

Dimensionierung eines Super-Grids für eine Vollversorgung Österreichs mit regenerativem Strom

Michael Chochole (*)

TU Wien Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Gusshausstraße 25, 1040 Wien, +43158801370140, chochole@ea.tuwien.ac.at, www.ea.tuwien.ac.at

Kurzfassung: In dem Forschungsprojekt „Super-4-Micro-Grid – Nachhaltige Energieversorgung im Klimawandel“ wird auf Basis der inländischen Potentiale für Wasserkraft, Windkraft und Photovoltaik untersucht ob eine Versorgung aus rein regenerativ erzeugtem Strom in Österreich möglich ist. Da ausreichend Potential vorhanden ist stellt sich weiter die Frage ob die erzeugte Energie im Österreichischen „Super-Grid“ transportiert werden kann. Zum einen um die regionalen Ausgleichseffekte zu nutzen und zum anderen um den notwendigen Energieausgleich mit dem Speicher sicherzustellen.

Für das Projekt wurde angenommen, dass Österreich als Insel betrachtet wird. Ausgehend vom ENTSO-E Netzplan und vom Verbund Masterplan für den Übertragungsnetzausbau wurde ein Modellnetz erstellt, mit Hilfe dessen der Energietransport des regenerativ erzeugten Stroms in Österreich untersucht werden kann. Die dabei auftretenden Leitungsbelastungen zeigen, dass das Übertragungsnetz bei einem geschlossenen 380-kV-Ring ausreichen kann würde die Last nicht ansteigen. Sollte die Last ansteigen so müssten auf jeden Fall einige Leitungen zusätzlich verstärkt werden um die erzeugte Energie zu und von den Speichern übertragen zu können.

Keywords: Österreichisches Übertragungsnetz, regenerative Energien, Lastfluss Simulation, Super-Grid

1 Aufbau des Modellnetzes

Um eine realistische Betrachtung für die Lastflusssimulation der Erzeugungswertreihen des österreichischen Netzes zu erhalten, ist ein Modellnetz erstellt worden. Ziel war es dabei die Regionen innerhalb von Österreich so einfach als möglich, aber trotzdem realitätsnahe miteinander zu verbinden.

Ausgehend vom aktuellen Übertragungsnetzplan für Österreich sind günstige Stationsstandorte und Leitungsverbindungen ermittelt worden. Die Abbildung 1 zeigt das Hoch- und Höchstspannungsnetz überlagert mit einer Karte der Regionsunterteilung die für dieses Projekt getroffen wurde.

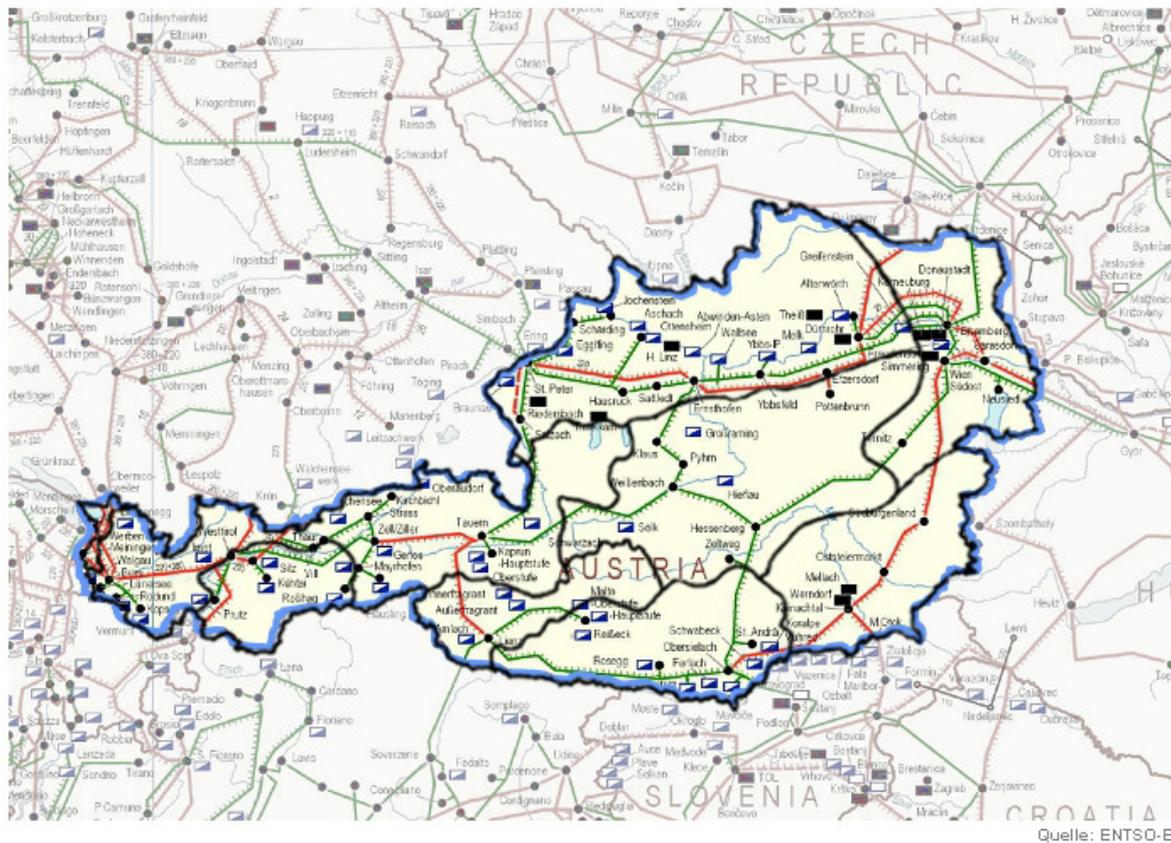


Abbildung 1: Hochspannungsnetz mit überlagerter Regionseinteilung, Quelle: ENTSO-E; nachbearbeitet

Mit Hilfe dieser Abbildung und den Annahmen eines realistischen Leitungsausbaus, begründet in (VERBUND-Austrian Power Grid AG, 2009) und ergänzt durch aktuelle Informationen aller österreichischen Übertragungsnetzbetreiber, ist ein vereinfachtes Modell (siehe Abbildung 2) für die Lastflusssimulationen entstanden. Ausgegangen wurde dabei von einem vollständigen 380-kV-Ringschluss in Österreich und einer Verstärkung der Verbindung zwischen den Umspannwerken Zell am Ziller und Westtirol.

Der für jede Lastflusssimulation notwendige Slack, der die Bilanzierung im Netz übernimmt, wurde für diese Simulationen in dem Modellnetz verteilt. Mit der Annahme, dass der Slack die Ausgleichsenergie für das Netz in Österreich liefern wird, wurde eine Verteilung gemäß der Standortverteilung der Engpassleistung der Speicherkraftwerke auf die Regionen (siehe untenstehende Tabelle) angenommen worden.

Region	2	3	4	5	6	7
Slack-Anteil	58%	21%	16,3%	1,4%	2,8%	0,5%

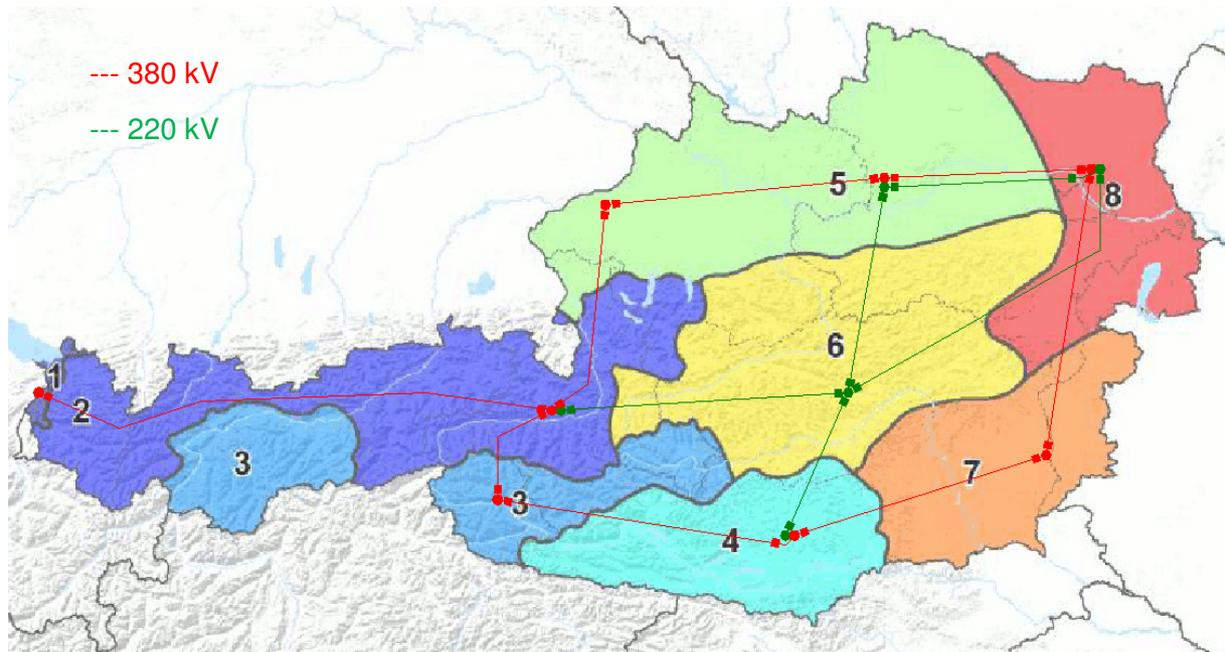


Abbildung 2: Vereinfachtes Übertragungsnetzmodell für die Lastflussimulationen in NEPLAN

2 Lastflusssimulation

Ausgehend von der meteorologischen Datenbasis für den Niederschlag, die Windgeschwindigkeit und der Globalstrahlung aus fünfzehn Jahren, wurde Österreich in acht Regionen unterteilt. Für jede Region sind die meteorologischen Messwerte in Wertereihen für die daraus resultierende elektrische Erzeugung berechnet worden. Damit wurden Szenarien erstellt die auf unterschiedlichen Ausbauszenarien mit unterschiedlich starker Lastzunahme beruhen. Zusätzlich wurde unterschieden ob ein Zubau oder nicht bei der Wasserkraft stattfinden wird. Bei der Variation der Last wurde unterschieden in niedrige Last was dem aktuellen Stromverbrauch entspricht, mittlerer Last was einem Plus von 25 Prozent ausgehend vom aktuellen Verbrauch entspricht und hoher Last, was einer Verdopplung des aktuellen Strombedarfs entspricht. Die Abkürzungen für die Szenarien der Lastflussberechnung sind in der nachfolgenden Tabelle zusammengefasst.

	Niedrige Last (aktueller Stand)	Mittlere Last (+25%)	Hohe Last (+100%)
Bestand der Wasserkraft	LB-1	MB-1	HB-1
Zubau der Wasserkraft	LZ-1	MZ-1	HZ-1

Mit Hilfe der Erzeugungswertereihen aus den meteorologischen Daten und den Verbrauchsdaten konnte für jeden Zeitpunkt mit Hilfe der Lastflussrechnung in Neplan die auftretende Leitungsbelastung sowie die Leitungsverluste und die notwendigen Speicherleistungen ermittelt werden.

Im ersten Durchlauf sind für alle Last- und Wasserkraft-Szenarien die Ergebnisse aus der Lastflussberechnung ermittelt worden. Dabei hat sich gezeigt, dass die aktuell installierte Speicherleistung nicht ausreicht um Österreich auf der Basis von rein regenerativ erzeugtem Strom zu versorgen. Deswegen wurde in einer weiteren Simulation darauf geachtet den

zusätzlich zu installierenden Speicherbedarf so im Netz zu positionieren, dass die Übertragungsverluste im Netz minimal werden. Sobald der Speicherbedarf die aktuell installierte Leistung überschritten hatte wurde für jede Region ermittelt, ob eine entsprechende Leistungsaufnahme zu niedrigeren Verlusten führen würde. Diese Verteilung der überschüssigen Leistung wurde für jeden Zeitschritt der Simulation solange durchgeführt bis keine zusätzliche Speicherleistung mehr benötigt wurde. Zu den Zeitpunkten wo keine zusätzliche Speicherleistung benötigt wurde ist versucht worden die vorhandene eingespeicherte Energie wieder aus dem Speicher zu bringen ohne dabei die Leistungsgrenzen des Slack zu überschreiten und die zulässigen thermischen Belastungen der Leitungen zu überschreiten. Um den benötigten Speicherinhalt so gering wie möglich zu halten wurde immer der Speicher mit dem größten Inhalt als erster verwendet um die eingespeicherte Energie wieder abzugeben.

3 Ergebnisse

3.1 Leitungsbelastungen

In der Abbildung 3 sind die höchsten aufgetretenen Leitungsbelastungen die sich bei der Simulation ergeben haben aufgetragen. Zu erkennen ist, dass mit steigender Last die Leitungsbelastungen deutlich ansteigen. Durch den Einsatz von verteiltem Speicher kann jedoch die maximal auftretende bei hoher Last mehr als halbiert werden.

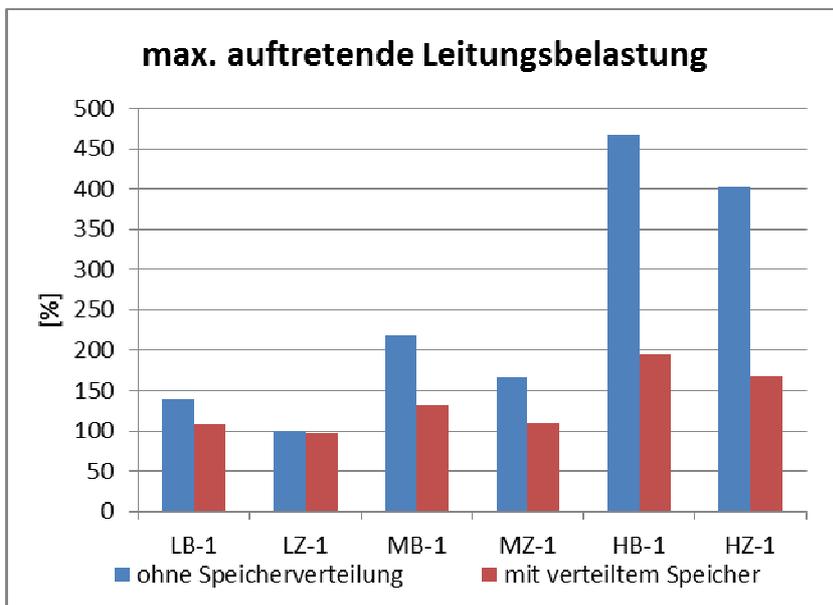


Abbildung 3: Maximal auftretende Leitungsbelastung

In der Abbildung 4 sind die Leitungsverluste für die simulierten Szenarien aufgetragen. Wie zu erwarten war sind die Verluste bei den Szenarien HB-1 und HZ-1 mit hoher Last sehr hoch. Das liegt mitunter daran, dass relativ große Energiemengen durch das Netz von den Erzeugern zu den Speichern und wieder zurück zu den Lasten transportiert werden müssen. Zu erkennen ist, dass erst bei den Szenarien HB-1 und HZ-1 mit hoher Last durch den Einsatz der verteilten Speicher die Verluste deutlich minimiert werden können. Betrachtet man die Abbildung 8, so ist zu erkennen, dass die zusätzlichen Speicher bei den Szenarien

mit niedriger und mittlerer Last kaum benötigt werden und eigentlich nur verwendet werden um zu wenigen Zeitpunkten die Erzeugungs- oder Lastspitzen in den Griff zu bekommen. Bei den Szenarien mit hoher Last finden in den Regionen 5 und 8 in fast 40 Prozent der Zeit Ein- oder Ausspeichervorgänge statt. Deswegen kann durch den zusätzlichen Speichereinsatz auch eine deutliche Reduktion der Leitungsverluste erzielt werden.

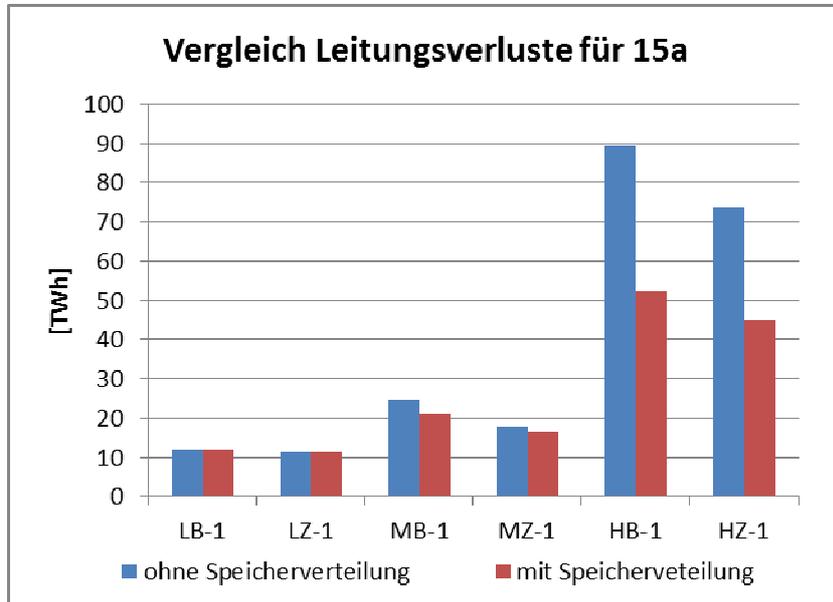


Abbildung 4: Leitungsverluste für die verschiedenen Szenarien

In der Abbildung 5 sind für das Szenario HB-1 also das Worst-Case-Szenario mit hoher Last und bestehender Wasserkraft unter Berücksichtigung von verteiltem Speicher für alle im Netz befindlichen Leitungen die Dauerlinien aufgetragen worden. Bis auf die Leitung 5-2 die die Regionen 5 und 2 miteinander verbindet treten in weniger als einem Prozent der betrachteten Simulationszeit Leitungsbelastungen über 100 Prozent auf. Die Leitung 5-2 weist in zehn Prozent der Zeit eine Überlastsituation auf. Nach [3] liegt bis zu einer Leitungsbelastung von 65 Prozent ein (n-1)-sicherer Betrieb vor. Aus der Abbildung 5 geht hervor, dass die Leitung 5-2 zu mindestens 50 Prozent der Zeit das (n-1)-Kriterium nicht mehr erfüllt. Daher wäre es für das Szenario HB-1 auf jeden Fall sinnvoll den Leitungsabschnitt 5-2 bei rein regenerativer Stromversorgung und hoher Last nicht nur als Doppel- sondern mindestens als Dreifachsystem zu führen.

Die Überlastsituationen die auftreten, auch auf den anderen Leitungen könnten vielleicht zum Teil durch die Nachbarnetze entschärft werden. Als Alternative zu einem enormen Leitungsausbau kann auch zu den zusätzlich installierten Speichern zukünftig eine Steuerung von Verbrauchern abhilfe schaffen. Eine weitere Möglichkeit wäre es eine energetische Überdeckung zu erzielen, um in den wenigen Ausnahmefällen in denen zu viel Energie aus regenerativen Quellen erzeugt wird, zum Schutz des Netzes die eingespeiste Leistung zur teilweise oder zur gänze zu drosseln.

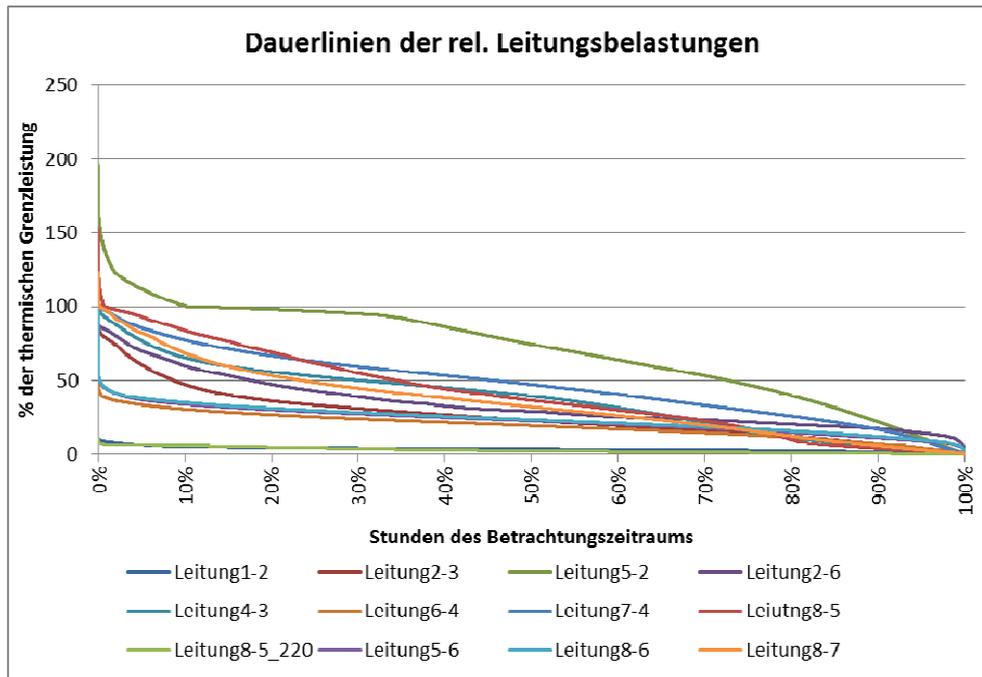


Abbildung 5: Vergleich der Leitungen für das Szenario HB-1 und verteiltem Speicher

3.2 Speicherleistungen

Aus den Simulationen heraus hat sich ergeben, dass die aktuell in Österreich installierten Speicherleistungen nicht ausreichen um eine regenerative Vollversorgung mit Strom sicher zu stellen. Wie sich im vorigen Abschnitt gezeigt hat, ist Positionierung des zusätzlich notwendigen Speichers bei ansteigender Last von großer Bedeutung für die tatsächliche Auslastung der Netze. Wie aus der Abbildung 6 zu entnehmen ist, ist es bei keinem Szenario möglich die Versorgung Österreichs mit Strom ohne zusätzliche Speicherleistung zu garantieren. Umso größer der Lastzuwachs ist umso höher wird der Bedarf an zusätzlicher Speicherleistung. Sollte der Speicher so verteilt werden, dass die Leitungsverluste minimiert werden, dann ist wie zu erwarten der Speicherbedarf noch höher als wenn dies nicht geschehen würde.

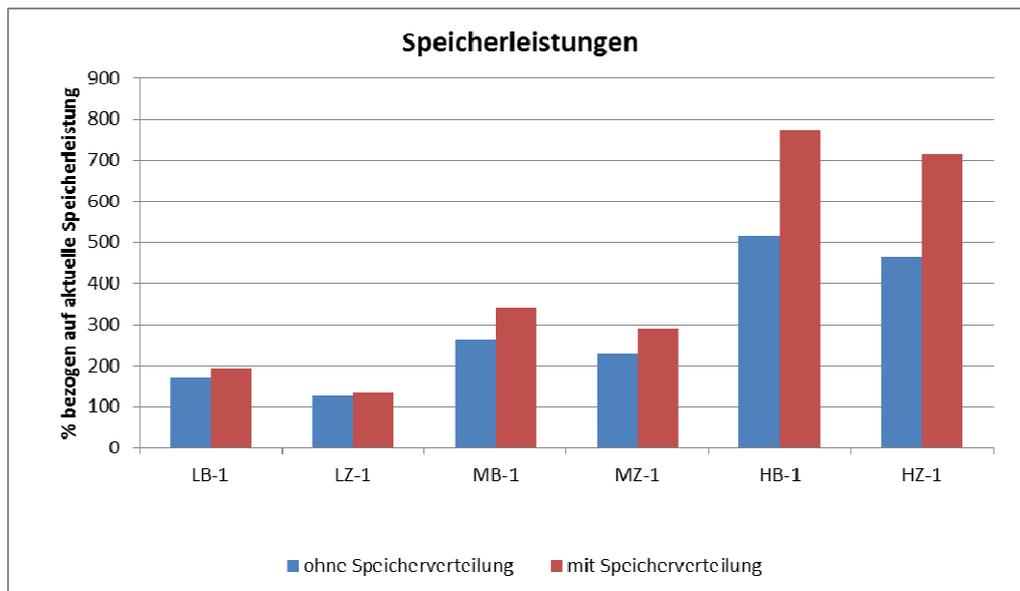


Abbildung 6: Vergleich der Einspeiseleistungen mit und ohne Verteilung in Prozent der aktuell installierten Turbinenleistungen (8,5 GW)

In der Abbildung 7 ist zu erkennen, dass die Speicherinhalte hauptsächlich in der Region 5 und 8 benötigt würde. Das liegt daran, dass sich in diesen Regionen, die großen Lastzentren und viele Wind- und PV-Anlagen befinden. Des Weiteren ist zu erkennen, dass die Speicherinhalte bei hoher Last besonders hoch sind verglichen zu den Szenarien für niedrige und mittlere Last.

Dies liegt daran, dass die Wasserkraftpotentiale je nach Ausbauzustand immer ausgeschöpft werden, und der bedarf für steigende Last allein durch zusätzliche stark volatile Erzeuger dezentral in das Netz integriert werden. Hier kann ein hoher Anteil regenerativ erzeugter Energie mit einer hohen Gleichzeitigkeit und geringen Volllaststunden Probleme bereiten.

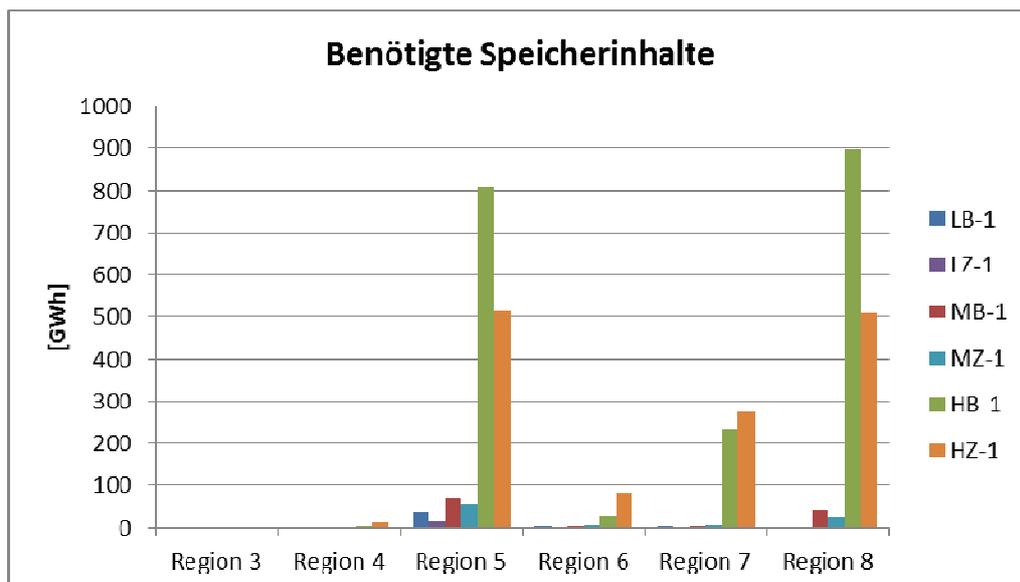


Abbildung 7: Notwendige Speicherinhalte bei verteilten Speichern nach Region bei verschiedenen Szenarien

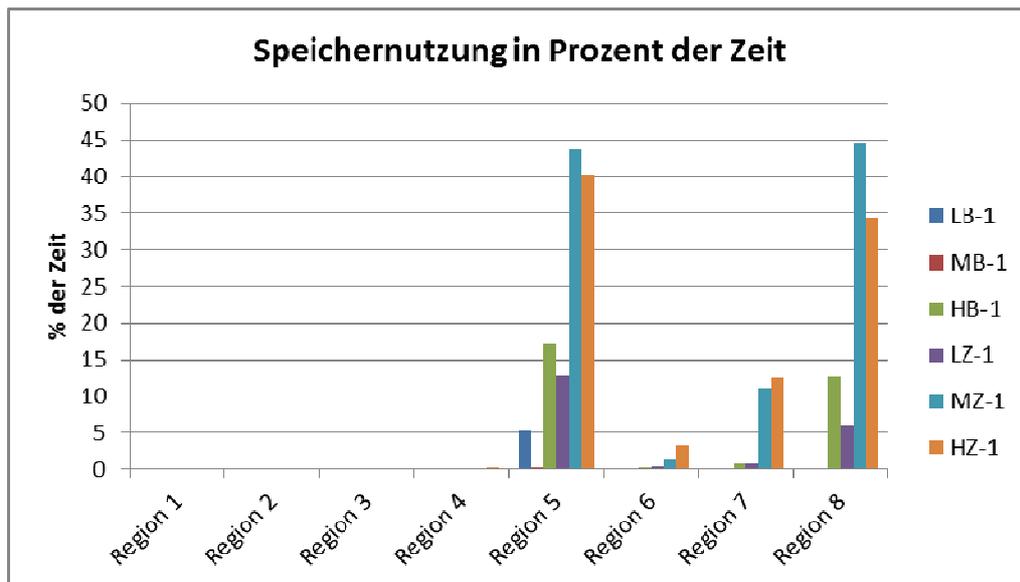


Abbildung 8: Speichernutzung bei verteilten Speichern nach Region bei verschiedenen Szenarien

4 Schlussfolgerungen

Aus Sicht der Netze ist eine Vollversorgung Österreichs aus regenerativ erzeugtem Strom möglich. Dies setzt allerdings voraus, dass der Zuwachs der Last nicht zu hoch ist, ein 380kV Ring existiert und schon bei mittlere Last (+25%) zusätzliche Speicher so im Netz positioniert sind, dass die Übertragungsverluste und dadurch auch die Leitungsbelastungen minimal gehalten werden. Sollte sich tatsächlich die Last verdoppeln so müssen mitunter manche Leitungen in Österreich verstärkt werden. Spezielle die Leitung die die Regionen 2 und 5 miteinander verbindet, welche bei allen Szenarien immer jene Leitung war mit den höchsten Belastungen. Es ist auch die Leitung die die Regionen mit hoher Last und gleichzeitig einem hohen Anteil an dezentral regenerativ erzeugtem Strom zu den Speichern sicherstellt.

Würde Österreich nicht als Insel betrachtet sondern im Kontext des ENTSO-E Netzes so kann die eine oder andere Überlastsituation sicher abgeschwächt werden, und ein sicherer Netzbetrieb des 380-kV-Ringes in Österreich erleichtert werden.

Verglichen zu dem Betrieb der Speicher ist ein sicherer Betrieb des Übertragungsnetzes bei einem geschlossenen 380-kV-Ring in Österreich weitaus leichter zu erreichen und nicht ganz so unrealistisch wie der Speicherausbau.

5 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] Oswald, B. R. 2007. 380-kV-Salzburgleitung - Auswirkungen der möglichen (Teil)Verkabelung des Abschnittes Tauern-Salzach neu. Wien : Energie-Control GmbH, 2007.
- [4] VERBUND-Austrian Power Grid AG. 2010. Austrian Power Grid - Österreichs größtes Übertragungsnetz. Wagramer Straße 19, IZD Tower, 1220 Wien : s.n., 2010. 2009. Masterplan 2009-2020 der Verbund-Austrian Power Grid AG. Wagramer Straße 19, 1220 Wien : VERBUND-Austrian Power Grid AG, 2009.