

Speicherbedarf für eine Vollversorgung Österreichs mit regenerativem Strom

Martin Boxleitner*, Christoph Groiß*

Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe,
Gußhausstraße 25/370-1, 1040 Wien, Austria
Tel.: +43 | (0)1 | 58801 | 370114, Fax: +43 | (0)1 | 58801 | 370199
e-Mail: boxleitner@ea.tuwien.ac.at, groiss@ea.tuwien.ac.at,
Web: www.ea.tuwien.ac.at

Kurzfassung: Im vorliegenden Beitrag wird der notwendige, zusätzliche Speicherbedarf (Kapazität und Leistung) ermittelt, der für eine Vollversorgung Österreichs mit Strom aus den regenerativen Quellen Wasserkraft, Windkraft und Photovoltaik notwendig wäre. Es wurde dafür eine mehrstufige Optimierung des Erzeugungsmix implementiert. Die Ergebnisse zeigen, dass die notwendigen Speicher die vorhandenen Potenziale hydraulischer Speicher in Österreich z.T. weit überschreiten.

Keywords: Speicherbedarf, regenerativer Strom, Vollversorgung, Österreich

1 Einleitung

Der weltweite Bedarf an elektrischer Energie steigt kontinuierlich. Verantwortlich dafür sind verschiedene Faktoren, wie etwa die Industrialisierung von Schwellenländern, aber auch die Substitution anderer Energieträger in Industriestaaten. Um diese wachsende Nachfrage decken zu können, wird auch auf Kraftwerke gesetzt, welche fossile Primärenergieträger verwenden. Aufgrund deren Endlichkeit, gekoppelt mit teils politisch instabilen Situationen in den Lieferländern steigt auch der Preis. Viele Länder (darunter auch Österreich) sind auf Importe fossiler Brennstoffe angewiesen, wodurch die Lage noch verschlechtert wird. Zudem belastet der Ausstoß von Treibhausgasen aus fossil befeuerten Anlagen den Klimawandel.

Aus den genannten Gründen ist eine veränderte Aufbringungsstruktur im Bereich der elektrischen Energie notwendig. Strom aus erneuerbaren Quellen, wie Wasserkraft, Windkraft oder Photovoltaik, wird elektrische Energie aus fossil betriebenen Kraftwerken immer mehr ersetzen.

Jedoch bringen die regenerativen Quellen neben ihren vielen Vorteilen (kostenlose Primärenergie, Vermeidung von Treibhausgasemissionen, sinkende Importabhängig bei anderen Energieträgern, Entkopplung von steigenden Energiepreisen, etc.) auch einige Nachteile mit. Die starke Volatilität des Dargebotes, also die Schwankung der zur Umwandlung in Strom zur Verfügung stehenden Primärenergie, ist ein wesentliches Problem. Es müssen flexible Backup-Einheiten verfügbar sein, um diese Schwankungen auszugleichen, um einen stabilen Netzbetrieb zu gewährleisten. Zudem sind die lokalen Potenziale für erneuerbare Energien z.T. sehr inhomogen verteilt. Darüber hinaus sind Erzeugungsformen wie Windkraft und Photovoltaik auch durch sehr geringe Vollaststundenzahlen gekennzeichnet, welche es notwendig machen, viel höhere Anlagenleistungen als beispielsweise für Wasserkraft oder thermische Grundlasteinheiten zu

installieren, um gleiche Energiemengen erzielen zu können. Dies belastet wiederum einerseits das Stromnetz, da höhere Übertragungskapazitäten notwendig werden. Andererseits wird die Rolle von Speichern in einem nachhaltigen Stromsystem immer wichtiger, da sie den Ausgleich zwischen volatilen, regenerativen Erzeugern und den Verbrauchern flexibel bewerkstelligen müssen.

Um die Auswirkungen einer regenerativen Stromversorgung mittels Wasserkraft, Windkraft und Photovoltaik auf das österreichische Stromsystem zu erfassen, wurde das Projekt „Super-4-Micro-Grid – Nachhaltige Energieversorgung im Klimawandel“ durchgeführt. Die zentrale Fragestellung des Projektes ist, ob eine Vollversorgung Österreichs mit Strom aus den drei genannten Quellen auf Basis der inländischen Potenziale überhaupt möglich ist, und wenn ja, welche Konsequenzen sich daraus ergeben. Als Planungshorizont wurde das Jahr 2050 angenommen.

Da die grundlegende Frage der notwendigen regenerativen Potenziale mit ja beantwortet werden konnte [4], wurden weitere Analysen hinsichtlich der Auswirkungen auf das Übertragungsnetz [5] und die notwendigen Speicher durchgeführt. Diese Speicherproblematik ist auch der Gegenstand des vorliegenden Beitrags. Zur Ermittlung des minimalen Speicherbedarfs (Kapazität und Leistung) wurde eine mehrstufige Optimierung implementiert und die Ergebnisse den hydraulischen Speicherpotenzialen für Österreich gegenübergestellt.

2 Methodik

In diesem Kapitel wird nach den grundsätzlichen Annahmen und Einschränkungen auf die verwendete Datenbasis eingegangen. Danach werden die Szenarien dargestellt, welche für die weiteren Betrachtungen entwickelt wurden. Schließlich folgt die Erläuterung der implementierten, mehrstufigen Optimierung zur Minimierung des Speicherbedarfs.

2.1 Annahmen

Es wurde die grundlegende Annahme getroffen, dass Österreich als Insel betrachtet wird, weshalb keine Transite oder Austauschleistungen mit Nachbarländern möglich sind. Dies impliziert die Unabhängigkeit dieses Systems in zwei Stufen:

- **Energieautarkie:** Über einen bestimmten Zeitraum wird so viel elektrische Energie aus regenerativen Quellen gewonnen, wie im gleichen Zeitraum verbraucht wird. Hier spielt die zeitliche Kopplung von Erzeugung und Verbrauch keine Rolle.
- **Leistungsautarkie:** Diese Forderung geht über die erste hinaus. Um einen stabilen Netzbetrieb zu ermöglichen, ist es notwendig, dass zu jedem Zeitpunkt die Bilanz aus Angebot und Nachfrage an elektrischer Energie gleich groß ist. Differenzen zwischen der regenerativen Aufbringung und der Nachfrage müssen ausgeglichen werden. Für den Ausgleich sind im gegenständlichen Fall nur Speicher einsetzbar.

Als weitere Annahme wurde getroffen, dass als regenerative Quellen nur die Wasserkraft, die Windkraft und die Photovoltaik betrachtet werden, Biomasse u.a. werden nicht in die Modellierung miteinbezogen. Für die Laufwasserkraft wurde darüber hinaus die Annahme getroffen, dass keine Stauräume vorhanden sind (Dargebot ist also gleich Erzeugung).

2.2 Datengrundlage

Als Basis für die hier verwendeten Zeitreihen der elektrischen Erzeugung dienen meteorologische Messdaten der Windgeschwindigkeit, der Globalstrahlung, sowie des Niederschlags über einen Zeitraum von 15 Jahren (1994 bis 2008) in stündlicher Auflösung auf Messstationsbasis. Durch Anwendung von Konversionsmodellen (Niederschlagsabfluss-, Windkraft- und Photovoltaik-Modell) wurden die meteorologischen Daten in elektrischen Einspeisezeitreihen umgerechnet. Parallel dazu wurden mit Hilfe eines Geo-Informationssystems (GIS) die Flächenpotenziale für Windkraft und Photovoltaik ermittelt, sowie Österreich in acht, hinsichtlich klimatologischer Eigenschaften homogene, Regionen eingeteilt.

Durch die Kombination aus elektrischen Zeitreihen der fiktiven Stationseinspeisungen, der Flächenpotenziale, sowie der Regionalisierung konnten die regenerativen Potenziale für Windkraft [1], Photovoltaik [2] und Wasserkraft in Österreich bestimmt werden. Zudem wurden Analysen bzgl. Ausgleichseffekten zwischen den Regionen durchgeführt [3].

Schließlich wurden auf Grundlage von Recherchen bestehende, sowie zukünftig geplante (Pump-)Speicherkraftwerke in Österreich mit ihren charakteristischen Parametern (Leistungen, Speicherinhalte der Seen, Betriebsweise, etc.) erhoben. [4]

Zur Lastmodellierung wurden Daten der e-Control für Jahre 2007 und 2008 verwendet. Die gesamte Last Österreichs wurde auf Basis geografischer und demografischer Daten auf acht regionale Lasten heruntergebrochen. Diese Daten liegen ebenfalls in stündlicher Auflösung vor.

2.3 Szenarien

Da die Prognosen von zukünftigen Entwicklungen, wie beispielsweise der Verbrauchsentwicklung elektrischer Energie in Österreich, mit sehr großen Unsicherheiten verknüpft sind, wurden sechs Szenarien entwickelt, die anstatt eines möglichen Lösungszweiges einen Baum an Lösungen bieten. Als Variationsparameter wurden einerseits das jährliche Erzeugungspotenzial aus Wasserkraft und andererseits die Entwicklung des Strombedarfs gewählt. Folgende Werte für die beiden Variationsparameter bestimmt:

- **Wasserkrafterzeugung:** 41 TWh/a („Bestand“) bzw. 51 TWh/a („Zubau“)
- **Stromverbrauch:** 69 TWh/a („Low“), 86 TWh/a („Medium“) bzw. 137 TWh/a („High“)

Durch die Kombination dieser Werte ergeben sich die, in Tabelle 1 zusammenfassten, sechs Szenarien.

Tabelle 1: Szenarien bzgl. der Entwicklungen von jährlicher Wasserkrafterzeugung und jährlichem Stromverbrauch in Österreich bis 2050

		Jährlicher Stromverbrauch		
		69 TWh „Low“)	86 TWh „Medium“)	137 TWh „High“)
Jährliche Wasserkrafterzeugung	41 TWh „Bestand“)	Szenario LB	Szenario MB	Szenario HB
	51 TWh „Zubau“)	Szenario LZ	Szenario MZ	Szenario HZ

Die farblichen Kennzeichnungen der Szenarien haben folgende Bedeutung:

- **Grün:** Die, bei der Ermittlung der Flächenpotenziale errechneten, tatsächlich verwendbaren Flächen sind ausreichend, um eine energetische Deckung zu ermöglichen.
- **Gelb:** Die, bei der Ermittlung der Flächenpotenziale errechneten, tatsächlich verwendbaren Flächen müssen um den Faktor 1,5 erhöht werden, um eine energetische Lastdeckung zu ermöglichen.
- **Rot:** Die, bei der Ermittlung der Flächenpotenziale errechneten, tatsächlich verwendbaren Flächen müssen um den Faktor 4,3 erhöht werden, um eine energetische Lastdeckung zu ermöglichen.

Das Szenario MZ wird als Referenzszenario herangezogen. Es unterstellt einen Stromverbrauchszuwachs von 25%, sowie einen Ausbau der Wasserkrafterzeugung auf jährlich rund 51 TWh bis 2050. Zudem kann eine energetische Deckung der Last mit den ermittelten Potenzialflächen bewältigt werden kann.

2.4 Speicher-Optimierung

In diesem Abschnitt wird das zentrale Element dieses Beitrags, die mehrstufige Optimierung des Erzeugungsmix für einen minimalen Speicherbedarf, erläutert. In einem ersten Schritt werden die Optimierungsziele vorgestellt, sowie die Nebenbedingungen formuliert. Danach wird auf den mehrstufigen Prozess eingegangen, welcher unter anderem die optimale Abarbeitung des Regelerbeitsvermögens der Speicher beinhaltet.

2.4.1 Optimierungsziele, Nebenbedingungen und Variablen

Als Optimierungsziel kann wahlweise die *Speicherkapazität* (Speicherinhalt) oder die *Pumpleistung* des notwendigen Speichers minimiert werden. Für die Kennzeichnung, welches Ziel gewählt wurde, werden bei der später stattfindenden Erläuterung der Ergebnisse die Suffixe „-1“ für die minimale Speicherkapazität bzw. „-2“ für die minimale Pumpleistung zu den Szenariennamen angegeben (z.B. MZ-1, LB-2, etc.).

Neben den Zielen wurde als erste Nebenbedingung der Optimierung formuliert, dass die energetische Deckung des Bedarf inklusive der Verluste, welche durch die Pumpspeicherung entstehen, über den Betrachtungszeitraum von 15 Jahren gewährleistet sein muss. Zudem dürfen die Erzeugungsanteile aus Windkraft und Photovoltaik die ermittelten Potenziale in den acht Regionen nicht überschreiten. Der jeweilige Minimalwert der Erzeugungsanteile dieser beiden Technologien je Region liegt bei null.

Um überhaupt eine Optimierung durchführen zu können, bedarf es einer oder mehrerer Variablen, welche im Rahmen bestimmter Einschränkungen verändert werden können. Im hier vorliegenden Fall sind dies die Erzeugungsanteile aus Windkraft und Photovoltaik in den acht definierten Regionen. Der optimale Erzeugungsmix ist dementsprechend jener Mix aus den regionalen Wind- und Photovoltaik-Einspeisungen, welcher die gewählte Zielfunktion minimiert.

2.4.2 Implementierung der Optimierung

Die Optimierung wurde in Matlab implementiert. Zur Lösung wurde der Solver *fmincon*, sowie der Algorithmus *active-set* der im Softwaretool mitgelieferten Optimisations-Toolbox eingesetzt. Aufgrund der Komplexität der Problemstellung wurde ein Multi-Start-Problem formuliert, um so mit verschiedenen Startwerten möglichst das globale und kein lokales Minimum zu finden.

Das Schema des mehrstufig organisierten Optimierungsproblems ist in Abbildung 1 dargestellt. Es handelt sich dabei um einen zyklischen Prozess. Die einzelnen Prozessschritte werden nachfolgend detailliert erläutert.



Abbildung 1: Schema der mehrstufigen Optimierung

1. Zu Beginn der Optimierung wird ein Start-Erzeugungsmix gewählt, also Gewichtungen für die acht regionalen Windkraftanteile und die acht regionalen Photovoltaikanteile zwischen null und ihren Potenzialobergrenzen, welche auch in den Nebenbindungen berücksichtigt wurden, angenommen. Damit ist die, für den ersten Durchlauf der Optimierung unterstellte, Zusammensetzung der Erzeugung aus Windkraft und Photovoltaik festgelegt. Die Zeitreihen der Laufwasserkrafterzeugung wurden bereits durch die Wahl des Szenarios bestimmt, da diese stets volumnfänglich eingesetzt wird und nicht variabel ist.

Die Gesamterzeugung(t) kann für jeden der 131.496 Zeitschritte t (= 15 Jahre in stündlicher Auflösung) berechnet werden,

$$Gesamterzeugung(t) = \sum_{Reg} \left(\sum_{Techn} \left(MixAnteil_{Reg,Techn} * Wertereihe_{Reg,Techn}(t) \right) \right)$$

Techn ∈ {Laufwasserkraft, Windkraft, Photovoltaik}
Reg ∈ {1, …, 8} … die acht betrachteten Regionen
MixAnteil ∈ {0, …, Potenzialgrenze}
t ∈ {1, …, 131496} … alle Stunden innerhalb der 15 Jahre

2. Von dieser Gesamterzeugung wird nun im zweiten Prozessschritt die Last zu jedem Zeitpunkt t subtrahiert und damit die Leistungsbilanz berechnet,

$$Leistungsbilanz(t) = Gesamterzeugung(t) - Last(t)$$

3. Auf Grundlage der Leistungsbilanz wird im dritten Prozessschritt die Abarbeitung des Regelarbeitsvermögens (RAV) in die Speicher, getrennt nach Tages-, Wochen- und Jahresspeicher, optimiert. Das Schema der Speicheroptimierungsstufen ist in Abbildung 2 dargestellt.

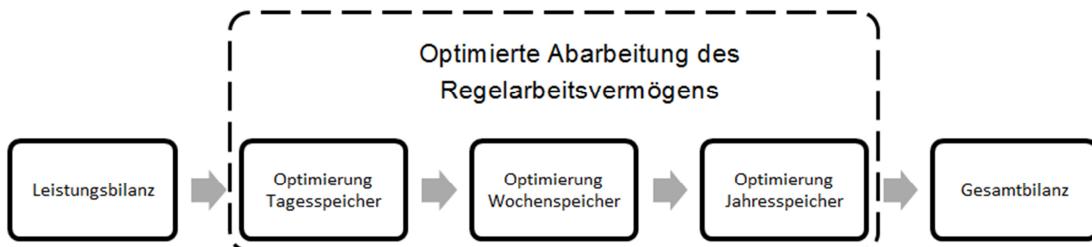


Abbildung 2: Schema der Speicheroptimierungsstufen

Ziel dieser Optimierung ist es, das zur Verfügung stehenden RAV potenzieller Speicher (Kraftwerke, die derzeit schon in Betrieb sind oder bis 2020 geplante Inbetriebnahme) bestmöglich einzusetzen, d.h. große Erzeugungsdefizite zu dämpfen. Als Nebenbedingung für den Speichereinsatz dient die Engpassleistung der Turbinen. Vereinfachend wurde zudem angenommen, dass das Dargebot über die jeweiligen Zeiträume (Tag, Woche bzw. Jahr) konstant ist. Die Regelarbeitsvermögen werden dementsprechend auch gleichmäßig über diese Zeiträume verteilt. Exemplarisch sind in Abbildung 3 die Leistungsverläufe der ursprünglichen Leistungsbilanz (violett), sowie die Verläufe nach Ablauf der Tages- (rot), der Wochen- (grün), sowie der Jahresspeicher-Optimierung (blau) für den Zeitraum einer Woche dargestellt. Mit jeder Stufe der Optimierung wird der Verlauf weiter geglättet. Der Restbedarf der Leistung wurde von rund 6,5 GW auf ca. 2 GW verringert. Als Ergebnisse nach dieser Optimierungsstufe erhält man die Gesamtbilanz,

$$Gesamtbilanz(t) = Leistungsbilanz(t) + RAVarbeitung(t)$$

Das maximale Stundenwert der Gesamtbilanz stellt die höchste, notwendige Pumpleistung dar, der minimale Stundenwert die höchste, notwendige Turbinenleistung.

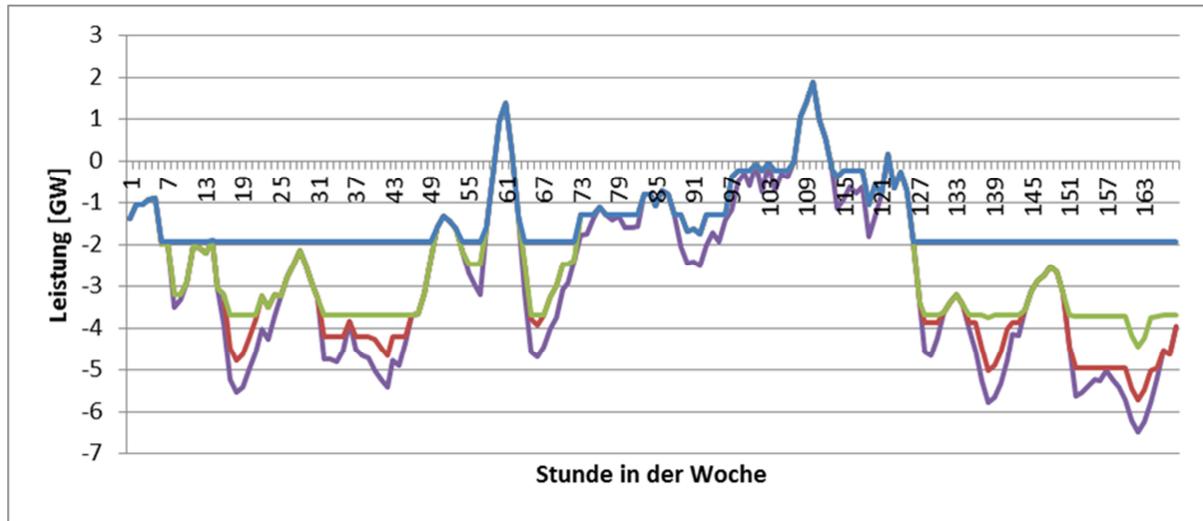


Abbildung 3: Leistungsläufe der ursprünglichen Leistungsbilanz (violett) sowie nach den drei Optimierungsstufen (Tages- (rot), Wochen- (grün) und Jahresspeicher (blau))

4. Im vierten und letzten Prozessschritt der zyklischen Optimierung wird die zusätzlich notwendige Speicherkapazität ermittelt. Es wird dabei angenommen, dass der zusätzliche Speicher in Form von Pumpspeicherkraftwerken ausgeführt werden soll. Dabei wird der Wälzwirkungsgrad der Pumpspeicherung (angenommen mit 80%) vereinfachend in zwei gleiche Teilwirkungsgrade für das Pumpen bzw. Turbinieren,

$$\eta_{Pumpe} = \eta_{Turbine} = \sqrt{80} = 89,44\%$$

aufgeteilt. Somit können die Speicherzu- bzw. -abflüsse auf stündlicher Basis ermittelt werden,

$\forall t \mid \text{Gesamtbilanz}(t) > 0:$

$$\text{Gesamtbilanz}_{eta}(t) = \text{Gesamtbilanz}(t) - |\text{Gesamtbilanz}(t)| * (1 - \eta_{Pumpe})$$

$\forall t \mid \text{Gesamtbilanz}(t) < 0:$

$$\text{Gesamtbilanz}_{eta}(t) = \text{Gesamtbilanz}(t) - |\text{Gesamtbilanz}(t)| * (1 - \eta_{Turbine})$$

Daraus lässt sich durch Summation, Verschiebung des minimalen Speicherinhalts auf null und Suche des Maximums die Speicherkapazitäten der zusätzlich notwendigen Speicher berechnen,

$$\text{Speicherkapazität} = \max \left(\sum_{t=1}^{131.496} \text{Gesamtbilanz}_{eta}(t) - \min \left(\sum_{t=1}^{131.496} \text{Gesamtbilanz}_{eta}(t) \right) \right)$$

Der notwendige Speicherbedarf gilt als Indikator für die Güte des gewählten Erzeugungsmix. Der Optimierungsprozess variiert daraufhin den Erzeugungsmix, um so den optimalen Mix zu finden. Ändert sich der Speicherbedarf zwischen zwei Durchläufen nicht mehr merklich, so wird die Optimierung abgebrochen.

3 Ergebnisse

In diesem Kapitel werden die wesentlichen Ergebnisse für die beiden wählbaren Zielfunktionen minimale Speicherkapazität („-1“) und minimale Pumpleistung („-2“) für verschiedene Szenarien dargestellt und diskutiert.

Für die sechs definierten Szenarien sind die ermittelten Zusammensetzungen der Erzeugungsmixe in Abbildung 4 für das Optimierungsziel minimale Speicherkapazität gegenübergestellt. Die schraffierten Flächen deuten an, dass eine Erhöhung der Potenzialflächen zur energetischen Deckung der Last inklusiven den Verlusten notwendig ist (siehe auch Kapitel 2.3).

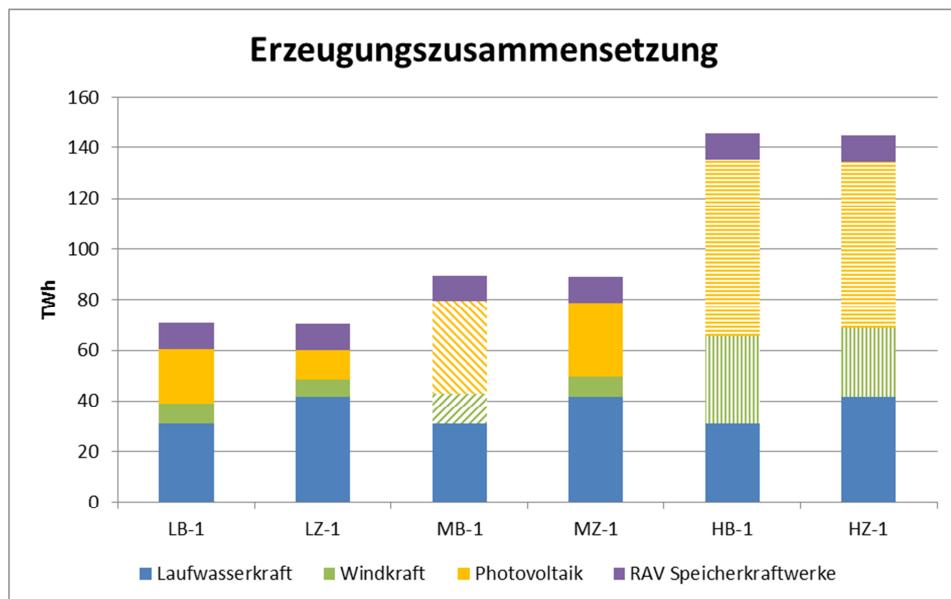


Abbildung 4: Zusammensetzung der Erzeugungstechnologien zur Bedarfsdeckung (Last + Verluste) für verschiedene Szenarien in TWh; Schraffierte Flächen stellen Potenzialüberschreitungen dar

Es wurden bei den Szenarien drei Entwicklungsstufen für die Last definiert, welche sich nun drei Säulenpaaren jeweils ähnlicher Höhe widerspiegeln. Minimale Unterschiede innerhalb der Paare bestehen aufgrund unterschiedlicher Verluste. Die Anteile der Laufwasserkrafterzeugung variieren je nach Szenario zwischen den beiden Ausbaustufen 31 TWh/a bzw. 41 TWh/a. Das Regelarbeitsvermögen der Speicherkraftwerke ist stets konstant mit rund 10 TWh/a.

Zwischen den Szenarien bestehen neben den genannten Gemeinsamkeiten auch wesentliche Unterschiede. So zeigen sich im Vergleich zum Referenzszenario MZ, welches in Abbildung 5 detailliert dargestellt ist, folgende Sachverhalte:

- Wird die Laufwasserkraft bei gleichem Verbrauch nicht ausgebaut (Szenario MB), so müssen die Anteile von Photovoltaik und Windkraft über die Flächenpotenziale erhöht werden, um eine energetische Deckung erst zu ermöglichen.
- Kann der Stromverbrauch auf dem Niveau von 2008 (68 TWh/a) gehalten werden und wird der Wasserkraftausbau durchgesetzt (Szenario LZ), so können die notwendigen Anteile von Photovoltaik und Windkraft auf zusammen rund 20 TWh/a

reduziert werden. Die durchschnittliche Photovoltaik-Jahreseinspeisung wird dabei sehr wesentlich von rund 29 TWh/a auf ca. 13 TWh/a verkleinert. Der Windanteil wird nur geringfügig verkleinert.

- Nur wenn die Last auf dem Niveau von 2008 gehalten wird, ist es ohne Wasserkraftausbau möglich die Last zu decken, ohne die Potenziale bei Windkraft und Photovoltaik zu überschreiten (Szenario LB).
- Sollte der Fall einer Verbrauchsverdopplung gegenüber 2008 bis zum Jahr 2050 eintreten (das entspricht einer jährlichen Zunahme von rund 1,66 %/a, Szenarien HB und HZ), so ist es auch mit einem angenommenen Wasserkraftausbau nur mit massiven Überschreitungen der Potenziale für Windkraft und Photovoltaik möglich, eine energetische Deckung zu erreichen. Der Photovoltaik-Anteil an der Jahresstromerzeugung würde in den beiden Szenarien bei rund 50 % liegen, jener der Windkraft bei 20-25 %.

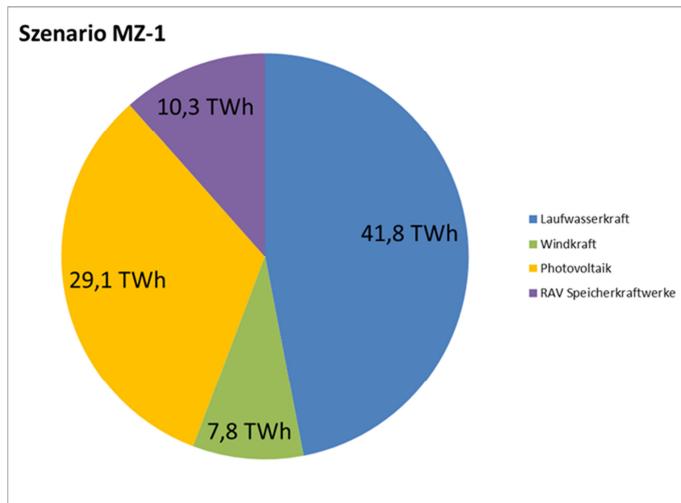


Abbildung 5: Erzeugungszusammensetzung zur Lastdeckung für das Szenario MZ-1 in TWh

In Abbildung 6 sind die jährlichen Verläufe des Speicherfüllstands des zusätzlich notwendigen Speichers für den 15-jährigen Betrachtungszeitraum dargestellt. Für diese Speicher wurde ein reiner Umwälzbetrieb ohne natürlich Zufluss angenommen. Die Jahresverläufe wurden jeweils so horizontal verschoben, dass sie einen Minimalwert von null (Speicher leer) aufweisen. Qualitativ zeigt sich ein Verlauf, der jedem ähnelt, wie man ihn von heutigen hydraulischen Speichern mit natürlichem Zufluss kennt. Der Speicher ist nach dem Winter (März, April) leer, wird über den Sommer gefüllt und erreicht seinen Höchststand zwischen September und Oktober. Die 15 hier dargestellten Jahresverläufe weisen Maximalwerte zwischen 10 TWh und 14 TWh auf.

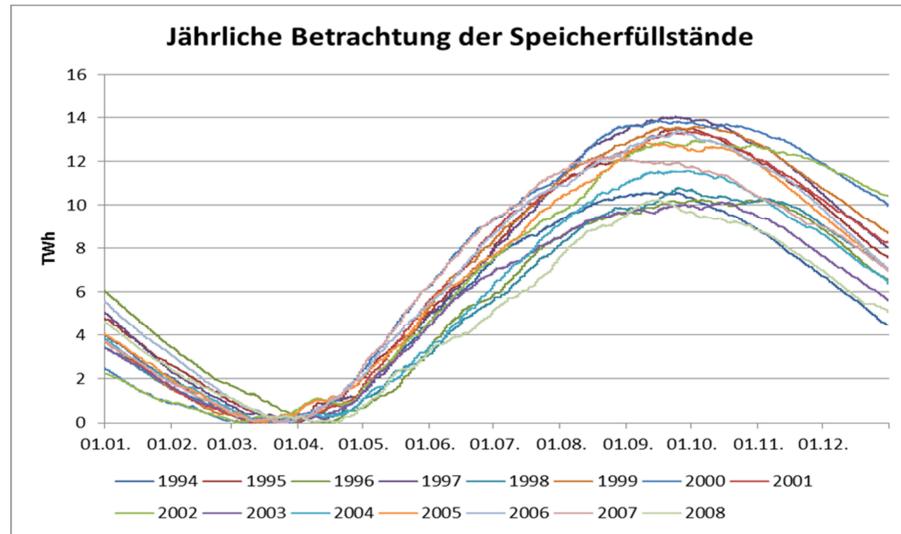


Abbildung 6: Speicherfüllstände bei jährlicher Betrachtung für das Szenario MZ-1 in TWh

Werden diese Jahresverläufe jedoch aneinander gehängt und der Gesamtverlauf wiederum so verschoben, dass der Speicherminimalwert bei null liegt, so erhält man den, in Abbildung 7 dargestellten, Verlauf (blau). Zudem sind die Füllstände zu Jahresbeginn (rote Quadrate) und die jährlichen Füllstandsänderungen (rote Linien) abgebildet. Aufgrund der Nebenbedingung der Optimierung, dass die energetische Deckung von Last und Verlusten über den Betrachtungszeitraum gegeben sein muss, entspricht der Anfangs- dem Endwert. Das Maximum des Verlaufes liegt bei 23,4 TWh. Diese Speicherkapazität müsste also vorgehalten werden, um die ausgeglichene Bilanzierung über den mehrjährigen Zeitraum zu ermöglichen. Es zeigt sich somit der Umstand, dass in Jahren mit gutem regenerativem Dargebot ein Energiepolster für Jahre angelegt werden müsste, in denen die Last energetisch nicht durch erneuerbare Quellen gedeckt werden kann. Eine einjährige Speicherbewirtschaftung wie man sie heute kennt, wäre hier zu wenig.

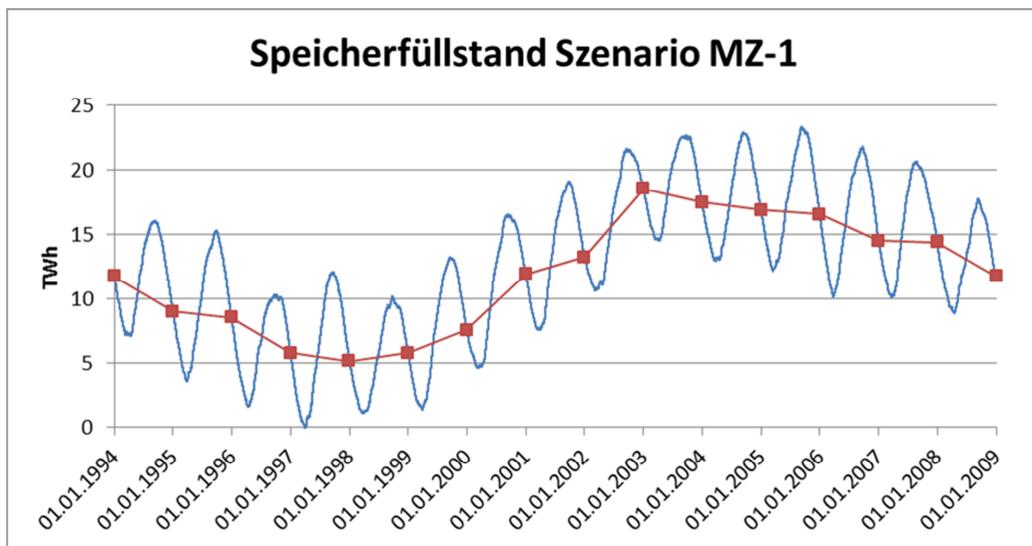


Abbildung 7: Speicherfüllstand über dem Betrachtungszeitraum von 15 Jahren (blau) und Speicherfüllstände zum jeweiligen Jahresbeginn (rote Markierungen) für das Szenario MZ-1 in TWh.

Neben den notwendigen Speicherkapazitäten wurden auch die maximal notwendigen Pumpleistungen für das zwischenzeitliche Einspeichern von Energie, welche augenblicklich nicht zur Lastdeckung notwendig ist, ermittelt. Ein Vergleich dieser ist in Abbildung 8 dargestellt. Die Werte liegen zwischen rund 12 GW (Szenario LZ) und rund 56 GW (Szenario HB). Es zeigen sich auch hier wieder drei Paare mit jeweils ähnlichen Größenordnungen der maximalen Pumpleistung. Die Unterschiede innerhalb der Paare, aber auch zwischen den Szenarien sind darauf zurückzuführen, dass mit steigenden Anteilen an Windkraft und Photovoltaik immer mehr Standorte schlechterer Qualität (geringe Vollaststunden) herangezogen werden müssen. Dies führt zu immer höheren installierten Leistungen, um die gleichen Energiemengen liefern zu können. Wenn nun jedoch der seltene Fall auftritt, dass sehr viele regenerative Erzeugungsanlagen gleichzeitig am Netz sind, so müssen die massiven Überschüsse gespeichert werden.

Der Umstand, dass diese Verhältnisse tatsächlich nur selten auftreten, ist der Abbildung 9 zu genehmen. Darin sind die Jahresdauerlinien der Speicherleistungen (positiv: Pumpleistung, negativ: Turbinenleistung) für die verschiedenen Szenarien dargestellt. Man erkennt im rechten Bildabschnitt, dass sehr hohe Pumpleistungen in nur sehr wenigen Stunden pro Jahr notwendig wären. Betrachtet man beispielsweise das best-case-Szenario LZ, so kann die maximale Pumpleistung um ein Drittel (von 11,7 GW auf 7,8 GW) gesenkt werden, wenn gerade einmal die 48 höchsten Stundenleistungen begrenzt würden.

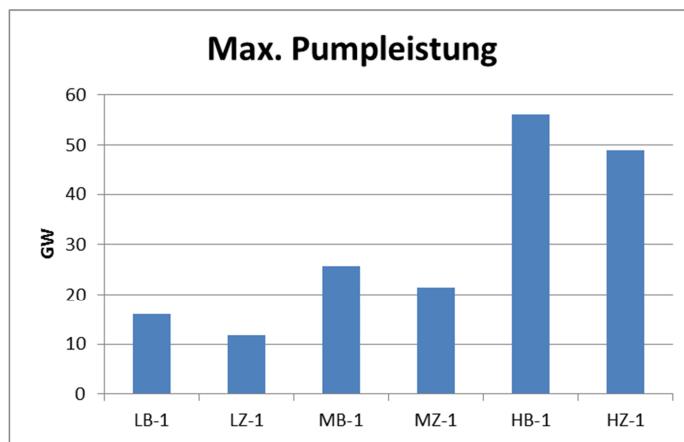


Abbildung 8: Maximale Pumpleistungen für verschiedene Szenarien in GW

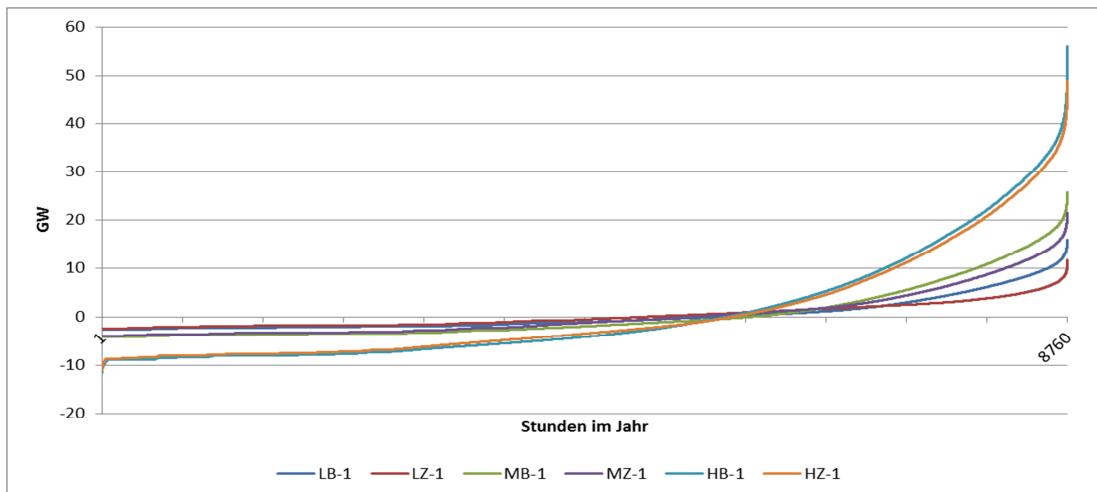


Abbildung 9: Jahresdauerlinien der Speicherleistung für verschiedene Szenarien in GW

4 Zusammenfassung und Empfehlungen

Mittels Optimierung des Erzeugungsmix aus Windkraft und Photovoltaik, kombiniert mit der Erzeugung aus Laufwasserkraft, sowie der optimierten Abarbeitung des Regelarbeitsvermögens in Speicherwerkwerken wurden die minimal notwendigen Speicherkapazitäten und Pumpleistungen für eine regenerative Strom-Vollversorgung für Österreich aus den angeführten Quellen ermittelt.

In Tabelle 2 sind die notwendigen Speicherkapazitäten und maximalen Pumpleistungen für ausgewählte Szenarien und Optimierungsziele den österreichischen Potenzialen gegenübergestellt. Der Bedarf an Pumpleistung übersteigt das Potenzial je nach Szenario um den Faktor zwei bis vier. Die notwendigen Speicherkapazitäten übersteigen die potenziell vorhandenen Kapazitäten sogar um mehr als den Faktor 100.

Tabelle 2: Notwendige Speicherkapazitäten und max. Pumpleistungen für ausgewählte Szenarien im Vergleich zum österreichischen Potenzial

	Speicherkapazität [TWh]	max. Pumpleistung [GW]
Österreichisches Potenzial hydraulischer Speicher	0,14	4,8
LZ-1	17,0	11,7
LZ-2	17,3	10,6
MZ-1	23,4	21,4

Es konnte zudem gezeigt werden, dass für eine Vollversorgung Österreichs mit Strom aus den regenerativen Quellen Wasserkraft, Windkraft und Photovoltaik die Notwendigkeit einer mehrjährigen Speicherbewirtschaftung besteht (Abbildung 7). In Jahren mit hohem erneuerbarem Dargebot muss für schlechtere Erzeugungsjahre vorgesorgt werden.

Als wesentlicher Schlüssel in Richtung einer regenerativen Strom-Vollversorgung konnte der Strombedarf identifiziert werden. Je geringer der Verbrauch, desto geringer sind die Anteile an volatilen Erzeugungstechnologien wie Windkraft und Photovoltaik und desto geringer sind die notwendigen Ausbauleistungen der nachhaltigen Erzeugungsformen, da schlechte Standorte vermieden werden können. Darüber hinaus konnte auch gezeigt werden, dass der Ausbau der Laufwasserkraft sich sehr positiv auswirken würde.

Zusammengefasst zeigt sich, dass trotz vorhandener regenerativer Potenziale eine leistungsautarke Vollversorgung mit Strom aus regenerativen Quellen in Österreich mit einem Speicheraufwand verbunden wäre, der die Potenziale z.T. weit übersteigt.

Literatur

- [1] Boxleitner, M. et al.: Super-4-Micro-Grid und das Österreichische Windpotenzial; 11. Symposium Energieinnovationen, 10.-12.2.2010, Graz/Austria
- [2] Groß, Chr. et al.: Photovoltaik-Erzeugung für eine regenerative Vollversorgung Österreichs; 11. Symposium Energieinnovationen, 10.-12.2.2010, Graz/Austria
- [3] Boxleitner, M. et al.: Optimaler Erzeugungsmix für 100 Prozent regenerativen Strom in Österreich, 7. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, 16.-18.2.2011, Wien

[4] Groß, Chr. et al.: 100% regeneratives Österreich – Energie & Leistung; 12. Symposium Energieinnovationen, 16.-17.2.2012, Graz/Austria

[5] Chochole, M.: Dimensionierung eines Super-Grids für eine Vollversorgung Österreichs mit regenerativem Strom; 12. Symposium Energieinnovationen, 16.-17.2.2012, Graz/Austria

Das Projekt „Super-4-Micro-Grid“ wird aus den Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „NEUE ENERGIEN 2020“ durchgeführt.

