag-Nacht-Ausgleich nur im Frühling und Herbst stattfindet. Im Sommer treten eher Überschüsse auf, die abgeregelt werden müssen, im Winter gibt es Defizite bei der Erzeugung, die anderweitig zu decken sind. [2]

5 Dezentrale Speichertechnologien

Die zusätzlich installierten dezentralen Speicher (Elektrofahrzeuge mit Vehicle-to-Grid Konzepten als auch stationäre Speicher) weisen allgemein ein niedriges Energie-Leistungs-Verhältnis auf und kommen somit nur für die Kurzzeitspeicherung (Tag-Nacht-Ausgleich) in Frage. Ebenso wie für Pumpspeicher trifft für dezentrale Speicher noch stärker die Aussage zu, dass aufgrund fehlender Überschüsse im Winter und fehlender Defizite im Sommer die Einsatzmöglichkeiten beschränkt sind. Die dezentralen Speicher werden aufgrund ihres besseren Wirkungsgrades z.T. anstelle der Pumpspeicher verwendet, können jedoch nicht zu einer signifikanten Erhöhung des regenerativen Erzeugungsanteils beitragen. [2]

Der Einsatz von dezentralen Speichern führt nur zu einer geringfügigen Änderung der installierten Leistung von regenerativen Erzeugern im Vergleich zum Referenzfall. In der Variante mit 10 GW installierter Speicherleistung ist ein Anstieg der installierten Photovoltaikleistung von ca. 0,5 GW zu beobachten. Gleichzeitig steigen hierdurch die Abregelungsverluste an, sodass das Gesamtergebnis nur in geringem Ausmaß verbessert wird. [2]

Die Volllaststunden der dezentralen Speicher sind je nach Variante mit 96 h/a, 76 h/a und 61 h/a verhältnismäßig gering. Diese Kennzahl wird auch maßgeblich von der Speichercharakteristik beeinflusst, welche ein niedriges Energie/Leistungsverhältnis aufweist. Ebenso wird hiervon die Kennzahl der Vollzyklen stark beeinflusst, welche Werte im Bereich von 150 bis 235 Vollzyklen annimmt und somit um ein Vielfaches höher ist als bei hydraulischen Pumpspeichern. [2]

Tabelle 3: Jährlicher Speicherumsatz in Abhängigkeit der installierten dezentraler Speicher [2]

	Referenz 0 GW	Dez. Speicher 1 GW	Dez. Speicher 4 GW	Dez. Speicher 10 GW
Pumpspeicher- Speicherumsatz [TWh/a]	1,75	1,69	1,55	1,34
Dezentrale Speicher Speicherumsatz [TWh/a]	-	0,10	0,30	0,61

Für die Relevanz im Gesamtsystem ist die Angabe des Speicherumsatzes (hier in Form der insgesamt eingespeicherten Energie) aussagekräftiger (siehe Tabelle 3). Es zeigt sich, dass die dezentralen Speicher eine verhältnismäßig geringe Energiemenge im Vergleich zu den Pumpspeicherkraftwerken aufnehmen. Die Summe der eingespeicherten Energie der beiden Speicher steigt mit zunehmender installierter, dezentraler Speicherleistung geringfügig an. [2]

6 Power-to-Gas

In diesem Kapitel wird der Nutzen des Power-to-Gas-Konzepts auf das regenerative Energieversorgungssystem untersucht. Der Fokus liegt hierbei im elektrischen Teilbereich der Umwandlungskette. Der mit Hilfe von elektrischem Strom gewonnene Wasserstoff wird unter Verwendung von Kohlenstoffdioxid in synthetisches Methan umgewandelt. Dieses kann in GuD-Kraftwerken wiederum rückverstromt werden. Aufgrund des vielfach höheren Speichervolumens von Gasspeichern stellt dieses Konzept eine, bezüglich der Kapazität, praktisch unbegrenzte Speichermöglichkeit elektrischer Energie mit einem Strom-zu-Strom Wirkungsgrad von etwa 36% dar. Die Ergebnisse des dargestellten Power-to-Gas-Ansatzes können somit als allgemeine Aussage für alternative Langfristspeicher mit verhältnismäßig niedrigem Wirkungsgrad betrachtet werden. [2]

Abbildung 4 zeigt die Zielfunktionswerte in Säulenform für die drei Power-to-Gas Szenarien sowie das Referenzszenario ohne Gaszwischenlagerung. In der Optimierung liegt die Zielsetzung in der Minimierung dieser Säulen, welche sich aus fossilem Brennstoffbedarf, Speicherverlusten sowie Abregelungsverluste zusammensetzen. Die Werte sind in bezogener Form auf den jeweils gleichen Jahresstromverbrauch dargestellt.

Die Summe aus fossilem Brennstoffbedarf und Power-to-Gas-Verlusten (die ersten beiden Anteile der kumulierten Säulen) weist einen relativ konstanten Wert von ca. 14 % für alle vier Szenarien auf. Obwohl die Umsetzung des Power-to-Gas Konzeptes einen signifikanten Anteil an den Gesamtverlusten einnimmt, kann somit ein noch stärkerer Rückgang des fossilen Brennstoffbedarfs beobachtet werden. Weiters zeigt Abbildung 4, dass die Umwandlungsmöglichkeit von überschüssigem Strom in synthetisches Gas einen deutlichen Rückgang der Abregelungsverluste bewirkt. Der Summenbalken stellt die positive Wirkung des Power-to-Gas-Konzeptes auf den Zielfunktionswert und somit den regenerativen Erzeugungsanteil dar.

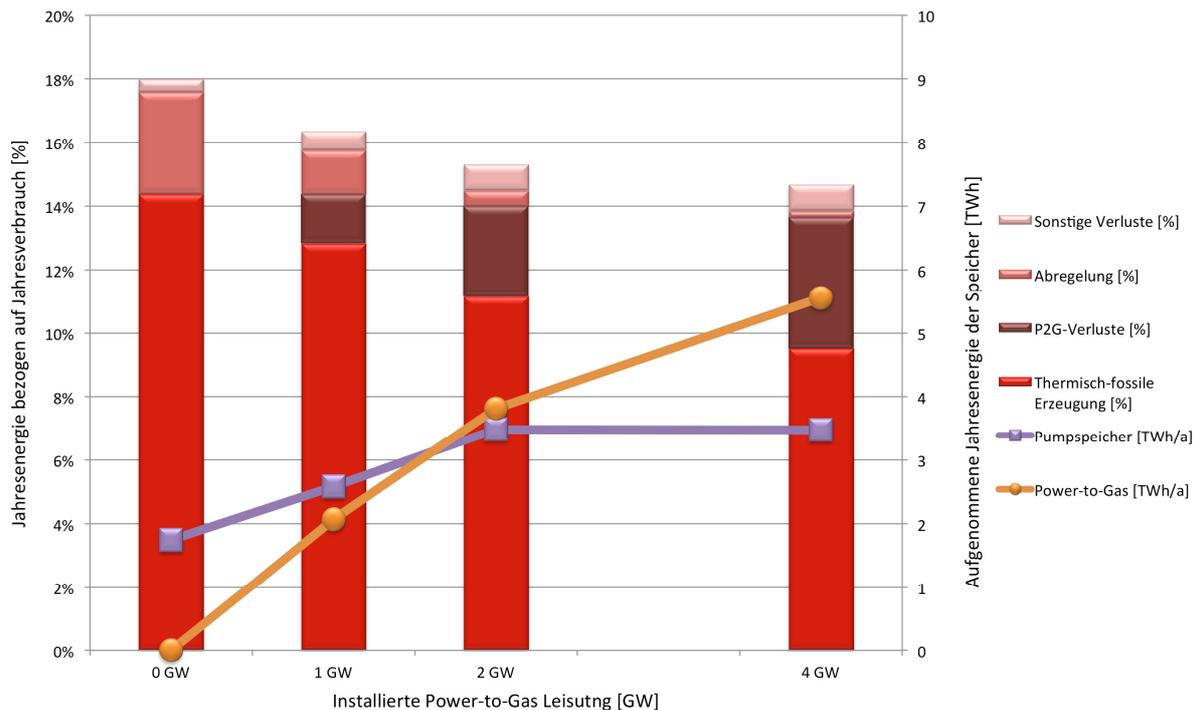


Abbildung 4: Zielfunktionswert als Summe aus thermisch-fossiler Erzeugung und Verlusten sowie der Speichereinsatz der Power-to-Gas Szenarien [2]

Neben den vier Säulen ist der Speichereinsatz als Linie mit Markierungspunkten abgebildet, welcher als aufgenommene elektrische Jahresenergie (Sekundärachse) in [TWh] dargestellt ist. Hierbei zeigt sich, dass sich die Volllaststundenzahl der Pumpspeicher durch die Installation von 2 GW Elektrolyseanlagen verdoppelt. Darüber hinaus ist keine weitere Steigerung mehr zu erkennen. Die mit einer Linie verbundenen Jahresspeicherumsätze der Elektrolyseanlagen zeigen eine relativ unveränderte Volllaststundenzahl (ca. 2000 h/a), welche erst bei einer Größe von 4 GW merkbar abnimmt.

Abbildung 5 zeigt die Jahresdauerlinien des Verbrauchs (schwarz) und des Residuallastprofils (grau) für den Referenzfall ohne Power-to-Gas Anlage. Das Residuallastprofil beschreibt hierbei den Verbrauch, vermindert um die dargebotsabhängigen Erzeuger (Laufwasserkraft, Windkraft und Photovoltaik). Die dunkelblaue Linie beschreibt dieses Profil, wenn zusätzlich der Einsatz von hydraulischen Speicherkraftwerken berücksichtigt wird.

Die Pumpspeicher werden nun eingesetzt, um die auftretenden Erzeugungsdefizite mit den Erzeugungsüberschüssen kompensieren zu können. In Form der Dauerlinien bedeutet dies, positive und negative Werte der blauen Linie (Residuallast nach Einsatz der Speicherkraftwerke) miteinander "auszutauschen". Die vierte violette Linie zeigt nun die verbleibende Abweichung zwischen Erzeugung und Verbrauch nach Einsatz der Pumpspeicher. Die Wirkung ist vor allem anhand der Zeitdauer abzulesen, in der die Dauerlinie auf dem Wert Null verbleibt. Nach Einsatz der reinen Speicherkraftwerke (dunkelblau) beträgt diese Phase rund 2 Wochen (ca. 350 h) im Jahr. Mit Hilfe der Pumpspeicher kann dieser Zeitbereich auf mehr als zwei Monate (ca. 1600 h) ausgedehnt werden. [2]

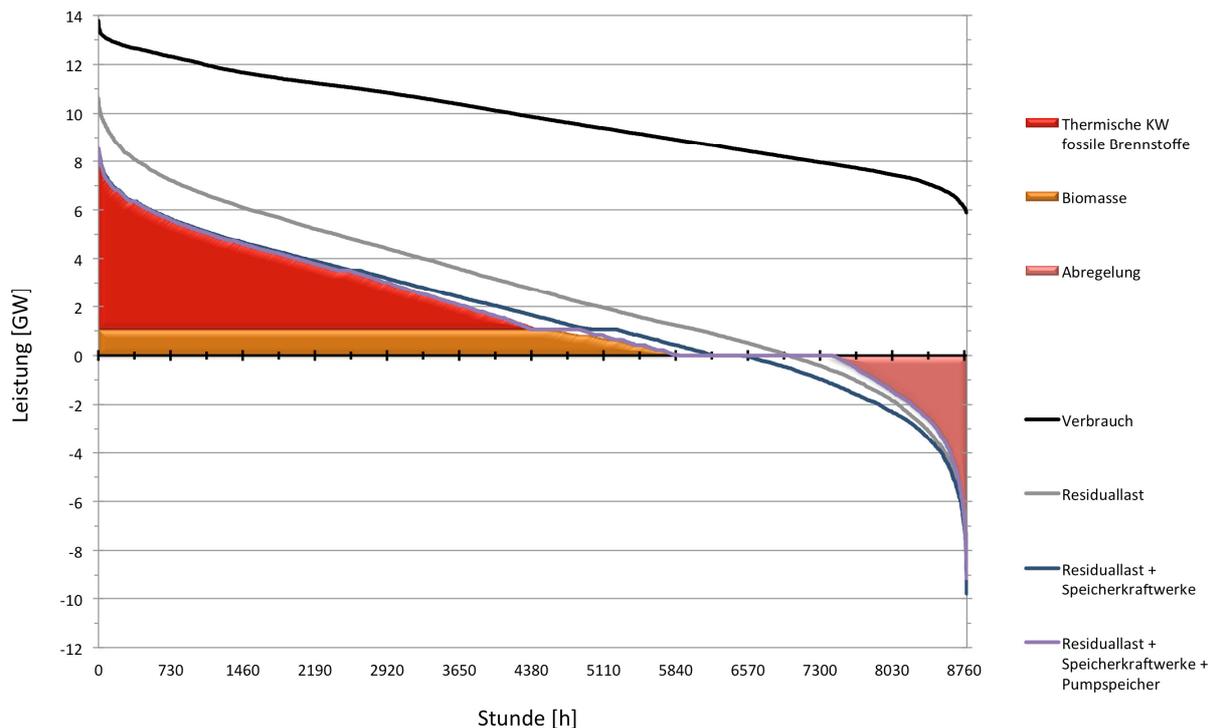


Abbildung 5: Jahresdauerlinie des Verbrauchs und der Residuallast ohne Power-to-Gas-Anlage [2]

Die restlichen verbleibenden Abweichungen von Erzeugung und Verbrauch der violetten Dauerlinie (Residuallast nach Speicher- und Pumpspeichereinsatz) müssen nun durch steuerbare Erzeuger (biogene und fossile Brennstoffe) sowie Abregelung kompensiert werden. Ansonsten wäre die Forderung verletzt, dass der Verbrauch zu jedem Zeitpunkt exakt gedeckt werden muss.

Das Einsatzgebiet der Power-to-Gas Anlagen liegt genau in der Phase des Erzeugungsüberschusses (je nach Szenario ist die Residuallast an etwa 2000 h im Jahr negativ). Da diese Überschüsse andernfalls abgeregelt werden müssten, wirkt sich der niedrige Wirkungsgrad des Power-to-Gas-Konzeptes nicht nachteilig auf die Verlustbilanz aus.

Abbildung 6 zeigt die Jahresdauerlinien für die Variante mit einer installierten Power-to-Gas Anlagenleistung von 2 GW. In diesem Fall wird das optimale Ergebnis durch eine leicht erhöhte Photovoltaikinstallation erzielt, was im Vergleich zum Referenzfall eine leichte Verschiebung der Residuallastlinie nach unten bewirkt. Neben den zuvor beschriebenen Dauerlinien und Flächen der steuerbaren Erzeugung und Abregelung kommen nun die beiden orangenen Flächen des Power-to-Gas-Konzepts hinzu. Die Fläche im positiven Leistungsbereich zeigt die Erzeugung in thermischen Kraftwerken unter Verwendung des synthetisch hergestelltes Gases. Die Fläche im negativen Leistungsbereich stellt den Einspeichervorgang mit Elektrolyse und Methanisierung dar. Der Unterschied der beiden Flächeninhalte ist in dem angenommenen Strom-zu-Strom Wirkungsgrad von 36 % begründet.

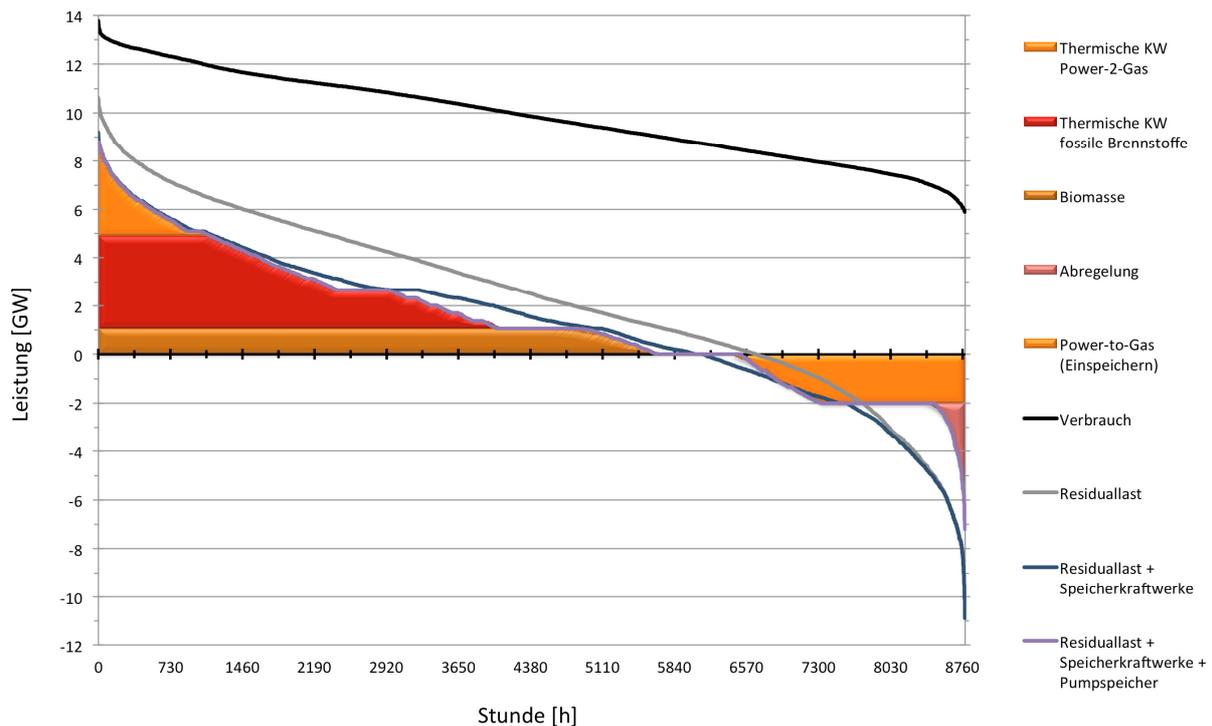


Abbildung 6: Jahresdauerlinie des Verbrauchs und der Residuallast mit Power-to-Gas-Anlagen [2]

Im Vergleich zum Referenzfall sind die Auswirkungen auf die Abregelungsverluste deutlich zu erkennen. Anstatt ca 3% der Jahreserzeugung betragen diese nun rund 0,5% der Gesamterzeugung. Mit der klimaneutralen Rückverstromung des synthetischen Methans in GuD-Kraftwerken in den Wintermonaten kann der Bedarf an fossilen Brennstoffen um rund 22% reduziert werden. [2]

Pumpspeicherkraftwerke werden nach wie vor eingesetzt, um kurzfristige Ausgleichseffekte (Tag-Nacht) zu realisieren, da deren Wirkungsgrad und Leistungsfähigkeit besser ist, als jene der Power-to-Gas Anlagen. Für Pumpspeicherkraftwerke ergibt sich nun aber eine zusätzliche Aufgabe, indem diese verwendet werden, um in den Sommermonaten ein konstantes Leistungsprofil für die Elektrolyseanlagen bereitzustellen. Dadurch erhöht sich ihre Zyklenzahl, weil Kurzzeit- und Langzeitspeicher zusammenspielen. [2]

7 Schlussfolgerungen

Im Vergleich zum derzeitigen regenerativen Erzeugungsanteil an der österreichischen Elektrizitätsversorgung von knapp 60 % ist durch den Ausbau der regenerativen Erzeuger eine erhebliche Steigerung möglich. Trotz des angenommenen Lastanstiegs auf 86 TWh/a, kann durch den Ausbau der erneuerbaren Erzeuger, einer optimalen Speicherbewirtschaftung und dem vereinzelt Abregeln von überschüssiger Erzeugung der regenerative Erzeugungsanteil auf 86% gesteigert werden.

Die Problemstellung liegt vor allem in der Verbrauchsdeckung in den Wintermonaten. Daher wird aus technischer Sicht der regenerative Erzeugungsanteil durch die begrenzten Ressourcen an steuerbaren regenerativen Erzeugungseinheiten bzw. aufgrund zu geringer saisonaler Speichermöglichkeiten limitiert.

Die österreichischen Pumpspeicherkraftwerke werden aufgrund ihres Energie-Leistungs-Verhältnisses von ca. 50 h bevorzugt zur kurzfristigen Bilanzierung eingesetzt. Mit ihrer begrenzten Speicherkapazität tragen Pumpspeicher kaum zum saisonalen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch bei. Hier übernimmt der irreversible Erzeugungsanteil der Speicherkraftwerke eine wesentlich bedeutendere Rolle. Die Nutzung der Pumpspeicher fällt mit knapp 2 TWh an eingespeicherter Energie verhältnismäßig gering aus. Dies ist durch das Residuallastprofil zu begründen, welches im Winter keine Erzeugungsüberschüsse und im Sommer nur vereinzelt Erzeugungsdefizite aufweist.

Die zusätzlich installierten dezentralen Speicher (Elektrofahrzeuge mit Vehicle-to-Grid Konzepten als auch stationäre Speicher) weisen ein nochmals deutlich geringeres Energie-Leistungs-Verhältnis von < 1 h auf und kommen ausschließlich für die Kurzzeitspeicherung (Tag-Nacht-Ausgleich) zum Einsatz. Die dezentralen Speicher werden aufgrund ihres besseren Wirkungsgrades z.T. anstelle der Pumpspeicher verwendet, können jedoch nicht zu einer signifikanten Erhöhung des regenerativen Erzeugungsanteils beitragen. Für dezentrale Problemstellungen können diese Speicher jedoch einen wertvollen Beitrag liefern.

Der Power-to-Gas Ansatz stellt keine Konkurrenz für bestehende Pumpspeicherkraftwerke dar, da nur jene Erzeugungsüberschüsse eingespeichert werden, welche andernfalls abgeregelt werden müssten. Der kurzfristige Ausgleich von Überschüssen und Defiziten wird nach wie vor von den Pumpspeichern bewerkstelligt, da diese über einen höheren Strom-zu-Strom Wirkungsgrad verfügen.

Pumpspeicherkraftwerke werden nun zusätzlich eingesetzt, um in den Sommermonaten ein möglichst konstantes Überschussprofil in der Höhe der Maximalleistung der Power- to-Gas Anlagen zu erzielen. Das Zusammenspiel dieser beiden Speichertechnologien bewirkt somit eine Verdopplung der Pumpspeichervolllaststunden und gleichzeitig eine signifikante Erhöhung des regenerativen Erzeugungsanteils.

Literatur

- [1] TU Wien, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft: Super-4-Micro-Grid : Nachhaltige Energieversorgung im Klimawandel. Projektendbericht - Neue Energien 2020 1. Ausschreibung, Klima- und Energiefonds (2011)
- [2] Groß, Christoph: Maximierung des regenerativen Erzeugungsanteils an der österreichischen Elektrizitätsversorgung, Dissertation an der TU Wien (2013)