

# Möglichkeiten und Anforderungen an Speichertechnologien im Verteilnetz bei einem starken Ausbau dezentraler Erzeugungseinheiten

Rainer Schlager<sup>1</sup>, Martin Boxleitner<sup>1\*</sup>, Sabina Begluk<sup>1\*</sup>, Markus Heimberger<sup>1\*</sup>, Hannes Buzanich<sup>2</sup>, Werner Neyer<sup>2</sup>, Wolfgang Gawlik<sup>1</sup>

Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe,  
Gußhausstraße 25/370-1, A-1040 Wien; Tel.: +43 1 58801 370112;  
e-Mail: [schlager@ea.tuwien.ac.at](mailto:schlager@ea.tuwien.ac.at) web: [www.ea.tuwien.ac.at](http://www.ea.tuwien.ac.at)

<sup>2</sup> Vorarlberger Energienetze GmbH Weidachstraße 10, A-6900 Bregenz;  
Tel.: +43 5574 9020-0 e-Mail: [info@vorarlbergnetz.at](mailto:info@vorarlbergnetz.at) web: [www.vorarlbergnetz.at](http://www.vorarlbergnetz.at)

## **Kurzfassung:**

Der folgende Beitrag befasst sich mit, im Rahmen des Projekts Symbiose, durchgeführten Analysen. Es werden die Anforderungen, welcher ein sicherer und stabiler Verteilnetzbetrieb an zukünftige Speichertechnologien, bei einem starken Ausbau dezentraler Photovoltaikanlagen, stellt, analysiert. Hierfür wurden zunächst mittels statischer Ansätze die Photovoltaik Ausbaupotentiale in den betrachteten Modellregionen abgeschätzt. Darauf aufbauend wurden mit einem eigens hierfür entwickelten Simulationstool die Auswirkungen auf den Netzbetrieb und daraus abgeleitet die Anforderungen an die Speichertechnologien und den Netzausbau analysiert.

**Keywords:** Verteilnetz, Dezentrale Speicher, Netzintegration erneuerbarer Energieträger

## **1 Einleitung**

### **1.1 Rahmenbedingungen**

Nationale und Europäische Energiestrategien forcieren den Ausbau erneuerbarer Energieträger. Dies führt zu einer Änderung der europäischen Erzeugungsstruktur von derzeit gut steuerbaren konventionellen hydraulischen und thermischen Erzeugungseinheiten hin zu einem deutlich höheren Anteil regenerativer, volatiler Einheiten. In Österreich bildet beispielsweise das Ökostromgesetz 2012 einen entsprechenden gesetzlichen Rahmen für die Ausbauziele bis 2020. Damit auch in Zukunft ein stabiler Netzbetrieb aufrechterhalten werden kann, wird ein flexibler Kraftwerkspark und/oder Ausbau der Speicher als auch Anpassung des Stromnetzes nötig sein.

Hier können neben der Anpassung und Ausbau zentraler Speichertechnologien wie etwa Pumpspeicher der Ausbau verteilter Speichertechnologien und die Kopplung

---

\* Jungautor

unterschiedlicher Energiesysteme (elektrisches, thermisches und Gasnetz) neue Möglichkeiten bieten, um einen stabilen Netzbetrieb zu gewährleisten.

Im derzeit laufenden Projekt Symbiose werden durch die dezentrale Kopplung bestehender, paralleler Infrastrukturen (Strom-, Gas- und Wärmenetze) neue Potenziale und Möglichkeiten für dezentrale Speicher und Umwandlungstechnologien erschlossen. Anhand von Modellregionen werden optimale Positionen, Technologien und Dimensionen der Hybridspeicher im Energiesystem ermittelt und deren Einfluss auf den Betrieb der Netze analysiert

## 1.2 Zentrale Fragestellungen

Die zentrale Fragestellung in diesem Paper liegt in der Analyse der Anforderungen welche ein stabiler Verteilnetzbetrieb an Speichertechnologien stellt unter der Berücksichtigung eines zukünftigen starken Ausbaus dezentraler Photovoltaikerzeugungseinheiten. Hierfür wurde mittels unterschiedlicher statistischer Methoden eine Abschätzung der PV-Ausbaupotenziale in den Modellregionen durchgeführt. Des Weiteren wurde ein eigenes Simulationsmodell entwickelt. Dies ermöglicht die Analyse der vorherrschenden Netzzustände zu den jeweiligen Erzeugungs- und Verbrauchszeitpunkten (ggf. ergänzt mit Speichereinsatz) und Ableitung der Anforderungen an die Speichertechnologien.

## 2 Methode

### 2.1 Allgemeine Datengrundlage der Modellregionen

Als allgemeine Datengrundlage der elektr. Netze, wurden uns von einem der Projektpartner, der Vorarlberger Energienetze GmbH, sämtliche relevante Netzparameter (Leistungslängen, thermische Grenzströme der Betriebsmittel, Topologie, usw.) zu Verfügung gestellt. Bei den Modellregionen handelt es sich um reale Versorgungsgebiete, deren Daten uns in anonymisierter Form zu Verfügung gestellt wurden. In Abbildung 1 ist die Netztopologie der ländlichen Modellregion dargestellt. Es handelt sich hierbei, wie in Mittelspannungsnetzen weit verbreitet, mittels ausgewählter Trennstellen offen betriebene Ringnetze.

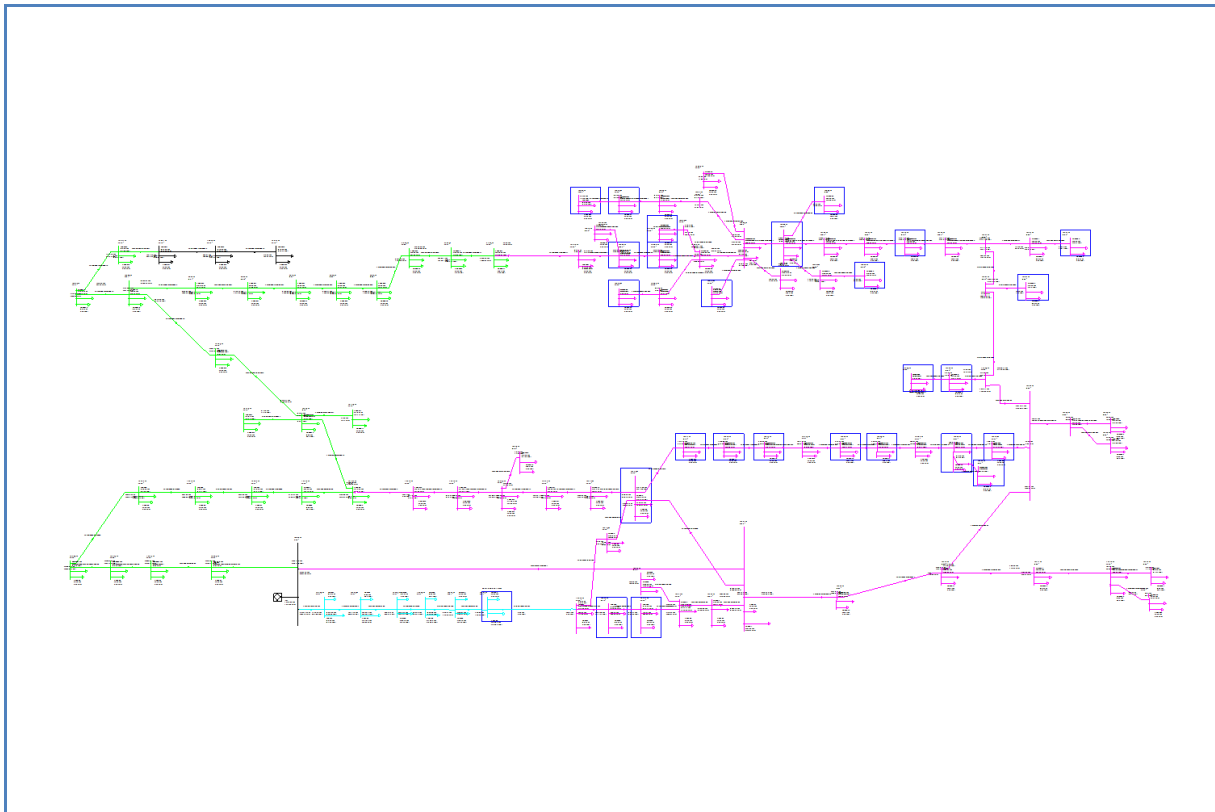


Abbildung 1: Elektrische Versorgungsinfrastruktur der ländlichen Modellregion

In Tabelle 1 **Tabelle 1** sind die wichtigsten Eckdaten des elektrischen Versorgungssystems der ländlichen Modellregion dargestellt. Es handelt sich hierbei um ein mit einer Betriebsspannung von 27,4 kV betriebenes Mittelspannungsnetz, welches 94 Übergabestellen (Ortsnetzstationen) ins Niederspannungsnetz besitzt.

Tabelle 1: Eckdaten des elektrischen Versorgungssystems der ländlichen Modellregion

Betriebsspannung	MS/NS Übergabeknoten	Anzahl MS-Stränge	Last in der EVU-Grundlastflusssituation	Anzahl der Leitungen
[kV]	[Anzahl]	[Anzahl]	[MW]	[Anzahl]
27,4	94	3	15,9	106

In Tabelle 2 **Tabelle 2** sind die Eckdaten des elektrischen Versorgungssystems der städtischen Modellregion dargestellt. Das Netz besitzt eine Betriebsspannung von 10,7 kV und speist über 66 Übergabestellen in die unterlagerten Niederspannungsnetze ein.

Tabelle 2: Eckdaten des elektrischen Versorgungssystems der städtischen Modellregion

Betriebsspannung	MS/NS Übergabeknoten	Anzahl MS-Stränge	Last in der EVU-Grundlastflusssituation	Anzahl der Leitungen
[kV]	[Anzahl]	[Anzahl]	[MW]	[Anzahl]
10,7	66	7	13,6	78

## 2.2 Repräsentative Erzeugungs- und Lastprofile

Als Verbrauchsdaten, stehen real gemessene Verbraucherlastgänge an den einzelnen Abgängen im Umspannwerk zu Verfügung.

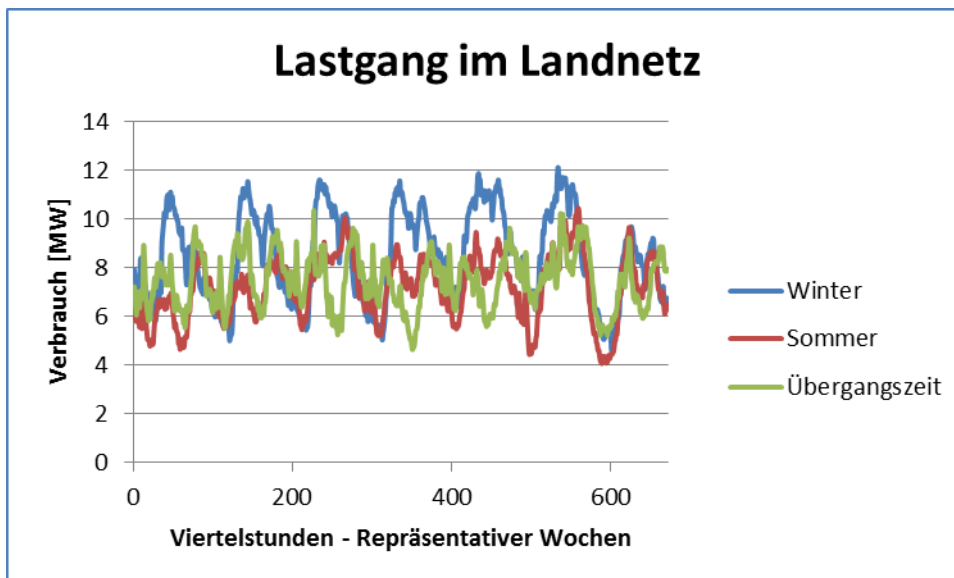


Abbildung 2: Summenlastgang repräsentativer Wochen im Viertelstundenintervall – ländliche Modellregion

In Abbildung 2 ist die Summe der Lastgänge (alle 3 Stränge) für drei repräsentative Wochen dargestellt. Der Verbrauch in der betrachteten Modellregion schwankt zwischen 4MW (Schwachlast-Sommer) und etwas über 12 MW (Starklast-Winter).

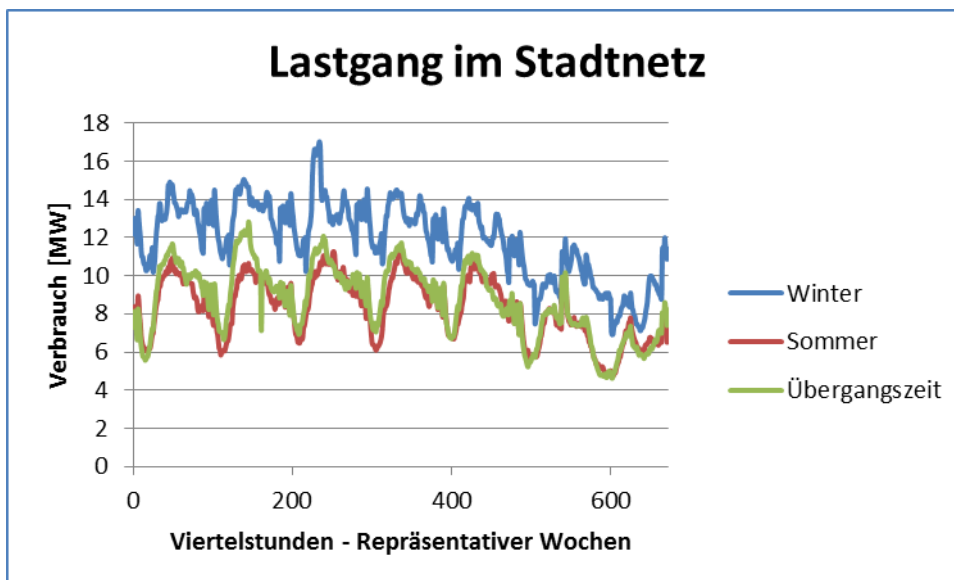


Abbildung 3: Summenlastgang repräsentativer Wochen im Viertelstundenintervall – städtische Modellregion

In Abbildung 3 ist der Summenlastgang (alle 7 Stränge) der städtischen Modellregion dargestellt. Der Verbrauch in der betrachteten städtischen Modellregion schwankt zwischen rund 5 MW und knapp 17 MW in der repräsentativen Winterwoche.

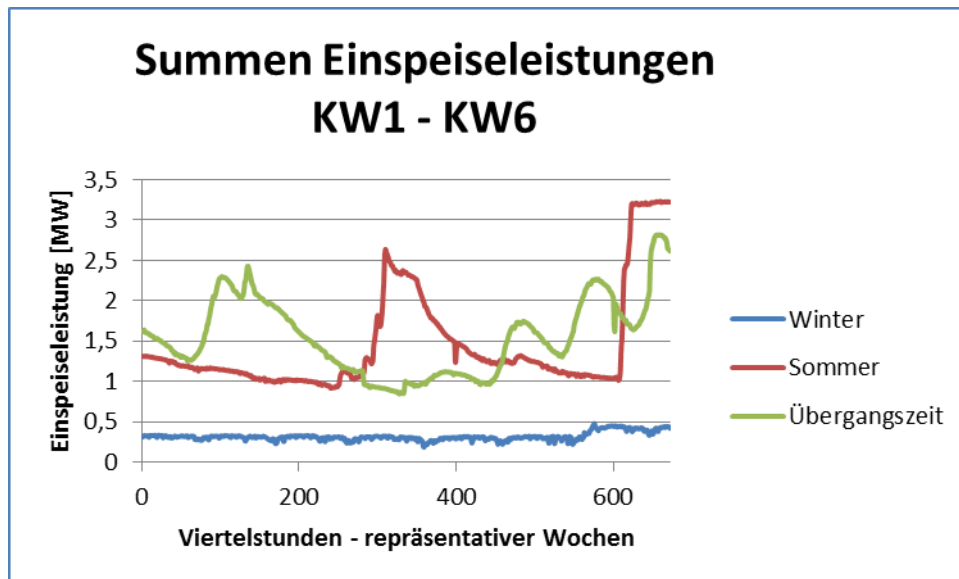


Abbildung 4: Summe der Einspeiseprofile der bestehenden Kleinwasserkraftwerke 1-6 – ländliche Modellregion

In der ländlichen Modellregion sind bereits eine Reihe von dezentralen Erzeugungsanlagen installiert, wobei hiervon 6 Kleinwasserkraftwerke mit einer installierten Leistung zwischen 100 kW und 960 kW den größten Anteil besitzen. In Abbildung 4 sind die summierten Einspeiseleistungen der Kleinwasserkraftwerke 1-6 dargestellt. Es ist zu erkennen, dass im Sommer und der Übergangszeit deutlich mehr Energie ins Netz eingespeist wird als in der Winterwoche.

## 2.3 Statistische Abschätzung zukünftiger Photovoltaik-Ausbaupotenziale in den Modellregionen

### 2.3.1 Allgemeiner Ansatz

Die PV-Potenziale der Modellregionen werden zum Abgleich mittels unterschiedlicher Ansätze ermittelt. Als Basis hierfür wurden zunächst („statistische durchschnitts-“) Siedlungen für die städtische und ländliche Modellregionen entworfen und für diese Siedlungen die PV-Potenziale ermittelt. Im Anschluss daran werden mittels der vorhandenen Verbrauchswerte der einzelnen MS/NS Abgänge die „Größe“ und somit auch das PV-Potenzial der einzelnen Siedlungen, durch Skalierung der Basissiedlung ermittelt.

### 2.3.2 Methodik und Datenbasis

Die Modellregionen werden sowohl in der ländlichen, als auch der städtischen Modellregion über ein Mittelspannungsnetz, welche jeweils von einem 110-kV Umspannwerk gespeist wird, versorgt. An den einzelnen Einspeisepunkten (Ortsnetztrafostationen) ins Niederspannungsnetz befinden sich im ländlichen Versorgungsgebiet Siedlungen, und im städtischen Versorgungsgebiet entsprechende Stadtteile. Basis für die Ermittlung der PV-Potenziale dieser Siedlungsteile bzw. Stadtteile bildet die Modellsiedlung des Projekts „aDSM“. Die aDSM-Modellsiedlung bildet eine „statistisch“ gemittelte österreichische Siedlung ab, welche mit einem Ortsnetztrafo (SN=630 kVA) versorgt werden kann. Das

bedeutet, es werden die in Österreich herrschenden „gemittelten“ Wohnverhältnisse, projiziert auf eine Siedlung mit 300 Einwohnern, abgebildet.

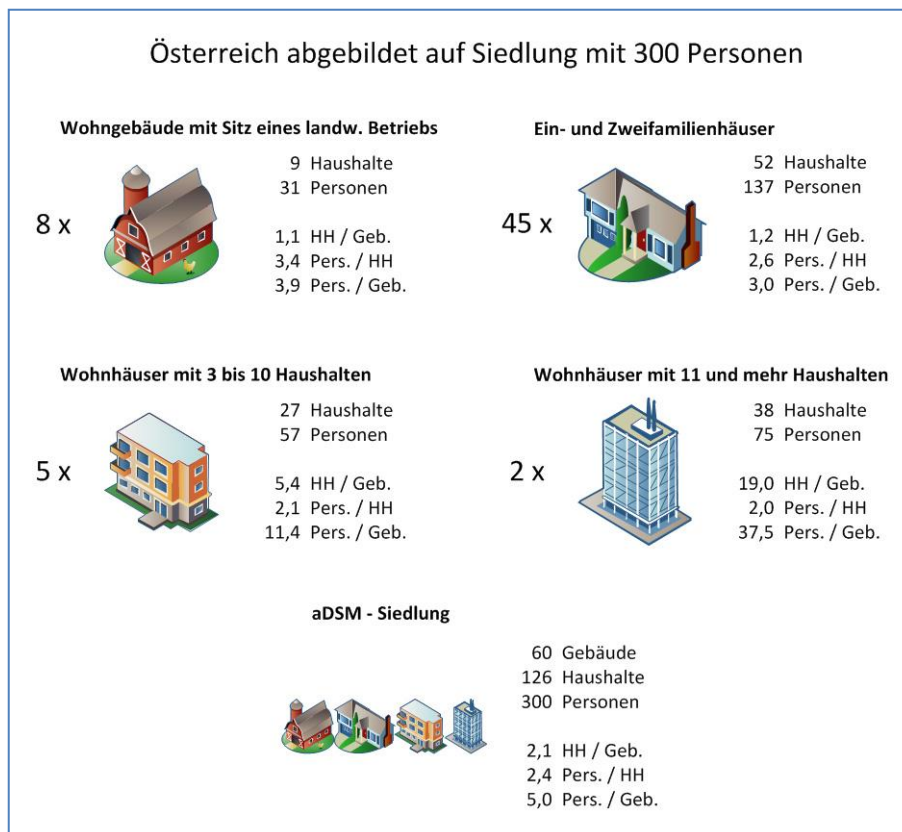


Abbildung 5: Österreich abgebildet auf eine Siedlung mit 300 Einwohner  
(Quelle: Groß, TU-Wien ESEA) [8]

Die in Abbildung 5 dargestellt Basissiedlung wurde in einen städtischen und einen ländlichen Teil aufgeteilt. Als statistische Grenze für städtisches und ländliches Siedlungsgebiet wurden Gemeinden bzw. Städte mit 10.000 Einwohnern festgelegt. Mit dieser Grenze und den entsprechenden statistischen Werten aus [1] ergibt sich im Jahr 2011 ein Aufteilungsfaktor von 0,44 zwischen Stadt- und Landbevölkerung. Dieser Wert wurde als Grundlage für die Aufteilung der aDSM-Siedlung in einen städtischen und ländlichen Teil herangezogen.

Nach [2] betrug 2010 die Anzahl der Agrarbetriebe im Vollerwerb 173.317. Somit ergibt sich ein Anteil der Vollerwerbsagrarbetriebe an den Hauptwohnsitzwohnungen von rund 4,4%. Dies bedeutet, dass in der aDSM Siedlung rund 3 Gebäude als landwirtschaftliche Betriebe im Vollerwerb (und diese mit entsprechenden PV-Potenzialen berücksichtigt werden müssen) angenommen werden können und die restlichen 5 landwirtschaftlichen Gebäude als kleinere, landwirtschaftliche Wohngebäude mit entsprechend geringerem PV-Potenzial angenommen werden können.

Als Datenbasis für den **Top-down Ansatz** wurde das in [3] ermittelte PV-Potenzial für Österreich herangezogen. In dieser Studie werden eine Reihe von PV-Potenzialen aus unterschiedlichen vorangehenden Studien und eigenen Erhebungen genannt. Für den hier angewendeten Top-down Ansatz wurde ein Gesamt-PV-Potenzial auf den Dachflächen Österreichs von 17 GW verwendet. Skaliert man dieses Potenzial entsprechend dem Einwohnerzahlenverhältnis Österreichs auf die Größe der aDSM-Siedlung, so erhält man ein

Dachflächen-PV-Potential von rund 606 kW<sub>peak</sub> in der aDSM-Siedlung. Bei einer laut [4] durchschnittlichen Nutzfläche von 43,7 m<sup>2</sup> pro Person ergeben sich für die „aDSM-Modellsiedlungsteile die in der Tabelle 3 dargestellten Grundflächen der einzelnen Gebäude. Teilt man die PV-Potenziale entsprechend der ermittelten Gebäudegrundflächen (vgl. Tabelle 3) auf den ländlichen und städtischen Siedlungsteil auf, so erhält man für den ländlichen Siedlungsteil ein Potenzial von rund 432 kW<sub>peak</sub> und für den städtischen Teil von 174 kW<sub>peak</sub>.

Tabelle 3: Gebäudezusammensetzung des ländlichen und städtischen „aDSM“-Siedlungsteils

	1HH/Geb	2HH/Geb	LandwirtKL	LandwirtVoll	5HH/Geb	6HH/Geb	19HH/Geb
Personen/HH	2,6	2,6	3,4	3,4	2,1	2,1	2,0
Geb. städt. Siedlung	5	0	0	0	2	2	2
Geb. ländl. Siedlung	33	7	5	3	1	0	0
Nutzfläche/Gebäude [m <sup>2</sup> ]	113,62	227,24	148,58	148,58	458,85	550,62	1660,6
Etagen (Eigene Definition)	1	2	1	1	2	2	4
Grundfläche/Gebäude [m <sup>2</sup> ]	113,62	113,62	148,58	148,58	229,425	275,31	415,15

Als Basis für den **Bottom-up Ansatz 1** werden ebenfalls die aDSM-Siedlung und die in Tabelle 3 dargestellte Aufteilung in einen städtischen und ländlichen Siedlungsteil herangezogen. Grundlage bilden hier die in den Siedlungsteilen vorhandenen Gebäudegrundflächen, welche mittels relevanter Faktoren (vgl. [5]) in entsprechende Dachflächen-PV-Potenziale umgerechnet werden. Mit diesem Ansatz werden für den ländlichen Siedlungsteil ein PV Potenzial von 354 kW<sub>peak</sub> und für den städtischen 143 kW<sub>peak</sub> ermittelt. In Tabelle 4 sind die entsprechenden Ergebnisse dargestellt. Dieser Ansatz berücksichtigt nur die Gebäudegrundflächen, welche sich aus den Nutzflächen pro Person in den einzelnen Gebäuden ergeben (Potenziale etwaiger landwirtschaftlicher Nebengebäude werden nicht berücksichtigt, diese werden im Bottom-up Ansatz 2 betrachtet).

Tabelle 4: Ermittelte PV-Potenziale der "aDSM-Siedlungsteile" mit dem Bottom-up Ansatz 1

	1HH/Geb	2HH/Geb	LandwirtKL	LandwirtVoll	5HH/Geb	6HH/Geb	19HH/Geb	Gesamt [kWpeak]
Grundfläche der Gebäudeklassen Stadt:	568	0	0	0	459	551	830	
plus 20%(Bruttofläche)	682	0	0	0	551	661	996	
minus 40% (architektonisch geeignet)	409	0	0	0	330	396	598	
minus 45% (solartechnisch geeignet)	225	0	0	0	182	218	329	
PV-Pot Stadt (η=0,12 und 1000W/m <sup>2</sup> )	27	0	0	0	22	26	39	114
PV-Pot Stadt (η=0,15 und 1000W/m <sup>2</sup> )	34	0	0	0	27	33	49	143
Grundfläche der Gebäudeklassen Land:	3749	795	743	446	229	0	0	
plus 20%(Bruttofläche)	4499	954	891	535	275	0	0	
minus 40% (architektonisch geeignet)	2700	573	535	321	165	0	0	
minus 45% (solartechnisch geeignet)	1485	315	294	177	91	0	0	
PV-Pot Land (η=0,12 und 1000W/m <sup>2</sup> )	178	38	35	21	11	0	0	283
PV-Pot Land (η=0,15 und 1000W/m <sup>2</sup> )	223	47	44	26	14	0	0	354

Die grundlegende Datenbasis für den **Bottom-up Ansatz 2** bildet, ebenso wie beim Bottom-up Ansatz1, die aDSM-Siedlung und die in Tabelle 4 dargestellte Aufteilung in einen städtischen und einen ländlichen Siedlungsteil. Als Basis für die Potenziale folgender Gebäude (1HH/Geb, 2HH/Geb, LandwirtKL, LandwirtVoll) werden die Ergebnisse einer deutschen Dachflächen-PV-Potenzialstudie herangezogen (vgl. [6]). Die mittleren Gebäudegrundflächen der Wohngebäude im ländlichen und dörflichen Siedlungsbereich sind in dieser Studie größer als jene im Bottom-up Ansatz 1, mittels statistischer Daten, ermittelten. So wird in dieser Studie bspw. für ein Wohngebäude im Dorf eine mittlere Gebäudegrundfläche von 167 m<sup>2</sup> und mit einem entsprechenden PV-Potential von 12,5 kW<sub>peak</sub> angegeben. Für Landwirtschaften im Dorf werden eine mittlere Gebäudegrundfläche



von 630 m<sup>2</sup> und ein PV-Potential von 47,3 kW<sub>peak</sub> angegeben. Im Bottom-up Ansatz 2 werden folgenden Gebäuden (1HH/Geb, 2HH/Geb, LandwirtKI) das PV-Potential eines Wohngebäudes im Dorf mit 12,5 kW<sub>peak</sub> zugewiesen und Vollerwerbslandwirtschaften das mittlere PV-Potential einer Landwirtschaft im Dorf mit 47,3 kW<sub>peak</sub>.

Die Abschätzung der, für eine PV-Produktion sehr gut geeigneten, Dachflächen der Mehrfamilienhäuser wurde auf Basis der ermittelten Grundflächen, Berechnung der Gesamtdachflächen und Abschätzung des Anteils sehr gut geeigneter Dachflächen an der Gesamtdachfläche durchgeführt. Zunächst wurde die Bruttodachfläche mit dem gleichen Faktor wie beim Bottom-up Ansatz 1 ermittelt. Die Abschätzung des Anteils, der sehr gut geeigneten Dachflächen an der gesamten Dachfläche wurde mittels der gut erhobenen PV-Potenziale in Wien durchgeführt. In Wien sind von einer Gesamtdachfläche von 52 km<sup>2</sup> laut [7] 21 km<sup>2</sup> für die Nutzung der Photovoltaik sehr gut geeignet. Dies ergibt einen Faktor 0,4 von sehr gut geeigneten Dachflächen zur Gesamtdachfläche.

Hiermit ergeben sich die in Tabelle 5 dargestellten PV-Potenziale.

Tabelle 5: Ermittelte PV-Potentiale der „aDSM-Siedlungsteile“ mit dem Bottom-up Ansatz 2

	1HH/Geb	2HH/Geb	LandwirtKL	LandwirtVoll	5HH/Geb	6HH/Geb	19HH/Geb	Gesamt [kW <sub>peak</sub> ]
Anz. Gebäude städt. Siedlung	5	0	0	0	2	2	2	
PV-Pot Stadt ( $\eta=0,15$ und 1000W/m <sup>2</sup> )	62,80	0,00	0,00	0,00	33,35	40,03	60,36	196,54
Anz. Gebäude ländl. Siedlung	33	7	5	3	1	0	0	
PV-Pot Stadt ( $\eta=0,15$ und 1000W/m <sup>2</sup> )	414,48	87,92	62,80	141,90	16,68	0,00	0,00	723,78

Die mit den zuvor beschriebenen Methoden ermittelten PV-Potenziale bilden die Basis für die Ermittlung der gesamten PV-Potenziale in den Modellregionen. Hierfür wird jedem der MS/NS-Abgänge (Ortsnetzstationen) eine entsprechende Siedlungsstruktur hinterlegt und mit den, vom Projektpartner Vorarlberger Energienetz GmbH zur Verfügung gestellten, Verbrauchswerten (Lastwerte im stationären Grundlastzustand) wird die Größe der Siedlung bestimmt. Mit dieser Siedlungsgröße werden danach die PV-Potenziale jeder einzelnen Siedlung bestimmt. In Tabelle 6 sind zur Veranschaulichung zwei Siedlungsabgänge, die dazugehörigen stationären Lastwerte im Grundlastfall und deren PV-Potenziale dargestellt.

Tabelle 6: Beispiele von PV-Potenzialen unterlagertter Siedlungen (Max. Szenario entspr. Bottom-up Ansatz 2)

Knoten	Last	Verbrauch	PVPotGes
		[kW]	[kW <sub>peak</sub> ]
Städt. Modellreg. Abgang an KN_7_1	LA_7_1	140	164
Ländl. Modellreg. Abgang an KN_3_15	LA_3_15	118	379

### 2.3.3 Ergebnisse

In Tabelle 7 sind die Ergebnisse der Abschätzung der PV-Potenziale mit den unterschiedlichen Ansätzen zusammengefasst dargestellt.

Für die weiteren Untersuchungen wird jenes im Bottom-up Ansatz 2 ermittelte PV-Ausbaupotenzial als Spitzenausbauszenario, also als maximales Szenario, betrachtet und als „100% Szenario“ gekennzeichnet.



Tabelle 7: PV-Potenziale der unterlagerten, Basis-Siedlungsteile

	Stadt	Land
Top-down Ansatz [kWpeak]	174	432
Bottom-up Ansatz 1( $\eta=0,12$ und $1000\text{W}/\text{m}^2$ )[kWpeak]	114	283
Bottom-up Ansatz 1( $\eta=0,15$ und $1000\text{W}/\text{m}^2$ )[kWpeak]	143	354
Bottom-up Ansatz 2 [kWpeak]	196	723

Mit den zuvor beschriebenen Ansätzen, wurden die in Tabelle 8 ermittelten maximalen Ausbaupotenziale der Modellregionen abgeschätzt.

Tabelle 8: Maximales Dachflächen Ausbauszenario der PV-Potenziale in den Modellregionen

	PV-Potential der installierten Leistung [MWpeak]
Städtische Modellregion	11,5
Ländliche Modellregion	33,7

## 2.4 Simulationsmodell

Für die Analyse der Anforderungen eines sicheren Netzbetriebs an die Speichertechnologien wurde ein eigenes Simulationsmodell entwickelt. In Abbildung 6 ist eine Übersichtsskizze des Modells dargestellt. Den Kern bildet ein kommerziell erhältliches Netzanalysetool (PSS<sup>®</sup>SINCAL). In PSS<sup>®</sup>SINCAL ist die Netztopologien der Modellregionen integriert und die Netzzustände werden mittels Lastflussberechnungen ermittelt. Die Verbraucher-, Erzeugungs- und Speichermodelle sind in MATLAB<sup>®</sup> integriert.

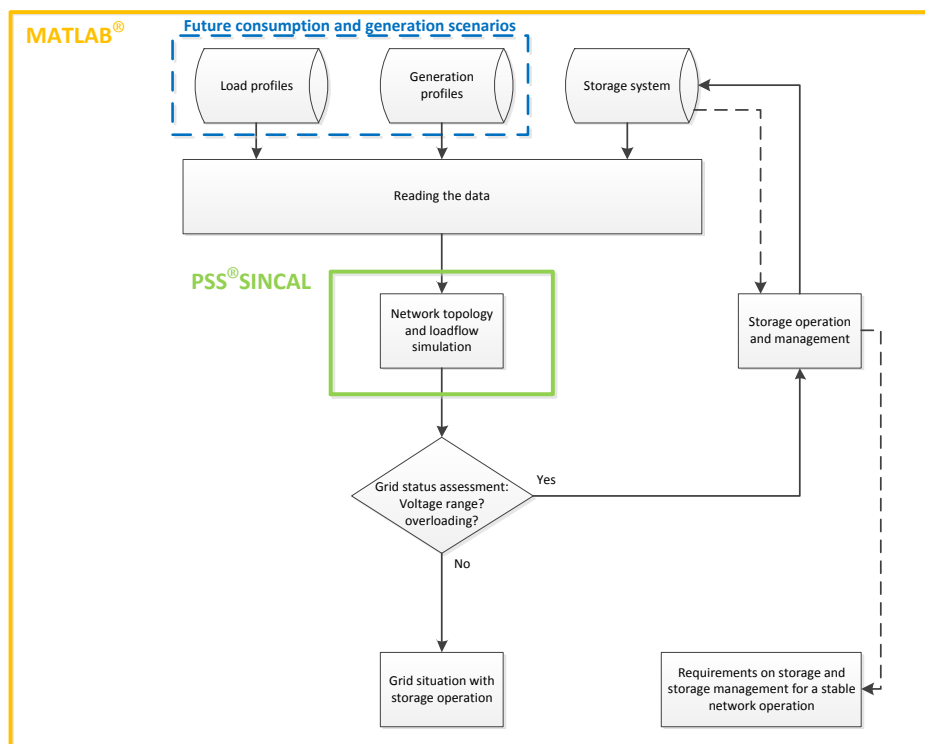


Abbildung 6: Schematische Übersichtsskizze des kombinierten Simulationsmodells

### 3 Erste Ergebnisse und Ausblick

#### 3.1 Ausgewählte Simulationsfälle

Den Rahmen für die nachfolgenden Simulationen und Analysen bildet der aktuelle Netzausbauzustand der ländlichen Modellregion inklusive der integrierten Kleinwasserkraftwerke. Als Erzeugungs- und Verbraucherdaten dienen die unter Punkt 2.2 erörterten, real gemessenen Lastgänge. Darauf aufbauend wurde ein zukünftiges Szenario entworfen, welches einen starken Ausbau der Photovoltaik in der Modellregion voraussetzt. Hierfür wurde das unter Punkt 2.3 maximal mögliche Dachflächen PV-Potenzial in die Modellregion integriert. Die dazugehörige Wechselrichterleistung (AC-Seitig) wurde, wie in realen Anlagen oftmals üblich, etwas geringer angesetzt. Als PV-Profile wurden real gemessene Profile hinterlegt und mit den Potenzialen der einzelnen MS/NS Abgängen skaliert.

##### 3.1.1 Netzzustände bei starkem PV-Ausbau in der ländlichen Modellregion

In Abbildung 7 ist der Spannungsverlauf an einem UW-fernen Knoten dargestellt. Die minimal auftretende Spannung im Beobachtungszeitraum beträgt 101,7% und die maximal auftretende Spannung 106,3% der Nennspannung (Bei einer Slackspannung von 103% im UW!). Das bedeutet, es tritt eine max. Spannungsdifferenz zwischen Erzeugungs- und Belastungssituationen von 4,6% der Nennspannung bereits in der Mittelspannungsebene auf.

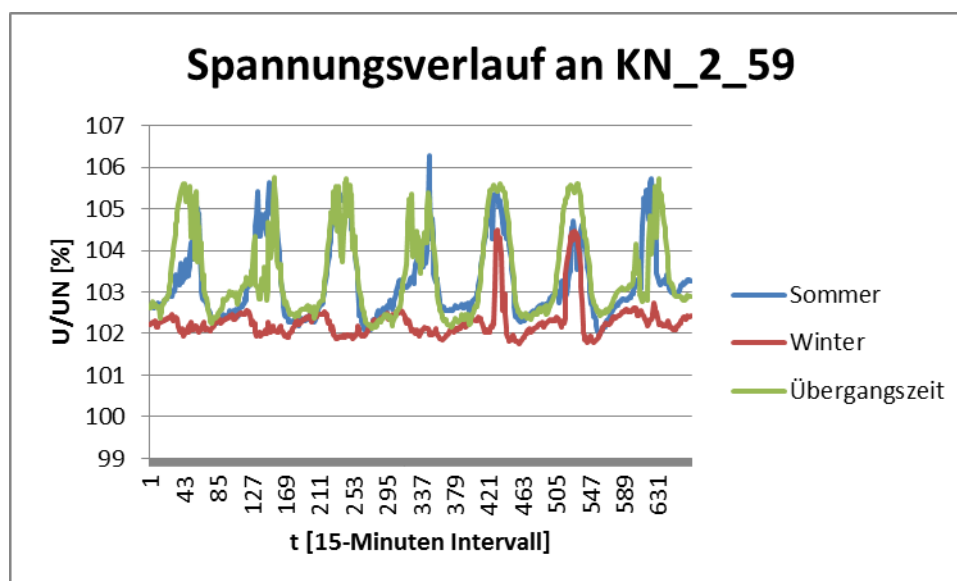


Abbildung 7: Spannungsverlauf am Knoten KN\_2\_59 (UW-ferner Knoten)

In Abbildung 8 ist der Belastungsverlauf einer der exponierten Leitungen dargestellt. Es ist zu erkennen, dass es in einer Reihe von Zeitpunkten zu Belastungssituationen des Leitungssystems kommt, die über 50% des Bemessungsstroms liegt. (Anmk. Im Normalbetrieb, ist es üblich, in offen betriebenen Ringnetzen, die Leitungssysteme abhängig von Netztopologie und Lastverteilung nicht über 50% der Bemessungsströme zu belasten. Wobei für Netzausläufer bzw. Stichanbindungen dies kein notwendigerweise einzuhaltendes Kriterium darstellt. Somit kann im Fehlerfall sichergestellt werden, das durch Verlegen der

Trennstelle eine rasche Wiederversorgung der nichtversorgten Verbraucher sichergestellt werden kann.)

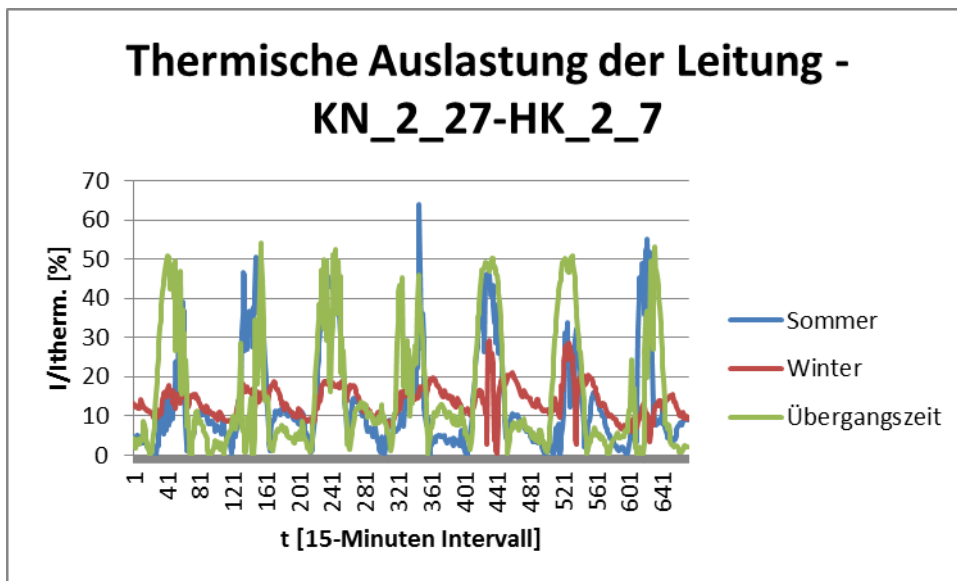


Abbildung 8: Belastungsverlauf einer der exponierten Leitungen

### 3.1.2 Leistungs- und Energiebilanzen bei starkem PV-Ausbau in der ländlichen Modellregion

Ein starker Ausbau der installierten PV-Anlagen führt zu Situationen in denen eine Lastflussumkehr stattfindet. In Abbildung 9 ist für die repräsentativen Wochen der Verlauf der Residuallast (Last minus Erzeugung) in kumulierter Form dargestellt. Es ist deutlich erkennbar, dass zu Zeiten eines starken Dargebots, es zu Rückspeisung ins überlagerte Netz kommt. In den Nachtstunden oder zu Zeitpunkten mit geringem Dargebot wird Energie aus dem übergeordneten Netz bezogen.

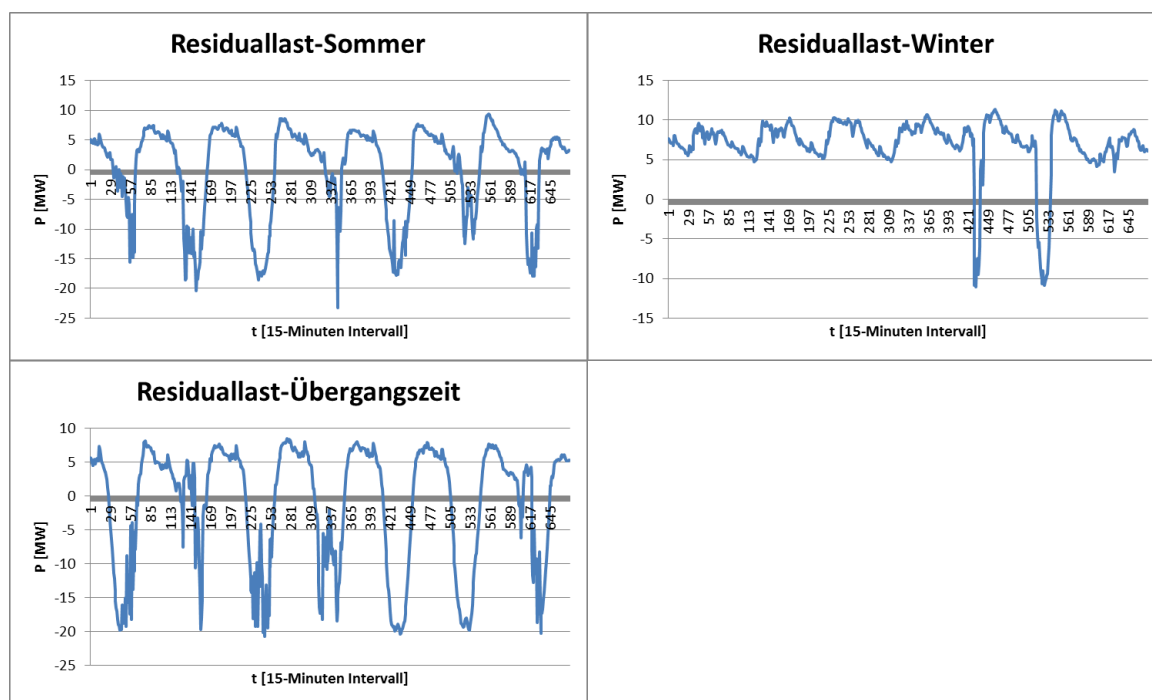


Abbildung 9: Gesamt Residuallast (Last minus Erzeugung) in der ländlichen Modellregion

In Tabelle 9 sind die auftretenden „Leistungsextremwerte“ aufgelistet. Es ist deutlich erkennbar, dass die Netzzustände bzw. Netzsituationen stark variieren. Bspw. variieren die Extrema in der Sommerwoche zwischen 9,3 MW Bezug und 23,2 MW Einspeisung in das übergeordnete Netz. Energetisch ist die betrachtete Sommerwoche annähernd ausbalanciert (geringer Bezug mit 12.1 MWh).

Tabelle 9: Maximal auftretende Leistungswerte (Bezug, Überschuss) und energetische Bilanz

	Sommer	Winter	Übergang.
Max. Leistung(Bezug) [MW]	9,3	11,3	8,4
Min. Leistung(Überschuss) [MW]	-23,2	-11	-20
Delta P [MW]	32,5	22,3	28,4
Energie (pos.=Bezug) [MWh]	12,1	1175,6	-201,3

In Tabelle 10 sind die maximal auftretenden, zusammenhängenden Zeiten eines Energieüberschusses bzw. Energiebezugs dargestellt. Im Sommer wäre beispielsweise, um einen „Tag-Nachtausgleich“ zu erreichen, ein max. energetischer Speicherbedarf von 88 MWh nötig. In der betrachteten Winterwoche wäre dieser Speicherbedarf größer, da es zu einer Reihe von Tagen mit geringem Dargebot kommt, welche keinen energetischen Überschuss hervorrufen.

Tabelle 10: Maximal zusammenhängender („Tages“-) Energieüberschuss bzw. Bedarf (Im Winter mehrere Tage ohne Überschuss)

	Sommer	Winter	Übergang.
Max. Zusammenhängender En.-Überschuss [MWh]	121	37	149
Max. Zusammenhängender En.-Bedarf [MWh]	88	828	83

Aufgrund der hohen Volatilität des Dargebots, treten hohe Leistungssprünge und somit auch Leistungsgradienten auf. In Abbildung 10 sind die Leistungssprünge aufeinanderfolgender Zeitschritte (15-Minuten Intervalle!) dargestellt. Diese Kurven sind als obere Grenzwerte zu verstehen, da hier in den PV-Einspeisekurven keine zeitlichen Verschiebungen, wie sie beispielsweise beim Durchzug einer Wolkenfront auftreten, berücksichtigt sind. Bei einer kleinräumigen Ausdehnung der betrachteten Region ist davon auszugehen, dass diese Gradienten auftreten können (z.B. Effekte wie Sonnenaufgang, usw.). Beispielsweise würde eine Wolkenfront welche mit 50 km/h über die Modellregion hinwegzieht, ca. 15 Minuten benötigen um die Modellregion zu überqueren. Dies deckt sich mit der Zeitbasis der hier verwendeten Erzeugungs- und Verbrauchsdaten.

Die Analysen zeigen, dass hohe Leistungsgradienten zu erwarten sind, welche entsprechende Anforderungen an die Speichertechnologien bzw. einen geeigneten Mix an Speichertechnologien stellen.

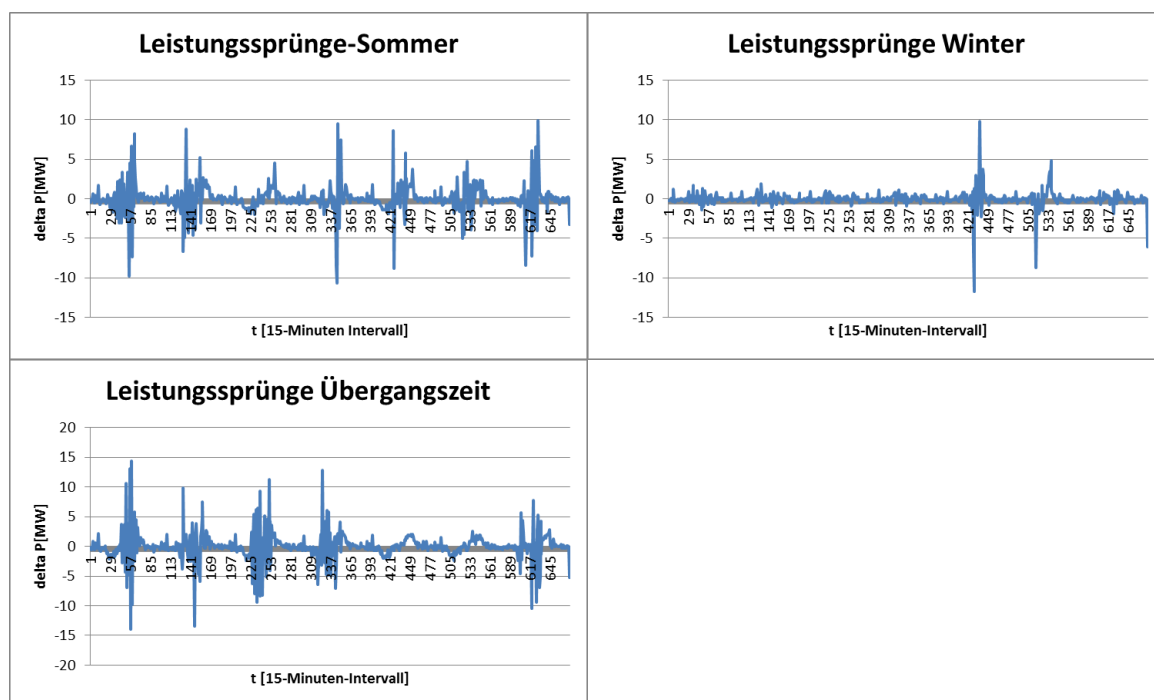


Abbildung 10: Verlauf der max. möglichen Leistungssprünge in der ländlichen Modellregion (Differenz der 15-Minuten Residuallastwerte)

### 3.2 Anforderungen an Speicher

Die zuvor behandelten Simulationsergebnisse verdeutlichen welche Änderungen der Belastungssituationen in der ländlichen Modellregion zu erwarten sind, wenn zukünftig eine starke Integration von PV-Einheiten im Verteilnetz stattfindet. Ein gezielter Speichereinsatz, kann hierbei eine Entspannung der Situation herbeiführen, wobei hier unterschiedliche Ansätze und Strategien möglich sind. Die Analysen der Simulationen zeigen, dass nur ein Teil der auftretenden Leistungs- bzw. Energieüberschüsse durch Speichertechnologien welche geringe Leistungsgradienten beherrschen (vgl. Alkalische-Elektrolyse) aufgenommen werden können. Um einen „Tag-Nachtausgleich“ zu ermöglichen (Tagesspeicher bei tags zuvor gutem Dargebot) sind beachtliche energetische Speichergrößen nötig. In der analysierten Sommerwoche ist hierfür ein energetischer Speicherinhalt von 88 MWh und in

der Woche in der Übergangszeit von 83 MWh nötig. Eine Speichereinsatzstrategie, welche „Netzzustandsgetriggert“, also rein zur Beseitigung der auftretenden Netzengpässe eingesetzt wird, würde in der analysierten Sommerwoche eine Ladezeit von 1.5 Stunden und in der Übergangszeit von 2 Stunden hervorrufen. Also können in dem analysierten Fall mit einer „relativ“ geringen Speichereinsatzzeit die auftretenden Engpässe bereinigt werden. Die hierfür nötige Speichergröße (Leistung, Kapazität) variiert mit der Positionierung und ist Teil der Optimierung in den folgenden Arbeitspaketen.

### 3.3 Zusammenfassung und Ausblick

Im Paper wird im ersten Teil mittels unterschiedlicher statistischer Ansätze eine Abschätzung der PV-Potenziale der Modellregionen durchgeführt. Hiermit konnte für die städtische Modellregion ein max. Ausbaupotenzial von  $11,5 \text{ MW}_{\text{peak}}$  und für die ländliche Modellregion mit  $33,7 \text{ MW}_{\text{peak}}$  ermittelt werden. Im darauf aufbauenden Teil wurden die Anforderungen welche ein stabiler Verteilnetzbetrieb an zukünftige Speichertechnologien, bei einem starken Ausbau dezentraler Photovoltaikerzeugungseinheiten, stellt, ermittelt. Hier zeigt sich, dass je nach Einsatzstrategie (Tag-Nacht Ausgleich, kein „Abregeln“ der Erzeugungsanlagen, usw.) teils hohe Anforderungen an Energieinhalt, Ausbauleistung und Leistungsgradienten der Speichertechnologien gestellt werden. Bei einer „Netzzustandgetriggerten“ Speichereinsatzstrategie zeigt sich in den analysierten Fällen (Sommer-, Übergangszeit-, Winterwoche), dass eine Speichereinsatzdauer von einigen Stunden pro Woche ausreicht um die auftretenden thermischen Engpässe zu beseitigen.

Im Projekt Symbiose werden neben der Integration von Photovoltaik weitere zukünftige Nachhaltigkeitsszenarien (zusätzliche Integration von Wind und Biomasse) berücksichtigt und analysiert.

Auf den ersten Analysen aufbauend, werden im Projekt durch die dezentrale Kopplung bestehender, paralleler Infrastrukturen (Strom-, Gas- und Wärmenetze) neue Potenziale und Möglichkeiten für dezentrale Speicher und Umwandlungstechnologien erschlossen. Anhand von Modellregionen werden optimale Positionen, Technologien und Dimensionen der Hybridspeicher im Energiesystem ermittelt und deren Einfluss auf den Betrieb der Netze analysiert.

## 4 Literaturverzeichnis

- [1] S. Austria, „Österreichs Städte in Zahlen 2011,“ Statistik Austria, 2011.
- [2] S. Austria, „Agrarstrukturerhebung 2010,“ 2010.
- [3] TU Wien/ESEA, 2011 et al., „Super-4-Micro-Grid – Nachhaltige Energieversorgung im Klimawandel, *approbierter Endbericht zum Forschungsprojekt im Rahmen der 1. AS Neue Energien 2020*“, Projektnummer: 818954, Wien
- [4] S. Austria, „Wohnen 2011, Ergebnisse der Wohnungserhebung im Mikrozensus,“ 2011.
- [5] Haas, „Photovoltaik in Gebäuden, IEA Task 1,“ Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, Wien, 2002.
- [6] P. D. R. W. D. C. H. D. M. M. Martin Lödl Georg Kerber, „Abschätzung des Photovoltaik-Potentials auf Dachflächen in Deutschland,“ in *11. Symposium Energieinnovation, Graz, Graz, 2010*.
- [7] „www.wien.gv.at,“ [Online]. Available: <http://www.wien.gv.at/stadtentwicklung/stadtvermessung/geodaten/solar/wiener-solarpotenzial.html>. [Zugriff am 8 10 2012].
- [8] C. Groß, C. Maier und J. Scalet, „DSM-Potenziale in einer österreichischen Modellsiedlung,“ 8. Internationale Energiewirtschaftstagung, Wien, 2013.