

DIPLOMARBEIT

Spannungshaltung in Niederspannungsnetzen: Strangregler versus Batteriespeicher

Ausgeführt zum Zwecke der Erlangung des akademischen Grades eines
Diplom-Ingenieurs (Dipl.-Ing.)
unter der Leitung von

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Wolfgang Gawlik
und
Dipl.-Ing. Jürgen Marchgraber

Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe

eingereicht an der
Technischen Universität Wien
Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik

von

Dominik Czeschka BSc
0825526
Otto-Probst-Straße 12/8/5
1100 Wien

Wien, im März 2017

Danksagung

Ich bedanke mich herzlich bei den besten Diplomarbeitbetreuern die es gibt, allen voran Jürgen Marchgraber von der TU Wien und Ewald Traxler von der Netz OÖ, sowie Andi Abart (Netz OÖ) und Prof. Wolfgang Gawlik (TU Wien). Ihre Unterstützung, auch über die fachliche Kompetenz hinaus, werde ich ihnen nie vergessen.

Ganz besonders danke ich meiner wundervollen Familie und Partnerin, die mich stets unterstützt und zu mir gehalten haben.

Danke!

Kurzfassung

Der Ausbau dezentraler Erzeugungsanlagen (DEA) wird aufgrund Österreichs Dekarbonisierungszielen, gestützt durch das Klimaschutzabkommen von Paris (COP21), und prognostiziertem steigendem Strombedarf [28] weiter voranschreiten. In einer Vielzahl von Untersuchungen wird als eine limitierende Größe für den Zubau von DEA das einzuhaltende Spannungsband gemäß EN 50160 [2] genannt. Maßnahmen zur Einhaltung des Spannungsbandes, ohne unmittelbaren Netzausbau, sind an unterschiedlichen Orten im Niederspannungsnetz denkbar.

Diese Arbeit vergleicht den Nutzen von Strangreglern (Spannungsregler, Netzregler) im Verteilnetzbetrieb auf Netzebene 7. Anhand realer Messdaten aus dem Feld und Untersuchungen im Prüflabor, werden verschiedene Typen von Strangreglern nach technischen und ökonomischen Gesichtspunkten betrachtet. Anhand von Simulationen im Netzberechnungsprogramm DIGSILENT PowerFactory wird der Einsatz von Strangreglern mit dem Einsatz von äquivalent wirksamen Batteriespeichern gegenübergestellt. Dazu wird ein Strang eines Niederspannungsnetzes näher untersucht indem mittels gemessenen Tageslastprofilen auf Sekundenbasis die im Netz auftretenden Spannungsbänder im Normalbetrieb, unter Einsatz eines Strangreglers und unter Einsatz eines Batteriespeichers, verglichen werden.

Zusammenfassend kann man sagen, dass das Einsatzgebiet für Strangregler sehr eingeschränkt, aber jedenfalls gegeben ist. Dies gilt auch für wirtschaftliche Aspekte. Bei der Ausführung als Niederspannungs-Längsregler, gilt es zu beachten, dass zwar die Phasenspreizung der Sternspannungen ausnivelliert wird, jedoch die Unsymmetrie gemäß EN 50160 steigt. Auch der Batteriespeicher zeigt sich als probates Mittel für Spannungshaltung im Ortsnetz. Der Vergleich der beiden Technologien zeigt, dass das (im Sinken begriffene) Preisniveau der derzeitiger Speicher zu hoch ist, um mit dem Strangregler (zum aktuellen Zeitpunkt) zu konkurrieren. Letztendlich gilt es aber zu klären, wie hoch die Komplexität der Niederspannungsnetze steigen soll und darf um den qualitativ hochwertigen Netzbetrieb in Zukunft weiter praktikabel zu gestalten.

Wesentliche Punkte der Arbeit:

- Netzverträglichkeit dezentraler Erzeugungsanlagen
- Spannungshaltung im Niederspannungsnetz
- Vergleich marktreifer Strangregler
- Wirksamkeit des Strangreglers im Feldeinsatz
- Ermittlung äquivalent wirksamer Batteriespeicher im „netzfreundlichen Betrieb“
- Ökonomische Betrachtung der Maßnahmen

Abstract

The integration of increasingly distributed generation due to Ausrian's decarbonisation targets, is supported by the implementation of the Paris Agreement at COP21 and the projected rising electricity demand [28]. A variety of studies is considering the specified nominal voltage range according to EN 50160 [2] as the limiting factor for the integration of additional energy sources. Measures to preserve the voltage in the stipulated bandwidth without conventional grid extension are possible at different points in the low voltage grid.

This thesis compared the usefulness of low voltage regulators (in-line voltage regulator). The voltage regulators are compared, based on field data and measurements in the test laboratory. Furthermore, a profitability analysis is carried out. Finally, the voltage regulator is compared with a battery storage operatin "grid-friendly". For this reason, a feeder is simulated with a load flow analysis, to find the equivalent effective settings for achieving a certain voltage range.

In summary, it can be said that the field of application for voltage regulators is limited, but exists. This also applies to economic aspects. It can be observed that the application of voltage series regulators increases the voltage asymmetry according to EN 50160, but reduces the voltage spread of the line-to-neutral voltages. The battery storage also fulfills the required voltage maintenance. The comparison of the two technologies shows that the (declining) price level of storage systems is current too high to challenge the voltage regulator (at the moment). Never the less, it is important to clarify the desired stage of complexity in low voltage grids for a feasible use in the future.

main topics:

- grid compatibility of distributed generation
- voltage maintenance in low voltage grids
- comparison of voltage regulators
- effectiveness of voltage regulators in operation
- evaluation of equally effective "grid-friendly"battery storage systems
- profitability analysis

Abkürzungen

ADRES	Autonomous Decentralised Renewable Energy Systems, Forschungsprojekt
COP21	21nd Conference of the Parties to the UNFCCC / UN-Klimakonferenz in Paris
DEA	dezentrale Erzeugungsanlage(n)
GIS	Geoinformationssystem
HS	Hoch- bzw. Höchstspannung
KÜ-Mast	Kabelüberführungsmast
LR	Längsregler
MS	Mittelspannung
Netz OÖ	Netz Oberösterreich GmbH
NH	Niederspannungs- Hochleistungs(-Sicherheit)
NS	Niederspannung
ON	Ortsnetz
PV	Photovoltaik, Fotovoltaik
rONT	regelbarer Ortsnetztransformator
THD	Total Harmonic Distortion
TOR	Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen
UN	United Nations
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change
WACC	Weighted Average Cost of Capital

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung	iii
Abstract	v
Abkürzungen	vii
1 Einleitung und Motivation	1
1.1 Rahmenbedingungen (allgemein)	1
1.2 Technische Rahmenbedingungen	1
1.3 Konkrete Beweggründe	3
2 Theoretische Grundlagen	7
2.1 Herausforderungen durch dezentrale Erzeugungsanlagen	7
2.1.1 Das Spannungsband	7
2.1.2 Spannungsbeeinflussung im Niederspannungsnetz	11
2.1.3 relevante Richtlinien und Phänomene	13
2.2 Möglichkeiten der Spannungshaltung	15
2.2.1 Liste von Maßnahmen zur Verbesserung der Netzqualität	15
2.2.2 Überblick der nichtkonventionellen technischen Möglichkeiten	15
2.3 Strangreglertechnologie	16
2.3.1 Stufen(längs)regler	18
2.3.2 Längsregler mit Koppel- und Erregertransformator	18
2.3.3 Längsregler mit Koppeltransformator und DC-Zwischenkreis	18
2.3.4 Längsregler mit Koppeltransformator und Thyristorsteuerung	19
2.3.5 Spartransformator mit Reluktanzregelung	19
2.3.6 Zick-Zack-Transformator	19
2.4 Batteriespeicher und Netzstabilisierung	20
3 Vergleich der Strangregler	23
3.1 Strangregler A	23
3.2 Strangregler B	27
3.3 Strangregler C	33
3.4 Strangregler D	39
3.5 Strangregler E	39
3.6 Strangregler F	40
3.7 Strangregler G	41
3.8 Vergleich	48
3.9 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung	50

3.9.1	Die Kapitalwertmethode	50
3.9.2	Randbedingungen	50
3.9.3	Vergleich der Kapitalwerte	52
4	Simulation Strangregler versus Batteriespeicher	57
4.1	Datengrundlage	57
4.2	Aufbau der Simulation	58
4.2.1	Allgemein	58
4.2.2	Referenzsimulation ohne Beeinflussung	58
4.2.3	Simulation mit Strangregler	58
4.2.4	Simulation mit Batteriespeicher	60
4.3	Ergebnisse	62
4.3.1	Szenarien	62
4.3.2	Vergleich	63
5	Zusammenfassung	69
	Literaturverzeichnis	75

1 Einleitung und Motivation

1.1 Rahmenbedingungen (allgemein)

Die Energieversorgung ist im Wandel. Weltweit und im Speziellen in Europa, wo das deutsche Schlagwort der „Energiewende“ geprägt wurde. Mit der internationalen Klimaabkommen von Paris (COP21) im Dezember 2015 bekannte sich die internationale Gemeinschaft dazu, die globale Erwärmung auf unter 2°C , bezogen auf das vorindustrielle Zeitalter, begrenzen zu wollen. Der Ausbau dezentraler Erzeugungsanlagen¹ (DEA) wird in Folge der politischen Maßnahmen in Form von Österreichs Dekarbonisierungszielen, weiter voranschreiten. Die von Österreichs Energie im September 2016 vorgelegte Stromstrategie für Österreich [28], geht durch die Umverteilung anderer Energieformen auf elektrische Energie, von einem steigendem elektrischen Energiebedarf (trotz sinkendem Gesamtenergiebedarf) aus. Die politische Richtung ist somit klar vorgegeben und die steigende Zunahme von DEA voraussehbar.

Bereits jetzt stoßen manche ländliche Niederspannungsnetze (NS) an ihre (technischen) Aufnahmekapazitäten. In einer Vielzahl von Untersuchungen [16],[15] wird als eine limitierende Größe für den Zubau von DEA das einzuhaltende Spannungsband gemäß EN50160 [2] genannt, welches in Kapitel 2 genau erläutert wird. In diesem Kapitel werden Maßnahmen zur Einhaltung des Spannungsbands vorgestellt, allen voran die Technologie des Strangreglers. In Kapitel 3 werden die gesammelten Erfahrungen mit Strangreglern² im Verteilnetzbetrieb erörtert. Im simulationsgestützten Vergleich wird dann die Wirksamkeit auf die Spannungshaltung von Strangregler und Batteriespeicher verglichen (Kapitel 4).

1.2 Technische Rahmenbedingungen

Das österreichische Energieverteilungssystem unterteilt sich in sieben unterschiedliche Netzebenen. [19] Kunden können je nach Bedarf auf unterschiedlichen Netzebenen angeschlossen werden. Die höchste Ebene stellt Netzebene 1 dar. Der Hausanschluss von Kundenzählpunkten im Niederspannung (NS)-Netz ist auf Netzebene 7. Das Energieverteilungssystem unterteilt sich in folgende Netzebenen:

- Netzebene 1: Höchstspannungsnetz mit 380/220kV
- Netzebene 2: Umspannung zwischen Höchst- und Hochspannungsebene

¹Der Begriff der „Energieerzeugung“ ist nach dem Energieerhaltungssatz physikalisch nicht korrekt, jedoch gebräuchlich für die Energieumwandlung eines Primärenergieträgers in elektrische Energie und wird deshalb in der vorliegenden Arbeit verwendet.

²Neben der Bezeichnung „Strangregler“, findet man in der Literatur ebenso die Begriffe „Spannungsregler“, „Einzelstrangregler“, „Netzregler“ und „Niederspannungs-Längsregler“. In englischsprachiger Literatur wird der Strangregler zumeist als „in-line voltage regulator“ oder „low voltage regulator“ bezeichnet.

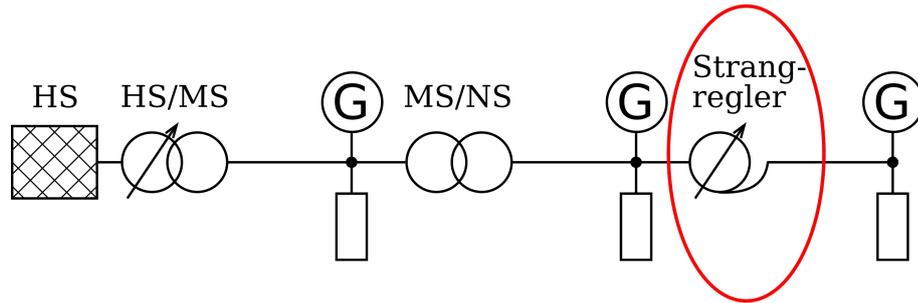


Abbildung 1.1: Der Strangregler wird im Niederspannungsnetz im Strang eingesetzt.

- Netzebene 3: Hochspannungsnetz mit 110kV Betriebsspannung
- Netzebene 4: Umspannung zwischen Hoch- und Mittelspannungsebene
- Netzebene 5: Mittelspannungsnetz wird bei der Netz OÖ mit 30kV betrieben
- Netzebene 6: Umspannung zwischen Mittel- und Niederspannungsebene
- Netzebene 7: Niederspannungsnetz mit üblichem Nennspannungsniveau von 230/400V

Abbildung 1.1 zeigt die gesamte Netztopologie bestehend aus Übertragungsnetz, und Verteilnetz in Mittelspannung (MS) und NS (wo bereits der Einsatzort des Strangreglers eingezeichnet ist). Entsprechend der traditionellen Betriebsweise der Stromnetze, mit ausschließlicher Energieerzeugung in Großkraftwerken, konnten Hausanschlüsse als reine Verbraucher angesehen werden (Spannungsabfall bis zum Hausanschluss). Durch dezentrale Erzeugung kann sich der Stromfluss und damit der Spannungsverlauf umkehren (fehlende Last vorausgesetzt). Die Spannung am Hausanschluss stellt somit das Maximum dar. Die Netzanforderungen nehmen durch die steigende Anzahl der im Verteilnetz installierten Einspeiser (meist PV-Anlagen) in Folge zu. Eine detailliertere Erklärung folgt hierzu in Kapitel 2.

Die hier behandelte Problematik lässt sich anhand Abbildung 1.2 anschaulich darstellen. Diese zeigt im oberen Bereich den Verlauf der Spannung über einen sonnigen Tag. Dabei sind zwei wesentliche Merkmale zu erkennen. Erstens kommt es zu einem Anstieg der Spannung im Strang des NS-Netzes und zweitens zu einer Unsymmetrie der Drehstromspannungen, zur Mittagszeit. Die sehr ausgeprägte Spannungsspreizung in diesem Fall, ist Folge von Einspeisung einphasiger Wechselrichter auf L1 (oberste Kurve, blau). In der unteren Hälfte ist der Lastfluss zu sehen. Dieser kehrt sich zur Mittagszeit um, sodass Energie aus dem NS-Netz über die ON-Station in das MS-Netz gespeist wird.

Die vorliegende Arbeit beschäftigt sich damit, durch eine technische Lösung im Bereich des Netzbetreibers, diese Problematik zu reduzieren.

Die Aufnahme der Effektivwerte der Sternspannungen in Sekundenschritten stammt von einem Strang eines ONes. Der Messpunkt befindet sich rund zwei Drittel der Stranglänge von der ON-Station entfernt (Impedanz ab Stations Sammelschiene: $0,17\Omega$, Kurzschlussleistung $S_K \approx 880kVA, 30^\circ$). Man erkennt an der obersten Kurve (L1, blau) den typischen Spannungshub über die Sonnenstunden durch Photovoltaik, Fotovoltaik (PV)-Einspeisung. Gleichzeitig kommt es zu einer starken Spannungsspreizung. Das Absinken

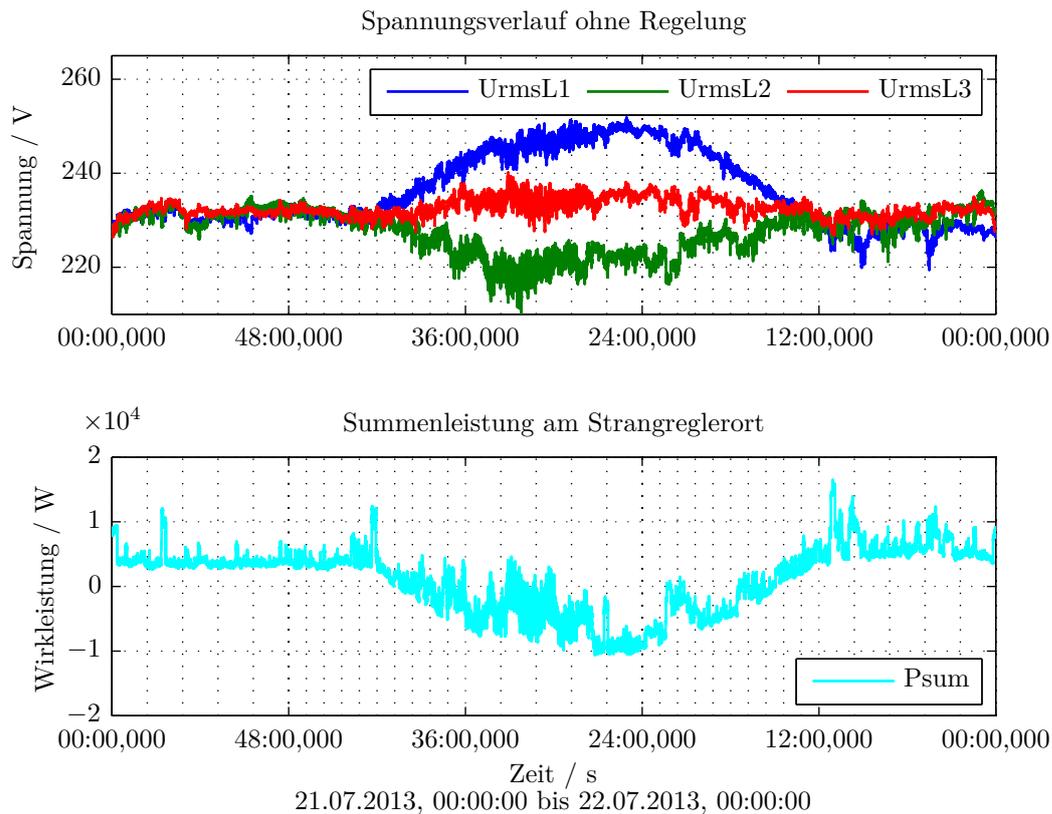


Abbildung 1.2: Der Spannungsverlauf in einem NS-Strang mit DEA an einem sonnigen Tag mit starker Unsymmetrie. Der Lastfluss ist zur Mittagszeit negativ. (Sonntag 21.07.2013, Einbauort Strangregler B)

des Effektivwertes der Sternspannung L2 (grün) deutet auf eine Verschiebung des Sternpunktes hin. Der Grund hierfür liegt darin, dass alle einphasigen Wechselrichter an Phase L1 angeschlossen sind. Dies wurde im Zuge eines Forschungsprojekt gemacht, um die DEA-Problematik zusätzlich zu verschärfen und ein „Worst-Case-Szenario“ zu schaffen.

1.3 Konkrete Beweggründe

Als oberösterreichischer Netzbetreiber, betreut die Netz OÖ ein Stromnetz das sowohl ländliche, als auch städtische Netzlandschaften beherbergt. Das MS-Netz wird auf den Spannungsebenen $110kV$ und $30kV$ betrieben. Die Anschaffungskosten für $30kV$ -Betriebsmittel sind in Bezug auf $20kV$ oder $10kV$ höher, bieten aber den Vorteil der vergleichsweise größeren Kurzschlussleistung. Dieser Sachverhalt wirkt sich positiv bei langen Netzausläufern bzw. hoher DEA-Durchdringung aus. Somit gibt es tendenziell weniger kritische Stränge an denen eine DEA-bedingte Verletzungen des Spannungsbandes auftritt. Dennoch steigen die Herausforderungen bei Blick in Richtung zukünftiger Entwicklung von DEA, Energiespeichern, Wärmepumpen und Elektromobilität.

Die Größe installierter DEA und damit verbunden der Anschlusspunkt (MS oder NS)

1 Einleitung und Motivation

sind abhängig von der regionalen Förderstruktur. Im Versorgungsgebiet der Netz OÖ herrschen Kleinanlagen ($\leq 30kW_p$) deutlich vor. Die Grenze wurde gewählt, da Wechselrichter, nach [18], bis $30kW_p$ mit integrierter Freischaltstelle ausgeführt sein dürfen und der Dimensionierung von Anlagen für Einfamilienhäusern und gewöhnlichen Landwirtschaften entspricht. Diese sind auf Netzebene 7 angeschlossen und somit für die Betrachtung von Strangregler und Batteriespeicher (Quartierspeicher) im NS-Netz relevant. Abbildung 1.3 zeigt die Situation anschaulich.

Insgesamt sind zum 27.11.2016 im ganzen Netzgebiet über $143MW_p$ PV-Leistung installiert, wovon $31MW_p$ auf Großanlagen über $30kW_p$ und $112MW_p$ auf Kleinanlagen bis zu $30kW_p$ entfallen. Je Wabe sind alle angeschlossenen PV-Anlagen, auf einer Fläche von $5km^2$ aufsummiert. In der linken Bildhälfte sind alle PV-Anlagen bis inklusive $30kW_p$, in der rechten Hälfte jene darüber, wabenweise kumuliert.

Zur besseren Kenntlichmachung belegter Waben, entspricht die Farbgebung nicht den Summenleistungsbereichen, sondern deren Quantilbereichen. So bedeutet beispielsweise das 0,99-Quantil, dass 99% aller Waben eine kleinere Installationsleistung aufweisen als die betrachtete. In Abbildung 1.3 stellt somit eine Wabe mit sattem Orange dar, dass 99 – 100% aller Waben eine kleiner Installationsleistung aufweisen. In absoluten Zahlen entspricht dies einer Summenleistung von $420,8kW_p$ bis $1050kW_p$. Das ist ein sehr großer Bereich, da es nur sehr wenige Waben solch hoher Leistungsdichte gibt. Dies ist wiederum auf die geringe Zahl an PV-Großanlagen in Folge der Förderstruktur zurückzuführen. In der rechten Hälfte der Abbildung 1.3 sind bei genauer Betrachtung keine hellgelben Waben (entspricht Quantilen von 0 bis 0,1) zu finden. Das ist so, da mehr als 10% der Waben eine Summenleistung von unter $15,1kW_p$, also wenige Kleinanlagen beherbergen. Die Verteilung zeigt also den hohen Anteil an PV-Kleinanlagen im Stromnetz der Netz Oberösterreich GmbH (Netz OÖ), welche ausschließlich an das NS-Netz angeschlossen sind. An manchen Strängen führt die hohe PV-Durchdringung in Folge zu Spannungsbandverletzungen und/oder Symmetrieproblemen der Versorgungsspannung.

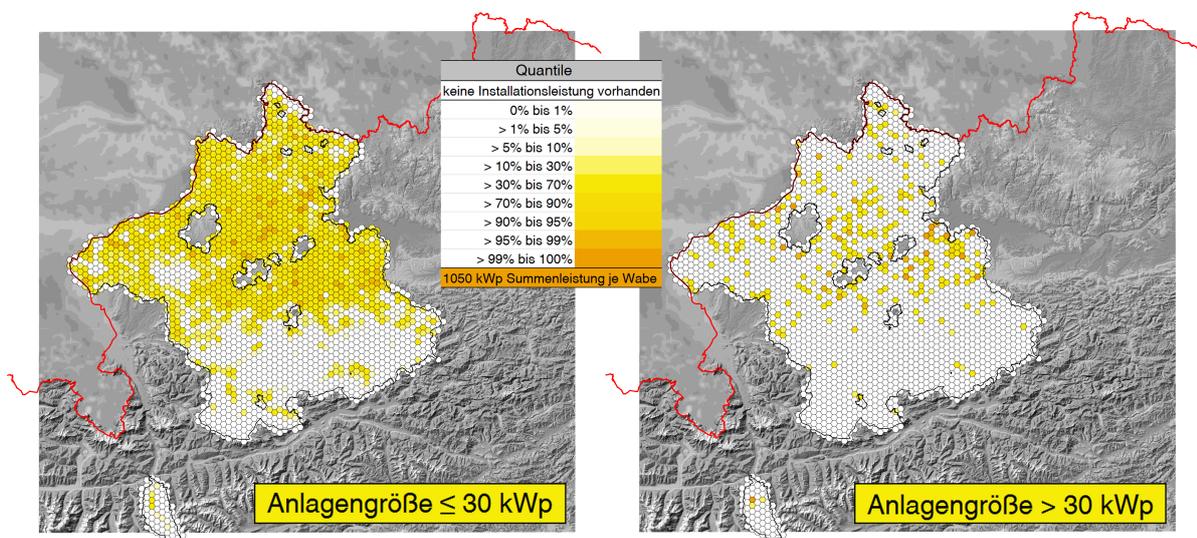


Abbildung 1.3: Summierte PV-Installationsleistung je 5km^2 , Anlagen bis 30kW_p (links) sowie über 30kW_p (rechts), Maximalwert: 1050kW_p , weiße Flächen haben PV-Installationsleistung 0, österreichische Staatsgrenze (rot), Versorgungsgebietsgrenze (grau)

2 Theoretische Grundlagen

2.1 Herausforderungen durch dezentrale Erzeugungsanlagen

Bei massivem Ausbau von DEA kann dieser zukünftig Einfluss auf die Netzqualität nehmen. In einer Vielzahl von Untersuchungen wird als eine limitierende Größe für den Zubau von dezentralen Einspeisern das einzuhaltende Spannungsband gemäß EN 50160 genannt. Mit welchen Möglichkeiten diesem Problem begegnet werden kann, welche Rahmenbedingungen eingehalten werden müssen und wie Strangregler für diesen Zweck eingesetzt werden können, zeigt das folgende Kapitel auf. Am Beginn der Betrachtungen steht die aktuelle Situation im Niederspannungsnetz (Netzebene 7).

2.1.1 Das Spannungsband

Das „Spannungsband“ beschreibt die Einhaltung einer maximalen Abweichung des Spannungsniveaus um den Sollwert von 400/230V von $\pm 10\%$ im Normalbetrieb. Wie dieses definiert ist, ist in Abschnitt 2.1.3 nachzulesen. Um den Kunden die hohen Spannungsqualitätsanforderungen bieten zu können, wird die Spannung im Umspannwerk auf 29,2kV bzw. 104% gehalten. Des weiteren sind Unsicherheiten des Regeltransformators von $\pm 1\%$ berücksichtigt. Für statische und dynamische Spannungsänderungen durch Belastung werden in der MS 5% und in der NS 6% Absenkung reserviert. Zusätzlich sind für Spannungsänderungen durch Einspeisung von dezentrale Erzeugungsanlage(n) (DEA) in der MS 2% und in der NS 3% Spannungshub vorgesehen. Für die Stufentoleranz und den Spannungsabfall am Ortsnetz (ON)-Transformator sind weiter 2% eingerechnet. Damit ist das volle Spannungsband von $\pm 10\%$ erschöpft.

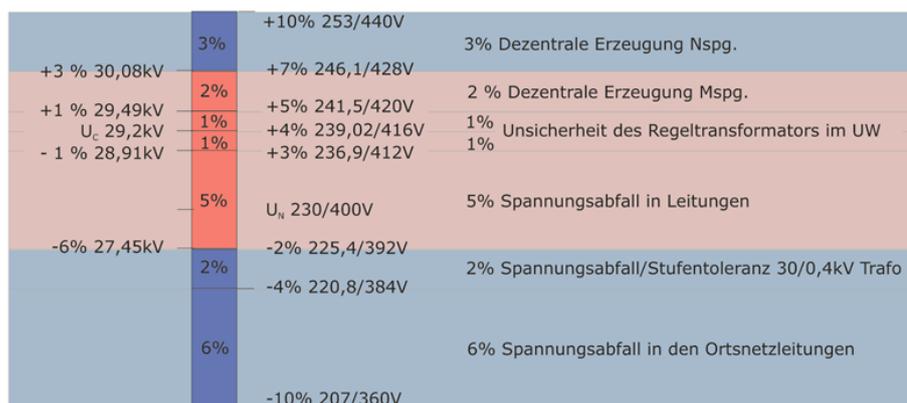


Abbildung 2.1: Spannungsbandverteilung bei der Netz Oberösterreich GmbH (Quelle: Netz OÖ)

Ausgehend von einer Last-freien Situation, wäre die Spannung im gesamten betrachteten Ortsnetz konstant. Das heißt, dass das Spannungsband sowohl nach oben hin, sowie nach

2 Theoretische Grundlagen

unten, nicht genutzt wird (Abbildung 2.2). Wenn nun Lasten an den Netzübergabestellen (Hausanschlüssen) angeschlossen sind, führen diese durch den Leistungsbezug, zum Stromfluss über die Versorgungsleitung. In Folge der Leitungsimpedanz kommt es damit zum Spannungsabfall entlang der Leitung.

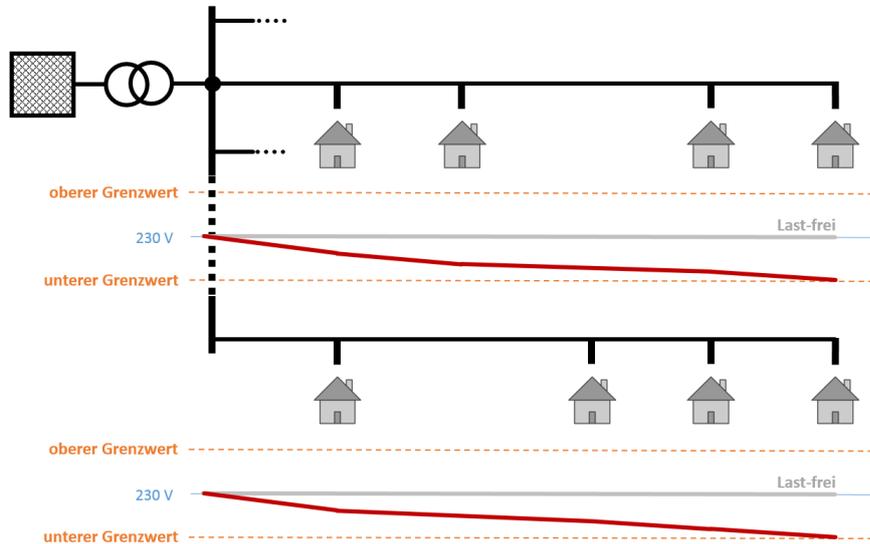


Abbildung 2.2: Schematische Darstellung Ortsnetz: Spannungsabfall entlang der beiden Stränge mit steigender Leitungslänge (vgl. Netz OÖ)

Wenn nun an einem der Stränge DEA angeschlossen werden, so führt die Einspeiseleistung, die die Bezugsleistung im Strang übersteigt, zu einem negativen Lastfluss vom Strangausläufer her in Richtung der ON-Station (Abbildung 2.3). Dort wird (durch PV-Einspeisung typisch, über die Mittagszeit) die überschüssige Energie über die MS abgeführt bzw. über die Sammelschiene im ON auf andere Stränge umverteilt. Wenn die Einspeiseleistung weiter ansteigt (z.B. Zubau weiterer PV-Anlagen), wird auch das obere Ende des Spannungsbandes erreicht bzw. überschritten.

Bei hoher Einspeisung (bzw. zeitgleich fehlender Last) würde das Spannungsband verletzt werden. Der Strangregler bietet in diesem Fall Abhilfe (Abbildung 2.4). Die konkrete Auswirkung auf das Spannungsband nach Abbildung 2.1, und wie mit dem Strangregler „zusätzliches Spannungsband“ gewonnen werden kann, zeigt Abbildung 2.6 anschaulich. In diesem Beispiel wäre am Strangreglerort die volle Spannungsanhebung von 3% durch DEA im NS-Netz sowie der volle Spannungsabfall entlang der Leitung (6%) erreicht. Durch die Regelung werden weitere $\pm 6\%$ Spannungsband im NS-Netz erschlossen.

Eine andere Möglichkeit der Spannungshaltung bietet der Batteriespeicher, in diesem Fall als netzdienlich betriebener Quartierspeicher im Strang des ON. Dieser bietet umfangreichere Möglichkeiten für die Spannungsbeeinflussung durch Blindleistungsmanagement und die lokale Aufnahme oder Abgabe von Wirkleistung (Abbildung 2.5). Die Wirkleistungsbeeinflussung bietet sehr hohe Güte bzgl. der Spannungsbeeinflussung im NS-Netz, wie Gleichung 2.2 zeigt.

2.1 Herausforderungen durch dezentrale Erzeugungsanlagen

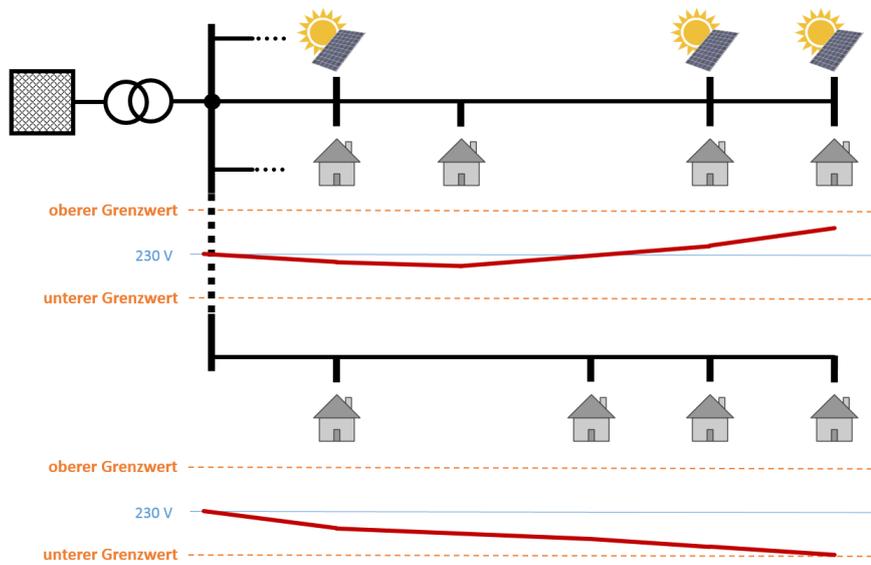


Abbildung 2.3: Schematische Darstellung Ortsnetz: Spannungshub entlang des oberen, Spannungsabfall entlang des unteren Strangs (vgl. Netz OÖ)

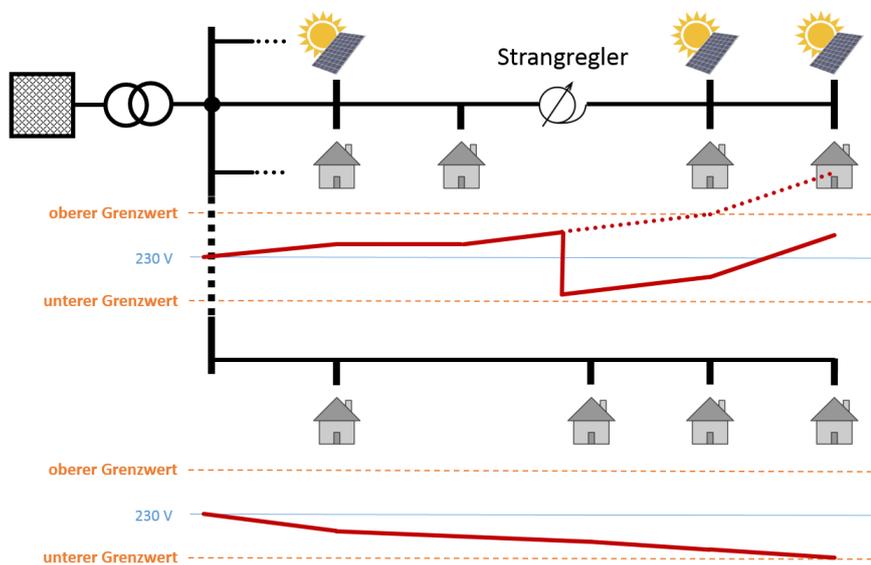


Abbildung 2.4: Schematische Darstellung Ortsnetz: Der Strangregler verhindert die Spannungsbandverletzung bei starker Einspeisung im Strang (vgl. Netz OÖ)

2 Theoretische Grundlagen

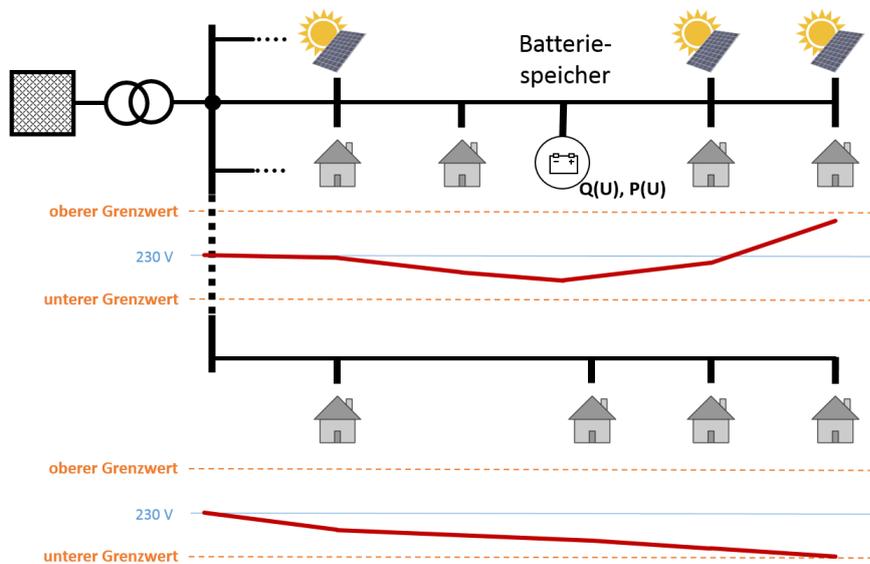


Abbildung 2.5: Schematische Darstellung Ortsnetz: Der Batteriespeicher verhindert die Spannungsbandverletzung bei starker Einspeisung im Strang (vgl. Netz OÖ)

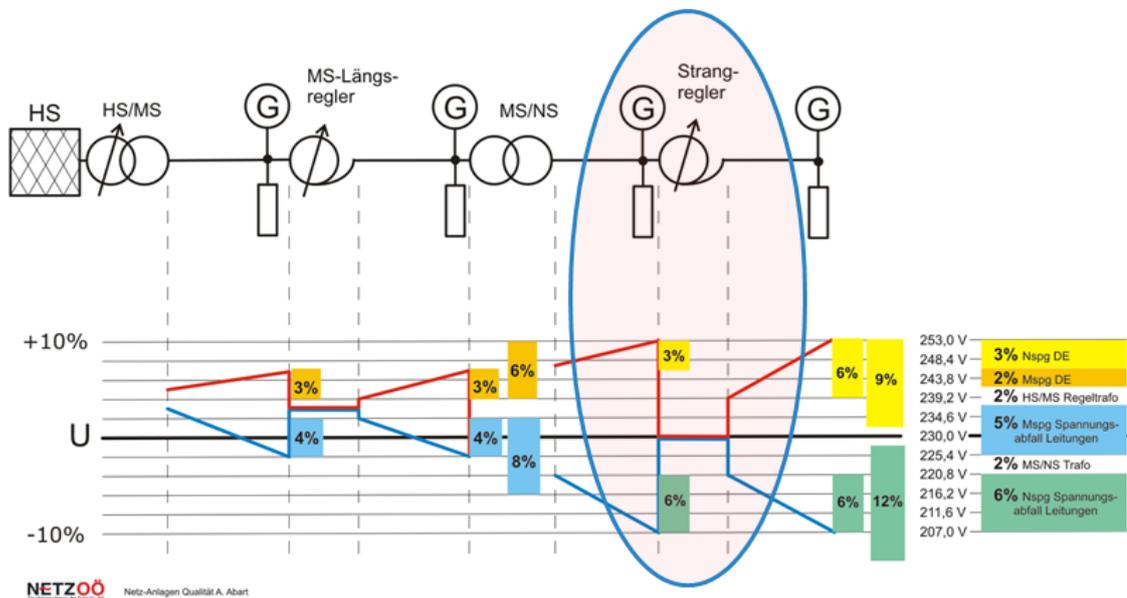


Abbildung 2.6: Spannungsbandgewinn durch Einsatz des Strangreglers. (Quelle: Netz OÖ)

2.1.2 Spannungsbeeinflussung im Niederspannungsnetz

In der Netzebene 7 gilt im Gegensatz zu überlagerten Netzebenen für die eingesetzten Leitungen $R \gg X$. Der Spannungsabfall an den Leitungen sei gemäß [30] anhand von Abbildung 2.7 dargestellt.

In Abbildung 2.8 ist das Zeigerdiagramm für den Spannungsabfall entlang der Leitung dargestellt. Dieser errechnet sich zu:

$$\underline{\Delta U} = \underline{U}_1 - \underline{U}_2 = (I_{w2} - jI_{B2})(R + jX) = I_{w2}R + I_{B2}X + j(I_{w2}X - I_{B2}R) \quad (2.1)$$

Unter Annahme einer induktiven Belastung am Ende der Leitung ergibt sich für die Längsspannung U_l und Querspannung U_q :

$$U_l = I_{w2}R + I_{B2}X = I_2(R \cos(\varphi) + X \sin(\varphi)) = I_2 \cdot X \cdot \left(\frac{R}{X} \cos(\varphi) + \sin(\varphi)\right) \quad (2.2)$$

$$U_q = I_{w2}X - I_{B2}R = I_2(X \cos(\varphi) - R \sin(\varphi)) \quad (2.3)$$

Man erkennt, dass für Niederspannungsnetze mit $R \gg X$ mit guter Näherung angenommen werden kann, dass $U_q \ll U_2 + U_l$ und damit der Spannungsabfall über der Leitung maßgeblich von der Spannung U_l abhängt. Die Spannung U_l wiederum wird hauptsächlich durch die Wirkstromkomponente I_{w2} , bzw. zu kleineren Teilen von der Blindstromkomponente beeinflusst. Um dies zu verdeutlichen ergibt sich unter Annahme eines $\cos(\varphi) = 0.95$ am Ende der Leitung und einem $\frac{R}{X} \approx 2.5$ [22] im Niederspannungsnetz für die rechten Terme in Gleichung 2.2 eine Aufteilung von 88% zu 12% der Wirk- und Blindkomponente als Einflussfaktor auf die Spannung U_l . Um Spannungsprobleme zu beheben ist also im Niederspannungsnetz die Beeinflussung der Wirkleistung erheblich wirksamer als die Beeinflussung der Blindleistung.

Diese steht jedoch dem wirtschaftlichen Bestreben der PV-Anlagenbesitzer entgegen, die die maximale Wirkleistung zur bestmöglichen Ausnutzung der Anlage einspeisen wollen. Damit bleibt nur die Blindleistungskomponente zur Beeinflussung der Spannung. Für einphasige Anlagen größer 3,68kVA ist daher mit der Q(U)-Regelung eine spannungsabhängige Abgabe von Blindleistung in der aktuellen TOR D4 [18] (siehe Abschnitt 2.1.3) gefordert. Dadurch kann der wirkleistungsabhängigen Spannungshub lokal reduziert werden, ohne Einfluss auf die eingespeiste Wirkleistung zu nehmen. Wenn die Spannung dennoch den oberen Grenzwert von 110% der Nennspannung überschreitet, bleibt nur noch die Möglichkeit der Wirkleistungsabregelung (P(U)-Regelung). [18]

Den Spannungsbandproblemen am Ort der Entstehung, dezentral entgegenzuwirken, ohne die Einspeiseleistung von DEA anpassen zu müssen, wäre wünschenswert. Die Einspeiseleistung der DEA ist zu jedem Zeitpunkt durch die witterungsabhängige Produktion vorgegeben. Mehrphasig angebundene Erzeuger könnten statt symmetrischer Einspeisung die Wirkleistung in Abhängigkeit der Spannung auf die einzelnen Phasen netzdienlich aufteilen, ohne Einfluss auf die Gesamtleistung zu nehmen. Je höher die Spannung an der betreffenden Phase, desto mehr Leistung wird eingespeist und umgekehrt. Die damit verbundene Beeinflussung der Phasen-Wirkleistungen ist nach Gleichung 2.2 ein sehr wirksames Mittel um Spannungsbandverletzungen zu unterbinden. Durch den Einsatz von Batteriespeichern kann dieser Vorgang in gewissem Maße zeitflexibel vollzogen werden. Ein Wechselrichter in Verbindung mit einem Batteriespeicher kann so auf einen symmetrischen

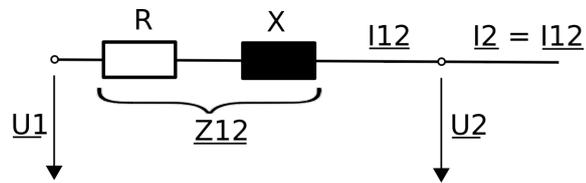


Abbildung 2.7: Ersatzschaltbild NS-Leitung (vgl. [30])

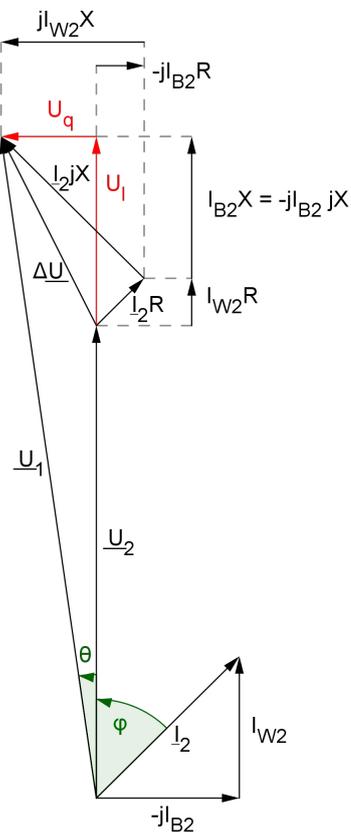


Abbildung 2.8: Zeigerdiagramm der Spannungs- und Stromzeiger zugehörig zum Ersatzschaltbild in Abbildung 2.7 [30]

Spannungswert aller Phasen regeln und damit Spannungsbandverletzungen gegebenenfalls verhindern. [17]

Abgesehen von Spannungsbandproblemen kann bei Anstieg der dezentralen Einspeisung die Nennleistung der Betriebsmittel (z.B. Freileitung, Kabel) ein limitierender Faktor sein. [20] In ländlichen Netzen ist aufgrund der Leitungslängen jedoch die Spannungsbandverletzung wahrscheinlicher als die Überschreitung der Stromtragfähigkeit. Durch den Einsatz der beschriebenen Methoden wird die Betriebsmittelauslastung auch in ländlichen Gegenden erhöht und ein Überschreiten der Stromtragfähigkeit wahrscheinlicher. Dadurch muss zukünftig neben der Spannungsbandproblematik auch der Stromtragfähigkeit im Anschlussbewilligungsverfahren mehr Aufmerksamkeit geschenkt werden.

2.1.3 relevante Richtlinien und Phänomene

Der regulierte Bereich des Netzbetriebes unterliegt einer Vielzahl von Bestimmungen und Regulativen. Die Aufgabe, allen Netznutzern des öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzes elektrische Energie in der gewohnt hohen Qualität, bei gleichzeitig hoher Versorgungssicherheit zu Verfügung zu stellen, bedarf einer Vielzahl an Technologien und Know-How. Die zunehmende Integration von DEA zog und wird weiterhin Anpassungen der Rahmenbedingungen mit sich ziehen, um auch zukünftig auf einen stabilen Netzbetrieb setzen zu können. Die folgenden Normen und Richtlinien bilden diese Rahmenbedingungen für Österreich, oder darüber hinaus, ab.

EN 50160

Die zentrale Rolle bei der Beurteilung der Spannungsqualität nimmt die „ÖVE/ÖNORM EN 50160:2011-03-01, Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen“ [2] ein. Dort werden die wesentlichen Eigenschaften der Versorgungsspannung im Normalbetrieb an der Übergabestelle zum Netznutzer definiert, spezifiziert und beschrieben. Diese gelten für öffentliche Netze der NS, MS und Hoch- bzw. Höchstspannung (HS). Die einzuhaltenden Grenzwerte und Rahmenbedingungen sind dort, für übliche Betriebszustände, nicht aber für Fehlerfälle, festgehalten.

Spannungsniveau Unter normalen Betriebsbedingungen müssen 95% der 10-Minuten-Mittelwerte des Effektivwertes der Versorgungsspannung jedes Wochenintervalls innerhalb dieses Spannungsbandes liegen und 100% der Werte müssen im Bereich von +10% bis -15% der Nennspannung liegen.

Kurzzeitige schnelle Spannungsänderungen Kurzzeitige Unter- und Überschreitungen des Toleranzbandes von $\pm 10\%$ der Nennspannung werden als Ereignisse bezeichnet. Diese können beispielsweise von hohen Motoranlaufströmen oder Kurzschlüssen im MS- oder HS-Netz verursacht sein. [35]

Flicker Als Flicker bzw. Flimmern wird der „Eindruck der Unstätigkeit visueller Empfindungen, hervorgerufen durch Lichtreize mit zeitlicher Schwankung der Leuchtdichten oder der spektralen Verteilung“ [2] bezeichnet. Er wird in der Norm in Kurzzeit-Flickerstärke

(P_{st}) über ein 10min-Zeitintervall oder Langzeit-Flickerstärke (P_{lt}) über ein 2h-Zeitintervall über

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^{12} \frac{P_{st,i}^3}{12}} \quad (2.4)$$

berechnet. Der Flickerwert ist somit von der Höhe und Anzahl der Spannungsänderungen und deren Wiederholungshäufigkeit abhängig. Der Langzeit-Flicker sollte bei normalen Betriebsbedingungen den Wert 1, während 95% eines beliebigen Wochenintervalls, nicht überschreiten.

Unsymmetrie der Versorgungsspannung Im Normalbetrieb müssen 95% eines Wochenintervalls der 10min-Mittelwerte des „Effektivwerts der Gegensystemkomponente der Grundschwingung der Versorgungsspannung“ zwischen 0% und 2% der Grundschwingungsmitsystemkomponente liegen. Relativiert wird diese Forderung durch die Anmerkung der Norm: „In manchen Gegenden mit Anlagen von Netznutzern, die teilweise ein- oder zweiphasig angeschlossen sind, treten Unsymmetrien bis zu 3% an den Drehstrom-Übergabestellen auf.“

Oberschwingungen sind „sinusförmige Spannungen“ einer Frequenz mit „ganzzahligem Vielfachen der Grundschwingungsfrequenz der Versorgungsspannung“. Sie werden per Total Harmonic Distortion (THD) angegeben über die Ordnungszahl h mit:

$$THD = \sqrt{\sum_{h=2}^{40} u_h^2} \quad (2.5)$$

Die Grenzwerte unterscheiden sich nach der Ordnungszahl h und sind in auf Seite 15 in Norm [2] angegeben. Besonders durch die Zunahme nichtlinearer Lasten, wie Netzteile und Frequenzumrichter, kommt es zu relevanten Pegeln der Oberschwingung. Der niedrige Grenzwert der Ordnung 15, mit einer relativen Spannungsamplitude von 0,5%, kann dabei ein Problem der Grenzwertverletzung darstellen.

Technisch Organisatorische Regeln

Die „Technischen und organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen“ (TOR) gliedern sich in die Teile A bis F. Im Zusammenhang mit dieser Arbeit ist Teil D „Besondere technische Regeln“ und ferner die beiden darin enthaltenen Hauptabschnitte „D2: Richtlinie zur Beurteilung von Netzzrückwirkungen“ [12] und „D4: Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen mit Verteilernetzen“ [18] von Interesse. Dort werden die Anschlussbedingungen für Verbraucher ([12]) und DEA ([18]) geregelt. Seit der Überarbeitung 2016 ist in [18] beispielsweise eine Begrenzung von 3,68kVA für einphasige Einspeisung und erweitertes Blindleistungsmanagement darüber vorgeschrieben. Außerdem ist eine Wirkleistungseinspeisereduktion in Form einer $P(U)$ -Kennlinie ab 110% Nennspannung vorgesehen (die somit nach der $Q(U)$ -Regelung greift).

2.2 Möglichkeiten der Spannungshaltung

Die Maßnahmenliste um eine ordnungsgemäße Spannungsqualität garantieren zu können ist vielfältig. Neben den in dieser Arbeit betrachteten technischen Möglichkeiten, gibt es auch regulatorische (z.B. volkswirtschaftlich sinnvolle Begrenzung der Wechselrichterleistung in Abhängigkeit der Peak-Leistung der PV-Anlage [16]), die die aktuellen Rahmenbedingungen den technologischen und strukturellen Entwicklungen anpassen könnten.

2.2.1 Liste von Maßnahmen zur Verbesserung der Netzqualität

Die konventionellen (technischen) Maßnahmen zur Netzverbesserung durch den Netzbetreiber (vgl.[25]) gliedern sich in:

- Anschluss der störenden Anlage an einen Punkt mit höherer Kurzschlussleistung (eigene Leitung bzw. Transformatorstation)
- Verkabelung eines Freileitungsabschnittes
- Leitungsverstärkung (Querschnittserhöhung oder Parallelschaltung von Leitungen)
- Ersatz von Freileitungen durch Kabel oder isolierte Freileitungen (Bündelleiter)
- Betrieb von Leitungsabschnitten im NS-Netz mit 980V

Neue Herausforderungen durch den größer werdenden Anteil an DEA, erfordern aber neue und adäquate Maßnahmen, um die es die konventionellen Netzverbesserungsmaßnahmen zu erweitern gilt. Einige davon liegen *nicht im Bereich des Netzbetreibers* und sind Netzverbesserungsmaßnahmen durch Änderung der Rahmenbedingungen:

- gesetzlich/regulatorisch (z.B. Cut-off bei 70% Peakleistung)
- wirtschaftlich (z.B. Tarif-Anreize bei Beschränkung der Wechselrichterleistung)
- planerisch (z.B. probabilistische Bewertung im Anschlussgenehmigungsverfahren)
- technisch (z.B. $\cos\varphi(P)$ - oder $Q(U)$ -Regelung)

Konkrete nichtkonventionelle technische Lösungen *im Bereich des Netzbetreibers* sind beispielsweise:

- regelbarer Ortsnetztransformator (rONT)
- Strangregler
- Energiespeicher (Quartierspeicher)

2.2.2 Überblick der nichtkonventionellen technischen Möglichkeiten

Geeignete nichtkonventionelle Maßnahmen um die Vorgaben zur Einhaltung des Spannungsbandes im Niederspannungsnetz erfüllen zu können sind an verschiedenen Orten im Netz denkbar. Abbildung 2.9 zeigt drei Varianten. Vorrangig wurden bis dato alternative Spannungsregler (rONT, Strangregler) bzw. Blindleistungsmanagement (z.B. $Q(U)$ -Regelung) vorgeschlagen und untersucht. Die Einsatzorte im ON können unterteilt werden

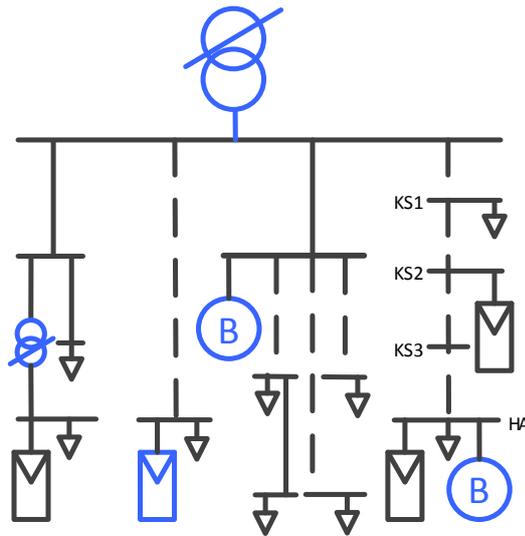


Abbildung 2.9: ON-Schema. Die Einflussnahme auf die Spannung ist mit den blau gefärbten Elementen möglich. „ON-global“ mithilfe eines rONT, abgangsspezifisch mithilfe eines Strangreglers oder dezentral mithilfe entsprechender Regelungen in den Wechselrichtern konventioneller Einspeiseanlagen bzw. in Kombination mit Batteriespeichern.

in „globale“ (rONT), „lokale“ (dezentral an den Einspeisepunkten selbst) oder abgangsbezogene Maßnahmen die örtlich dazwischen liegen (Strangregler).

Strangregler und rONT können einander ergänzen, müssen aber nicht in Kombination verwendet werden. Die Einsatzart hängt von den Netzgegebenheiten ab. Die „globale“ Regelung der Stränge an der Stelle der Transformatorstation mit dem rONT, macht, so wie der Strangregler in einem Strang, die flexible Ausnutzung des Spannungsbands möglich. Wenn jedoch die Stränge ein unterschiedliches Last- bzw. Einspeiseverhalten aufweisen (vgl. Abbildung 2.3), so ist die Stufenregelung des ON-Transformators eingeschränkt/wirkungslos, da beide Spannungsbandgrenzen nahezu/gleichzeitig erreicht werden. Außerdem stuft der rONT immer alle drei Phasen gleichzeitig, während der Strangregler phasenspezifisch regelt.

2.3 Strangreglertechnologie

Die meisten der hier betrachteten Strangregler sind NS-Längsregler. Längsregler im elektrischen Energieübertragungs- und -verteilnetz werden nach [30] in direkt und indirekt regelbare Transformatoren unterschieden. Die direkte Änderung des Windungszahlen-Übersetzungsverhältnisses durch Umschalten der Anzapfung (einzelne Windungen zu- oder wegschalten) erfolgt durch einen unterbrechungsfreien Stufenschalter. Dieser kann unter Last schalten. Der Transformator muss auf die zu übertragende Durchgangsleistung (z.B. $250kVA$, $630kVA$) dimensioniert sein. Dieses Prinzip kommt beim rONT zur Anwendung.

An diesem Punkt unterscheidet sich der Aufbau von NS-Längsregler und rONT grundlegend. Denn bei indirekt längsregelbaren Transformatoren wird nach [30] über einen Koppeltransformator mit eigenem Eisenkreis vergleichsweise geringer Leistung, eine phasen-

gleiche oder um 180° phasenverschobene (negative) Zusatzspannung in Serie mit der Ausgangsspannung induziert. Die konstruktive Auslegung des Leistungsteiles ist verhältnismäßig gering, da lediglich die Spannungsdifferenz ausgeglichen werden muss. Somit ergibt sich eine Bauleistung in Höhe der Scheinleistung S aus Differenzspannung ΔU und konjugiert komplexer Stromstärke I^* von:

$$S = 3 \cdot \Delta U I^* \quad (2.6)$$

Damit ergeben sich beispielsweise bei einer Durchgangsnennleistung von $250kVA$ und einem Regelbereich von 6% (Annahme ohmsche Verbraucher und Spannung symmetrisch) für die Bauleistung jeder Phase $S_{\text{Einzelbauleistung}}$:

$$S = \frac{250kVA}{3} = 83,3kVA \quad (2.7)$$

$$I = \frac{83,3kVA}{230V} = 362,3A \quad (2.8)$$

$$\Delta U = 230V \cdot 0,06 = 13,8V \quad (2.9)$$

$$S_{\text{Einzelbauleistung}} = 5kVA \quad (2.10)$$

Längsregler können auf Grund ihres Aufbaus den Betrag der Spannung, in positiver sowie in negativer Richtung beeinflussen (siehe Abbildung 2.10). Dadurch können Knotenspannungen bzw. Blindleistungsflüsse nahezu beliebig gesteuert werden. Die Steuerung von Wirkleistungsflüssen ist jedoch nicht möglich.

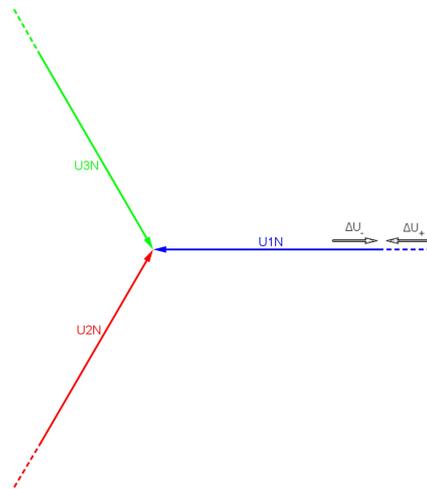


Abbildung 2.10: Spannungszeigerdiagramm der Längsregelung

Neben dem Konzept des Längsreglers, findet sich unter den analysierten Strangreglern auch noch jenes der Zick-Zack-Schaltung. Dieses rein passive System reduziert die Phasenspreizung durch teilweise Umverteilung des Neutralleiterstroms.

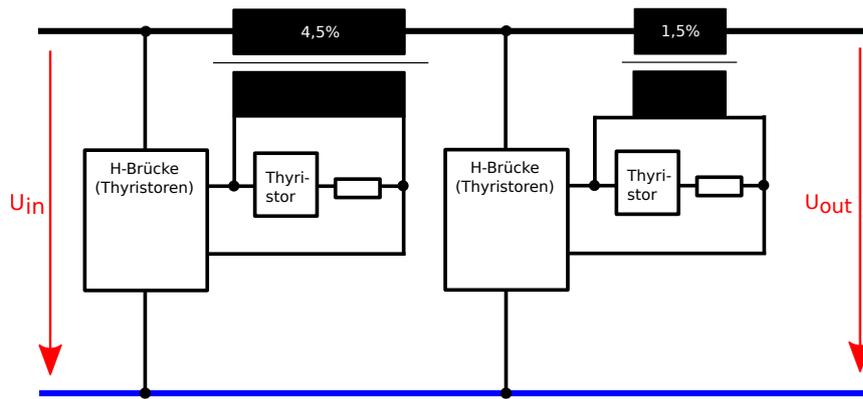


Abbildung 2.11: Das Prinzip des Stufenreglers ist die Spannungsbeeinflussung durch Längsinduktivitäten. In diesem Beispiel ist eine Spannungsänderung Bereich von $\pm 6\%$ in Schritten zu $1,5\%$ möglich.

2.3.1 Stufen(längs)regler

Das am häufigsten in den betrachteten Produkten zur Anwendung kommende Prinzip, ist jenes der gestuften Längsregelung. Dabei wird die Ausgangsspannung durch eine in Serie geschaltete Spule des Koppeltransformators beeinflusst. Die Primärspule des Längstransformators wird dazu über die Steuerelektronik bestromt oder kurzgeschlossen. In Abbildung 2.11 ist zur Veranschaulichung das Prinzipschaltbild von Strangregler B zu sehen, anhand dessen der Schaltvorgang näher erläutert wird. [3] Über die Kombination der beiden Koppeltransformatoren können Änderungen der Ausgangsspannung von $\pm 6\%$ in einer Stufenhöhe zu je $1,5\%$ erreicht werden. Dazu wird die Primärwicklung des Transformators in der jeweiligen Richtung bestromt. So kann beispielsweise mit $-4,5\%$ und $+1,5\%$ eine Spannungsstufung um -3% erreicht werden. Die Thyristor-Ventile zünden jeweils im Maximum des sinusförmigen Spannungsverlaufs (siehe Messung Abbildung 3.12). Im Fehlerfall schließt ein Schütz, parallel zu Widerstand-Thyristorzweig, die Primärspule kurz. So wird sichergestellt, dass die Versorgung, wenn auch unregelt, weiterhin sichergestellt ist. Auf diesem grundlegenden Prinzip basieren neben Strangregler B auch die Konstruktionen von Strangregler D und Strangregler I.

2.3.2 Längsregler mit Koppel- und Erregertransformator

Wie bei Leistungstransformatoren üblich, kann statt der Steuerelektronik beim Stufenregler (Abschnitt 2.3.1), ein eigener Erregertransformator verwendet werden. Dieser kann durch Umpolung das Vorzeichen und Variation der Anzapfung die Amplitude der zu überlagernden Längsspannung variieren (vgl. [30]). Das älteste der Produkte, Strangregler A, nutzt diese Prinzip der Spannungsregelung.

2.3.3 Längsregler mit Koppeltransformator und DC-Zwischenkreis

Dieser Strangregler ist ebenfalls als Längsregler aufgebaut, unterscheidet sich jedoch wesentlich im Bereich der abrufbaren Regelleistung und -geschwindigkeit, von den anderen Typen. Um die Ausgleichsenergie zu Verfügung stellen zu können, besitzt das Produkt

je Phase einen Kondensator im Gleichspannungs-Zwischenkreis. Dieser wird über einen Gleichrichter aus der Versorgungsspannung gespeist und koppelt nach dem Wechselrichter die Differenzspannung über den Längstransformator auf der jeweiligen Phase ein. Die Primärspule des Längstransformators kann im Fehlerfall, zur Vermeidung der Versorgungsunterbrechung, kurzgeschlossen werden. Dieses Prinzip nutzt Strangregler C. [4]

2.3.4 Längsregler mit Koppeltransformator und Thyristorsteuerung

Die Primärspule des Koppeltransformator wird einmal über alle Windungen, einmal per Zwischenanzapfung mittels Spannungsablaufsteuerung (Voltage Sequence Control) über 2 Zweige von antiparallelen Thyristoren mit einem Strom beaufschlagt. Die Form des deformierten Sinusstroms hängt vom Zündungszeitpunkt des Thyristors sowie der Stromrichtung der Zweige ab. Die Amplitude kann durch die Kombination der beiden unterschiedlichen Anzapfungen variiert werden. Der Strangregler wird von der Ausgangsseite her versorgt und benötigt einen Rückstrom aus dem nachgelagerten Strang zur Versorgung und als Haltestrom für die Thyristoren. Der Strangregler kommt seiner Funktion daher nur im Fall des negativen Lastflusses (vom Strangende her zur ON-Station). Der Aufbau entspricht jenem von Strangregler G. [8],[7]

2.3.5 Spartransformator mit Reluktanzregelung

Das Konzept ist ausschließlich für negative Lastflüsse im Strang (durch DEA-Einspeisung) ausgelegt. Im herkömmlichen Lastfall ist ein Bypass aktiv. Ändert der Lastfluss die Richtung, wird automatisch auf einen Spartransformator mit fixem Umsetzungsverhältnis von 10/9 auf d umgeschaltet. Dadurch wird die Ausgangsspannung um 10% abgesenkt. [34] Strangregler F

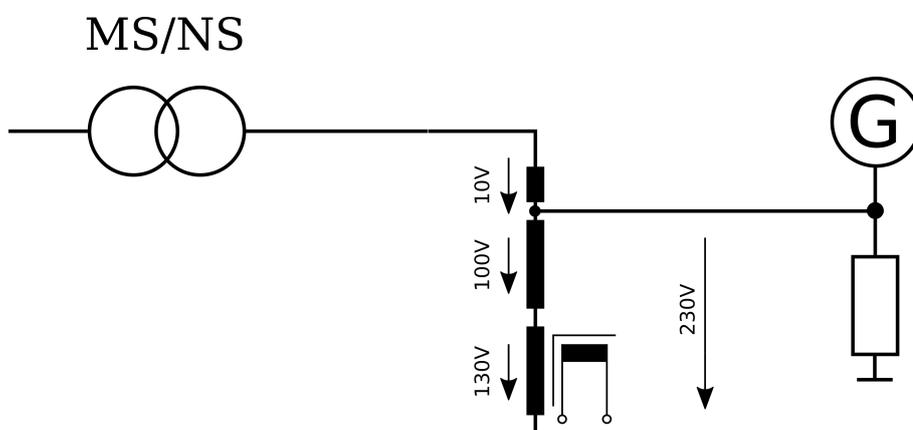


Abbildung 2.12: Strangregler als fixer Spartransformator und Reluktanz-veränderbarer Induktivität

2.3.6 Zick-Zack-Transformator

Einen anderen Ansatz, der nicht auf das Prinzip des Längsreglers aufbaut, stellt der Zick-Zack-Transformator (Balancer) dar. In diesem Fall werden nicht die Sternspannungen

aktiv in ihrem Betrag beeinflusst, sondern es wird eine Umverteilung des Neutralleiterstroms erreicht. Das führt in weiterer Folge zur Symmetrierung des Spannungsdreiecks. Die Sternpunktverschiebung wird wesentlich verringert. Die Ausprägung des Effektes ist vom Impedanzverhältnis von Leitung ($Z_L + Z_N$) zu Zick-Zack-Schaltung (je Phase $0, 1\Omega$) abhängig. Die Leitungsimpedanz sollte $> 0, 3\Omega$ (entspricht $450m \ 4xAL95mm^2$) für den wirksamen Einsatz betragen. Das Prinzip ist folgendes. Angenommen, es gibt eine einphasige Last, die das sonst symmetrische System stört und den Sternpunkt versetzt. Dann ist der Anteil x des Neutralleiterstroms (Leitungsimpedanz-abhängig), jener Strom, der über den Strangregler fließt. Durch die Zick-Zack-Schaltung wird nun der Strom im belasteten Leiter um $x/3$ reduziert, während die beiden anderen Leiter mit $x/3$ des Stroms beaufschlagt werden. [5]

Zum besseren Verständnis der Wirkungsweise und Erkennen von Grenzen, wurde der Strangregler, welcher Typ E entspricht, in einer Spice-Simulation untersucht. Die Bedenken bzgl. der Berührungsspannung an Geräten beim Verbraucher müssen noch mit den Kollegen der Schutz-Abteilung im Detail untersucht werden. Laut Hersteller gibt es diesbezüglich keine Bedenken.

2.4 Batteriespeicher und Netzstabilisierung

Bei netzdienlichem Einsatz von Batteriespeichern in NS-Netzen, können diese zur Betriebsmittelentlastung und vor allem zur Minimierung des Spannungshubes einen positiven Beitrag liefern. Dass intelligent gesteuerte Batteriespeicher den durch PV-Anlagen hervorgerufenen Spannungshub signifikant senken können, ohne die Einspeisung von PV-Anlagen beschränken zu müssen, zeigt [33]. Größere Netzspeicher (Quartierspeicher) im ON werden in der Arbeit als wichtig für die Kompensation der Spannungshübe im Sommer identifiziert. Gleichzeitig wird angegeben, dass bei optimaler Platzierung, Ladesteuerung und Dimensionierung kein oder höchstens ein minimales Einspeisemanagement erforderlich ist.

Gleichzeitig birgt die Installation von Hausspeichern die Gefahr, falls nicht früh genug entsprechende Rahmenbedingungen für den Anschluss definiert werden, nicht netzdienlich zu wirken. Denn wenn das Vorhalten von Speicherreserven für die Mittagsspitze nicht vorgegeben ist, werden gerade an einzelnen Tagen (Schwachlast und hoher DEA-Ertrag) die Speicher vor der Mittagsspitze gefüllt sein und das Netz einer Maximalauslegung entsprechen müssen.

In der TOR D4 [18] stehen in der aktuellen Fassung über Batteriespeicher: „Elektrische Energiespeicher sind in ihrer Wirkung auf das Verteilernetz grundsätzlich auch wie Erzeugungsanlagen zu werten. Sofern nicht ausdrücklich anders bestimmt, gelten für sie die Bestimmungen der TOR, die sich auf Erzeugungsanlagen beziehen, gleichermaßen.“ Eine Vorhaltung von Kapazitätsreserven zur Ladung oder Entladung ist nicht vorgesehen.

Zu bemerken ist noch, dass beim Anschluss an einen Netzverknüpfungspunkt die kumulierte netzwirksame Bemessungsleistung aus Erzeugungsanlagen und elektrischen Energiespeichern herangezogen wird. Ausgenommen davon sind Speicher zur Eigenverbrauchsoptimierung so gesteuert sind, dass sie nicht ins Netz einspeisen.

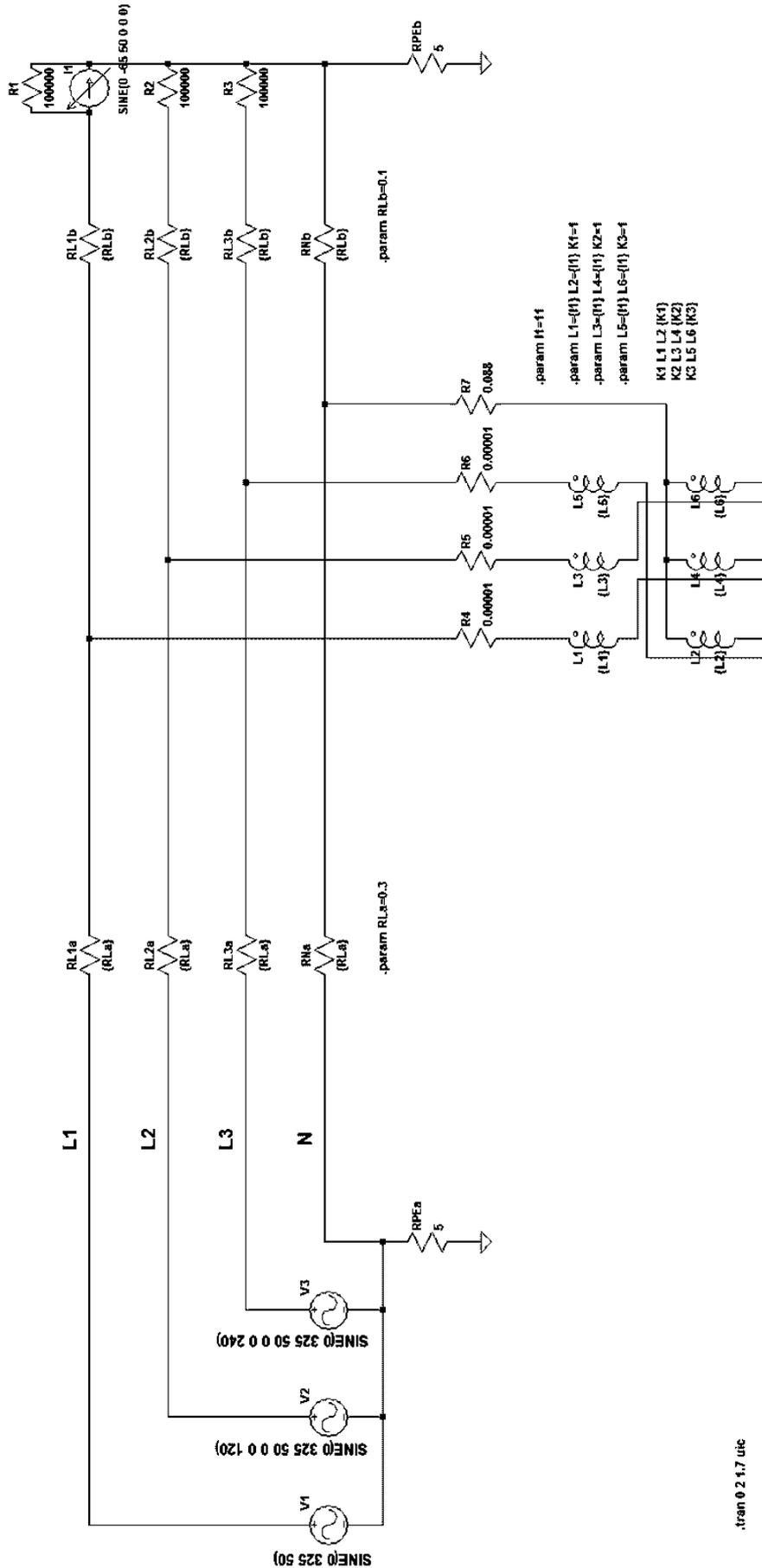


Abbildung 2.13: Spice Simulation des Verhaltens bei einphasiger Einspeisung und Zick-Zack-Transformator

3 Vergleich der Strangregler

Nach der Klärung des Einsatzgebietes und der Wirkungsweise der Strangregler, werden weitere technische sowie ökonomische Eigenschaften erörtert. Dazu werden die gesammelten Daten und Erfahrungen je Spannungsregler zusammengefasst und anschließend verglichen. Der Eingang der Strangregler ist stets jene Seite, die dem ON-Transformator zugewendet ist. Mit Ausgang ist die dem Strangende zugewandte Seite bezeichnet.

3.1 Strangregler A

Dieser Typ wird seit 1978 bis heute bei der Netz OÖ eingesetzt. Die Netzintegration fand in den Jahren 1978 bis 1986 statt, wobei zu Spitzenzeiten 50 bis 60 Stück im gesamten Netzgebiet verbaut waren. Einer internen Datenbankrecherche zu Folge, erwies sich der Einsatz als relativ problemlos (max. 1 Störung / Jahr bei 50 Stück in Betrieb). Ab zirka 1998 wurden die Spannungsregler sukzessive ausgebaut. Grund dafür war entweder, dass die technischen Anforderungen bezüglich Spannungsqualität nicht mehr ausreichten, oder ohnehin Ersatzmaßnahmen (Netzausbau) umgesetzt wurden. Aktuell sind 7 Stück in Betrieb. Der Strangregler wird zum aktuellen Zeitpunkt nicht mehr produziert. Die Eckdaten von Strangregler A sind in Tabelle 3.1 zu finden.

Tabelle 3.1: Eigenschaften Strangregler A

Übersicht der technischen Daten	
technische Ausführung	LR mit Erregertrafo
Regelbereich	+10% bis -20%
Stufenhöhe	k.A. < 2%
Nennleistung / kVA	50
Abmessungen ohne Sockel / cm BxHxT (aufgerundet)	100x105x55
Gewicht / kg	480
Aufstellung (Standmontage auf Betonsockel)	Mast- oder Standmontage
autom. Umschaltung auf Bypass?	nein
Sonstiges	in Betrieb bei Netz OÖ seit 1986

Einsatzort

Am Strang sind einige Einfamilienhäuser sowie kleinere Landwirtschaften angeschlossen sind. Der ursprüngliche Einsatzzweck war die Spannungshaltung in Folge der Einspeisung einer Wasser-getriebenen Mühle.

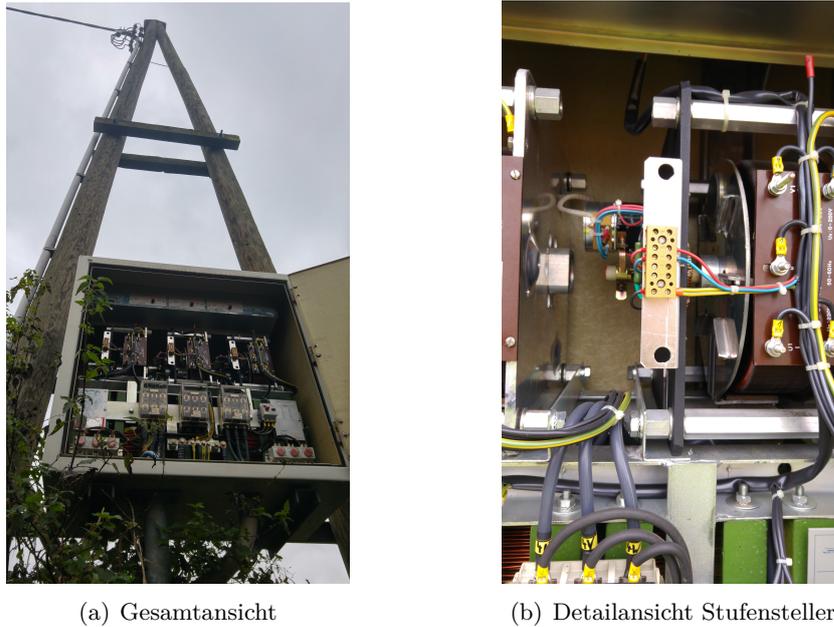


Abbildung 3.1: Fotos vom Einsatz des Strangreglers A

Messergebnisse

Es liegen Messdaten über einen Zeitraum von rund einer Woche vor, die im Zuge eines Praktikums bei der Netz OÖ durchgeführt wurden. Es stehen über diesen Zeitraum 10min-Mittelwerte zu Verfügung, um die Erfordernisse nach EN 50160 zu überprüfen. Ebenso sind Sekundenwerte der wichtigsten Größen und einzelne Ereignis-getriggerte Oszilloskop-Schriebe vorhanden.

Die Funktion des Strangreglers wird erwartungsgemäß erfüllt (Abbildung 3.2). Der Bereich des Spannungsbandes von über 35V, den die Sekundenwerte einnehmen, wird auf ca. 15V reduziert. Dies gilt auch für das Spannungsband der Außenleiterspannungen (Abbildung 3.3), wo jedoch die Unsymmetrie am Strangreglerausgang steigt. Dazu folgt eine nähere Betrachtung in Abschnitt 3.2.

Die Messergebnisse in Abbildung 3.4 zeigen die Flickerproblematik im betrachteten Strang auf. Der P_{lt} -Wert von L3 überschreitet mit 1,19 bereits den Grenzwert von 1,00 (obere Bildmitte). Ausgangsseitig (Abbildung 3.4 unten) steigt sowohl auf allen Phasen der P_{lt} -Wert, als auch die Unsymmetrie.

Auch wenn der Messzeitraum knapp unter einer vollen Woche liegt, kann man davon ausgehen, dass die P_{lt} -Grenzwerte nach EN 50160 überschritten werden. Strangregler A sollte daher, durch eine entsprechende andere Maßnahme zur Behebung des Spannungsqualitätsproblems, ersetzt werden.

Zur Untersuchung des dynamischen Verhaltens wurden 200ms-Effektivwert-Schriebe sowie kurzzeitige Oszilloskop-Schriebe ausgezeichnet. Man kann in den Aufnahmen von Abbildung 3.5 erkennen, dass kurzzeitige Spannungseinbrüche (200ms) nicht ausgegletet werden (Eingangs- und Ausgangsspannung verlaufen synchron, ohne Stufung einer Phase). In diesem Fall bricht die Spannung an L2 um knapp 3V \approx 1,3% ein. Diese kurzzeitigen Spannungsänderungen dürfen im NS-Netz (am Verknüpfungspunkt) bis zu 6% [12] betra-

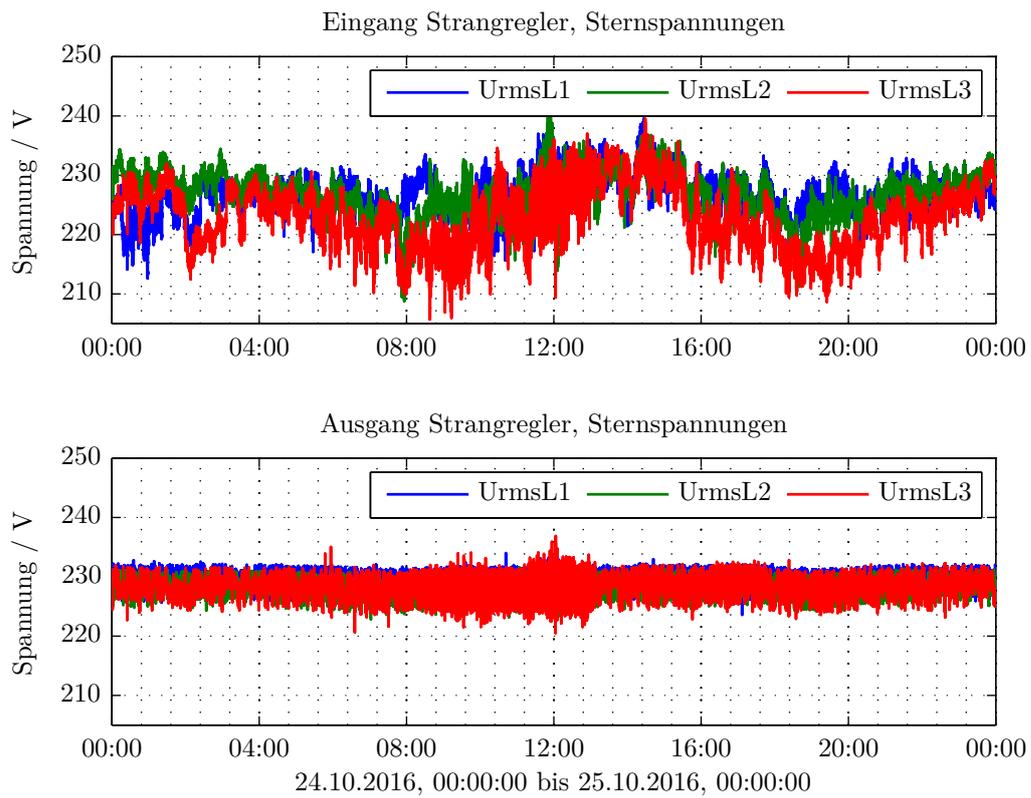


Abbildung 3.2: Eingangs- und Ausgangsspannung am Strangregler A (1s-Schriebe), Montag, 24.10.2016

3 Vergleich der Strangregler

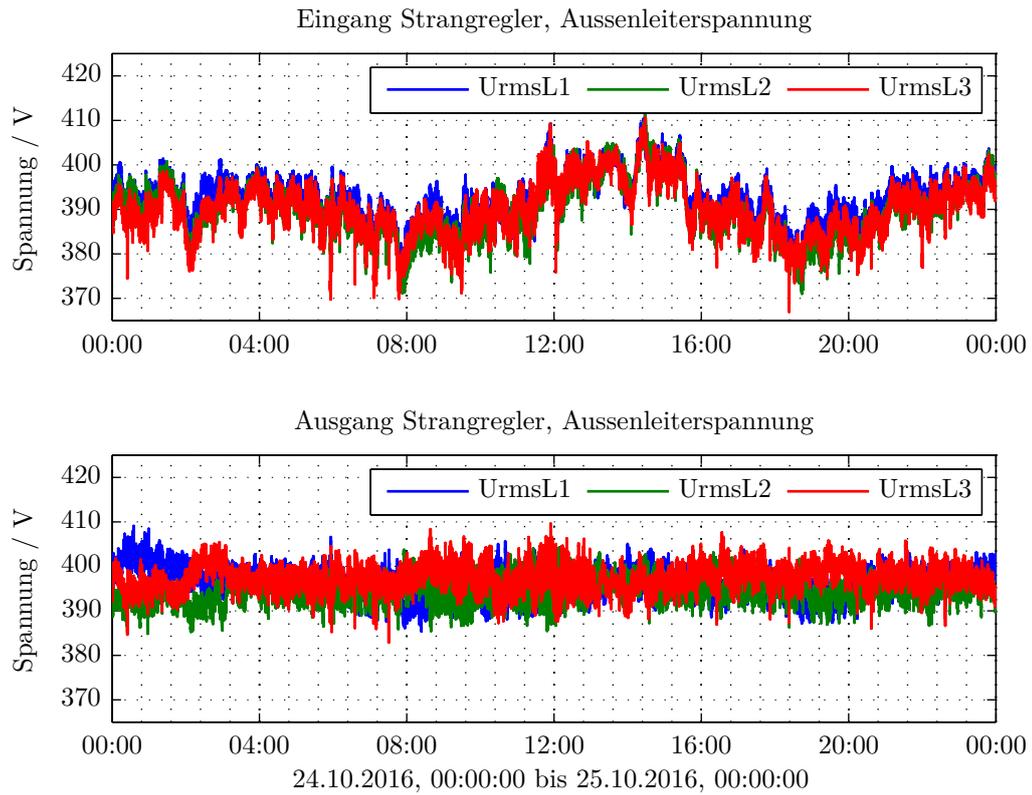


Abbildung 3.3: verkettete Eingangs- und Ausgangsspannung am Strangregler A (1s-Schriebe), Montag, 24.10.2016

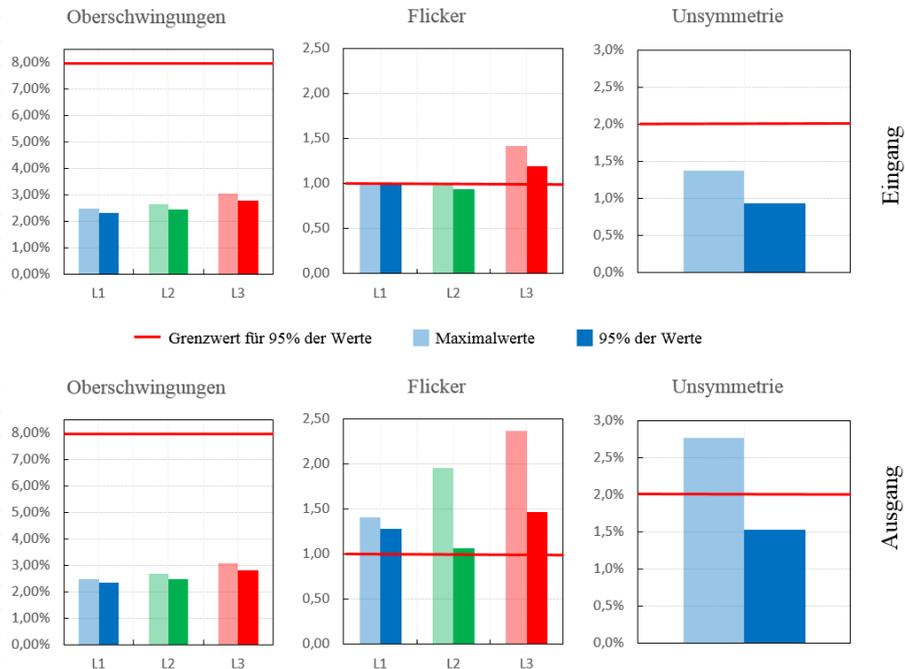


Abbildung 3.4: Messergebnisse (THD, P_t und Unsymmetrie-Werte) Strangregler A, Betrachtungszeitraum: 20.10.2016 14:10 bis 27.10.2016 11:20

gen. Ein Eingriff des Strangreglers ist somit nicht gewollt.

Dies ändert sich in Abbildung 3.6. Wegen des Anstiegs der Phasenspannung L1, stuft der Strangregler die Spannung abwärts. Eine Deformation des Sinus durch den Schaltvorgang ist bei genauer Betrachtung des Spannungsverlaufs nicht auffindbar. Auch der Verlauf des Phasenstroms L1 wurde betrachtet. Es konnte jedoch keine merkliche Rückwirkung des Strangreglers auf den Strom erkannt werden.

Bei Beobachtung der Arbeitsweise des Strangreglers A, fiel auf, dass dieser je Stufe rasch (1-2 Sekunden) einige Positionen des Schrittmotors getaktet durchfuhr, bis er zum Stillstand bei der angewählten Anzapfung kam. Dies hält möglicherweise die Netzurückwirkungen durch Stufung teilweise gering. Nicht erklärbar ist damit die Verschlechterung des Flickerwertes (Abbildung 3.4). Die vorhandenen Messdaten, ließen jedoch keine Betrachtung Flicker-relevanter Umschaltvorgänge mit Oszilloskop-Schrieb zu.

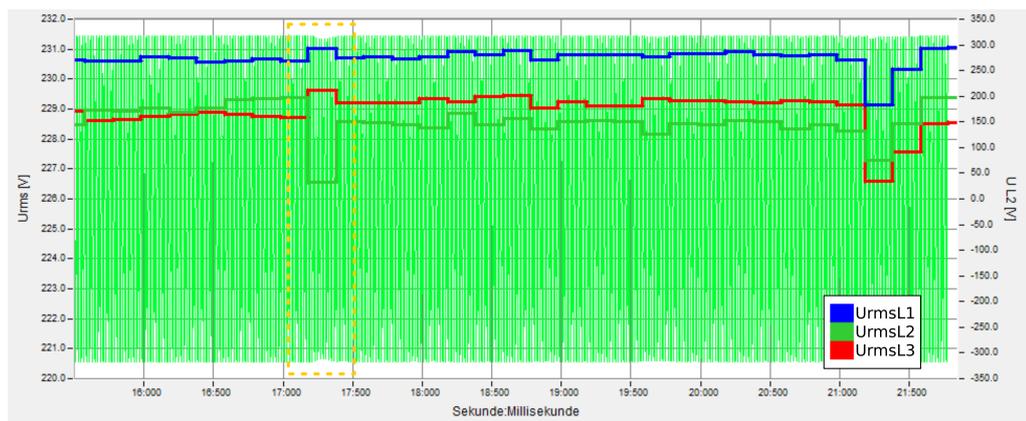
3.2 Strangregler B

Im Zuge eines Forschungsprojektes und einer Herstellerkooperation wurde der Strangregler 2013 in einem ON-Strang installiert. Des weiteren wurde durch Sonderförderung die PV-Dichte im ON stark erhöht und zur zusätzlichen Verschärfung der Bedingungen, alle einphasigen Wechselrichter der PV-Anlagen an Phase L1 angeschlossen. [14] Beim Lokalaugenschein zeigt sich, dass sich an den Innenwänden und Türen des Strangreglers Kondenswasser sammelt (Abbildung 3.7 (c) und (d)). Der Schrank verfügt nämlich nicht, wie andere freistehende Kästen im Außenbereich mit sensitiver Elektronik, über einen Thermostat-gesteuerten Heizwiderstand. Die Eckdaten von Strangregler B sind in Tabelle

3 Vergleich der Strangregler

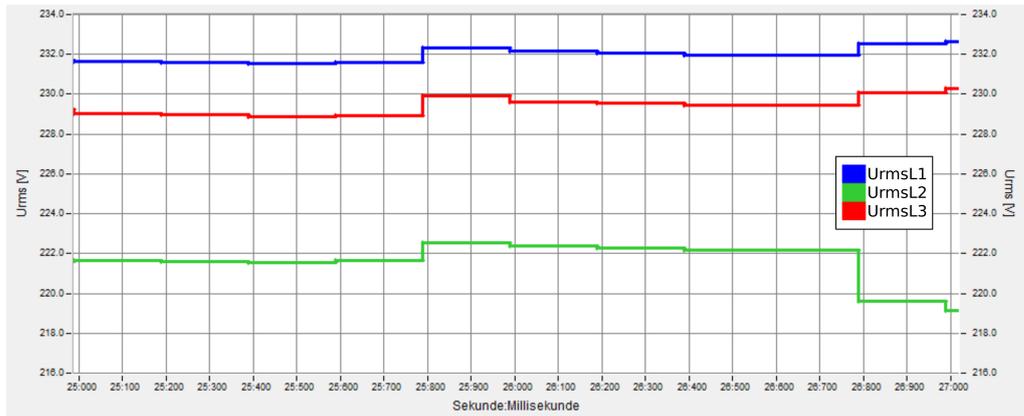


(a) Eingangsspannung (200ms Effektivwerte)

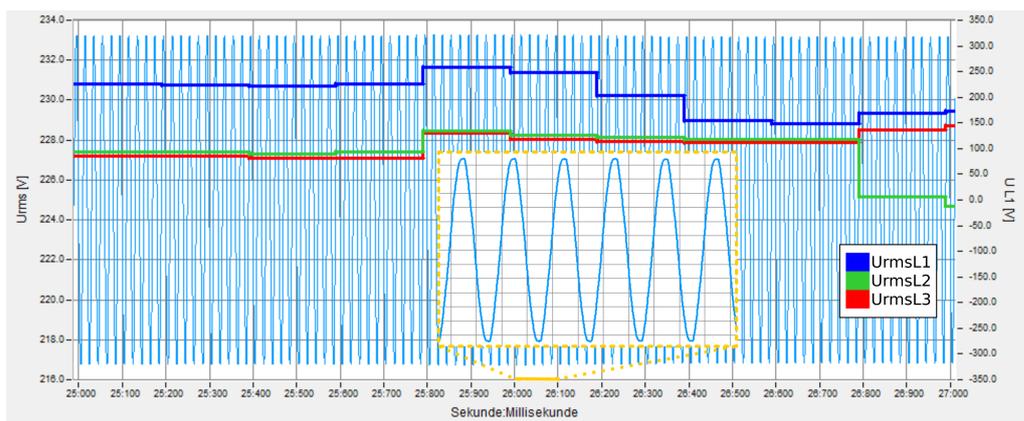


(b) Ausgangsspannung (200ms Effektivwerte), Oszilloskop-Schrieb Phase L2

Abbildung 3.5: Strangregler A: keine Reaktion bei kurzzeitigen Spannungsänderungen ($\sim 200ms$), Ausgangsspannung mit geringerer Spreizung, [Urms 220...232V, UL2 -350...350V, Zeit 500ms-Raster]



(a) Eingangsspannung (200ms Effektivwerte)



(b) Ausgangsspannung (200ms Effektivwerte), Oszilloskop-Schrieb Phase L1

Abbildung 3.6: Strangregler A: Während der Stufung sind keine erwähnenswerten Rückwirkungen auf die Sinus-Form der Spannung zu bemerken. Auch der Stromverlauf weist keine markanten Änderungen auf. [Urms 216...234V, UL1 -350...350V, Zeit 100ms-Raster]

3 Vergleich der Strangregler

3.2 angegeben.

Tabelle 3.2: Eigenschaften Strangregler B

Übersicht der technischen Daten	
technische Ausführung	Stufen-Transformator
Regelbereich	$\pm 6\%$
Stufenhöhe	1,5%
Nennleistung / kVA	250
Abmessungen ohne Sockel / cm BxHxT (aufgerundet)	160x155x40
Gewicht / kg	430
Aufstellung (Standmontage auf Betonsockel)	Standmontage
autom. Umschaltung auf Bypass?	im Fehlerfall
Sonstiges	seit 2013 eingesetzt, kommunikationsfähig

Einsatzort

Strangregler B befindet sich seit einigen Jahren im Einsatz bei der Netz OÖ. An einem Strang eines strahlförmigen Ortsnetzes herrscht hohe PV-Durchdringung. Der Strangregler B befindet sich rund zwei Drittel der Stranglänge von der ON-Station entfernt (Impedanz ab Stations-Sammelschiene: $0,17\Omega$, Kurzschlussleistung $S_K \approx 880kVA, 30^\circ$).

Messergebnisse

Abbildung 3.9 zeigt den Spannungsverlauf am Ort des Strangreglereingangs (stationsseitig) sowie Strangreglerausgangs (Strangende). Man erkennt an der obersten Kurve den typischen Spannungshub über die Sonnenstunden durch PV-Einspeisung an einem sonnigen Tag, da alle einphasigen Wechselrichter an dieser Phase angeschlossen sind.

Die Messergebnisse in Abbildung 3.8 zeigen die starke Unsymmetrie und die negative Auswirkung durch den Strangregler, was zur Verletzung des Grenzwertes führt. Die Eingangsseitige Unsymmetrie von 1,68% (95%-Wert) steigt ausgangsseitig auf 2,45% (Grenzwert sind 2,00% nach EN 50160 [2]). Dieses Problem wird im Folgenden näher betrachtet.

Die Angleichung der Sternspannungen (U_{1N}, U_{2N}, U_{3N}) führt zur Spreizung der verketteten Spannungen (U_{12}, U_{23}, U_{31}) welche für die Berechnung der Unsymmetrie gemäß EN 61000-4-30 [26] maßgebend sind. In dieser Norm werden die Anforderungen bezüglich der Messung der Unsymmetrie der Versorgungsspannung mit Hilfe der Methode der symmetrischen Komponenten definiert. Neben der Mitsystemkomponente muss bei Unsymmetrie zumindest auch die Gegensystemkomponente u_2 oder die Nullsystemkomponente u_0 vorhanden sein. In 50Hz-Netzen ist der Effektivwert des Grundschwingungsanteils des Spannungseingangssignals per 10-Perioden-Intervall (200ms) zu ermitteln. Die Gegensystemkomponente u_2 errechnet sich aus:

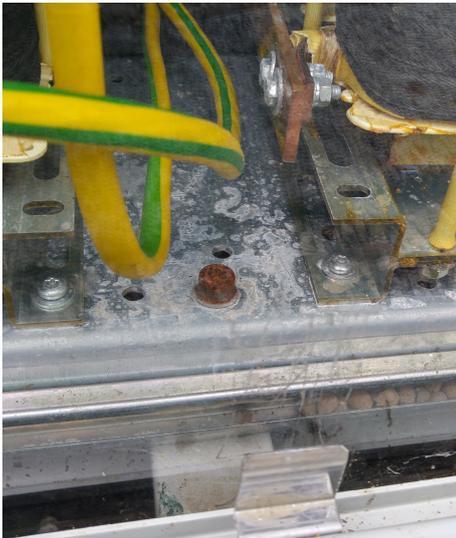
$$u_2 = \frac{\text{Gegensystem}}{\text{Mitsystem}} \cdot 100\% \quad (3.1)$$



(a) Außenansicht



(b) Innenansicht



(c) Korrosionserscheinungen nach ca. 3 Jahren Betrieb, 10.10.2016



(d) Potenzieller Auslöser der Korrosion: Kondenswasser im unbeheizten Schrank

Abbildung 3.7: Fotos vom Einsatz des Strangreglers B, Außen- und Innenansicht

3 Vergleich der Strangregler

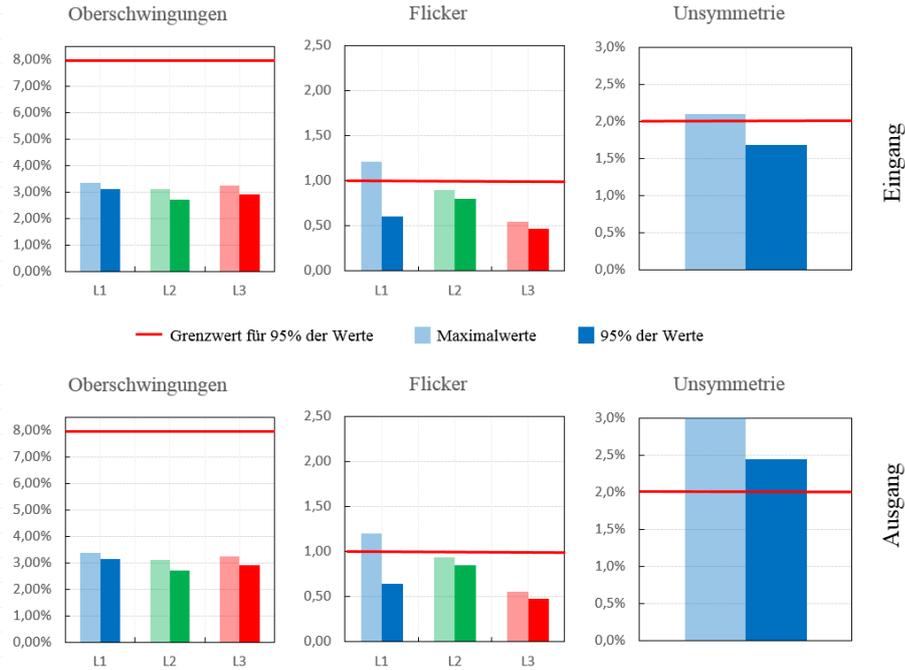


Abbildung 3.8: Messergebnisse (THD, P_{lt} und Unsymmetrie-Werte) Strangregler B, Betrachtungszeitraum: 14.07.2103 10:30 bis 24.07.2013 05:20

Im Dreiphasensystem folgt damit aus der Grundsatzkomponente $U_{ijGrund}$ der Phase i zur Phase j :

$$u_2 = \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6\beta}}{1 + \sqrt{3 - 6\beta}}} \cdot 100\% \text{ mit } \beta = \frac{U_{12Grund}^4 + U_{23Grund}^4 + U_{31Grund}^4}{(U_{12Grund}^2 + U_{23Grund}^2 + U_{31Grund}^2)^2} \quad (3.2)$$

Die Ursache für das Ansteigen der Unsymmetrie ist in Abbildung 3.11 erklärt. Ausgehend von einem starren Drehstromnetz, stellt sich das ideale Zeigerdiagramm (a) ein. Durch die Neutralleiterimpedanz kommt es bei unsymmetrischer Einspeisung zur Verschiebung des Sternpunktes von den Phasen höherer Einspeisung, hin zu jenen niedrigerer Einspeisung.

In Abbildung 3.11 (b) wird einphasig Wirkleistung auf L1 eingespeist. Der Sternpunkt wandert deshalb gleichermaßen in Richtung L2 und L3, außerdem steigen die Außenleiterspannungen U_{12} und U_{31} . Bei der Beeinflussung der Spannungen kommt ein Längstransformator zum Einsatz (siehe einphasiges Ersatzschaltbild in Abbildung 2.11). Dieser verändert lediglich den Betrag der Sternspannung. Der Phasenwinkel bleibt dabei unverändert, wodurch zwangsläufig die Beträge der Außenleiterspannungen mitverändert werden. (vgl. [13]) Durch eine Erweiterung des Systems um einen Wechselrichter für die Querregelung, könnte dieses Defizit auf Kosten der Komplexität, ausgemerzt werden.

Zur Betrachtung des Stufungsvorgangs konnte auf Oszilloskop-Schriebe aus dem Frühsommer 2013 zurückgegriffen werden. Abbildung 3.12 zeigt den Verlauf von Ausgangsspannung und -strom bei einem Schaltvorgang auf Phase L1. Die Kurzschlussimpedanz S_K beträgt ca. $880kVA$ am Einbauort. Das Prinzip des Reglers ist in Abschnitt 2.3.1 erklärt. Die

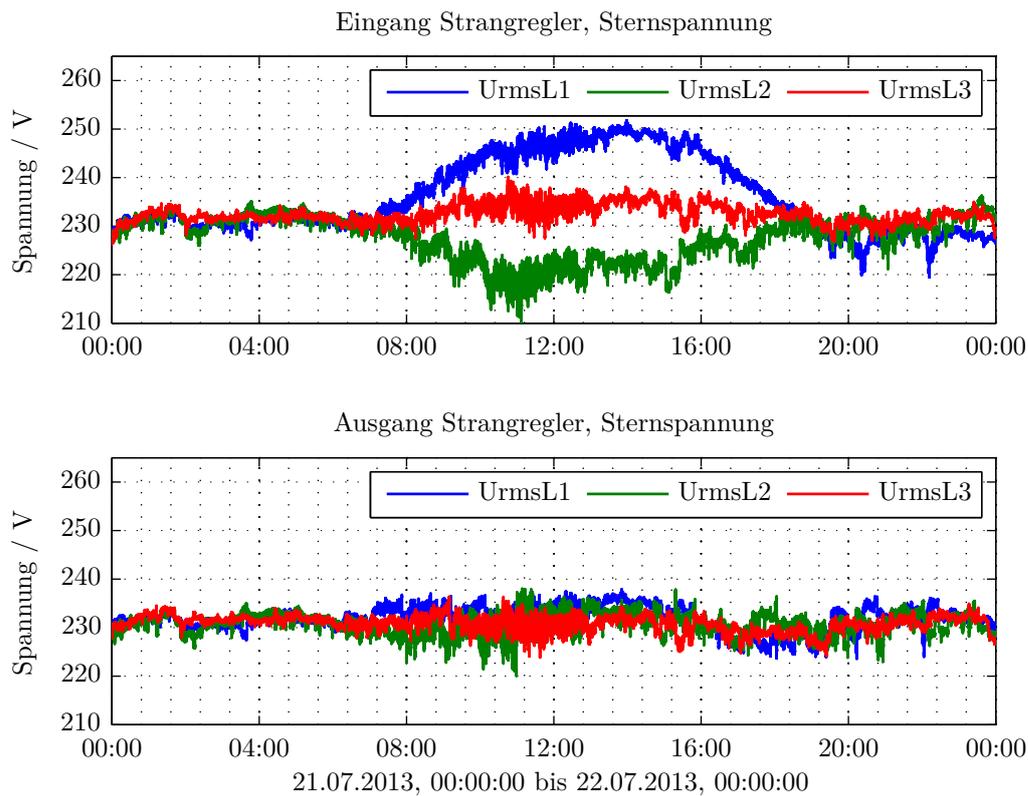


Abbildung 3.9: Eingangs- und Ausgangsspannung am Strangregler B (1s-Schriebe), Sonntag, 21.07.2013

Thyristorventile schalten im Spannungsmaximum den Strom durch die Primärspule um. Dadurch kann über die Längsspule ein Spannungszeiger der Sternspannung phasengleich addiert oder subtrahiert werden. Bei Kurzschluss der Primärspule bleibt die Spannung unverändert. Der betrachtete Stufungsvorgang (Abbildung 3.12) bewirkt einen sprunghaftigen Stromanstieg von $\Delta I_{L1} \approx 20A$ am Ausgang, während der Eingangsstrom einbricht. Der Neutralleiterstrom I_N springt auf ein Maximum von $\Delta I_N \approx 30A$.

3.3 Strangregler C

Aufgrund des akuten Netzausbaubedarfs in Folge des Zubaus von DEA in einem ON, wurde 2012 Strangregler C angeschafft. Mangels adäquater Alternativen am Markt, griff man zu einem, die technischen Mindestanforderungen überschreitenden Produkt. Tatsächlich wird dieser nicht in der Funktion als Strangregler genutzt, sondern ist mit dem Ausgang an der Sammelschiene der Transformatorstation angeschlossen (Abbildung 3.13). Die gesammelten Erfahrungen sind hier komprimiert festgehalten. In Tabelle 3.3 sind die Eigenschaften von Strangregler C gesammelt dargestellt.

3 Vergleich der Strangregler

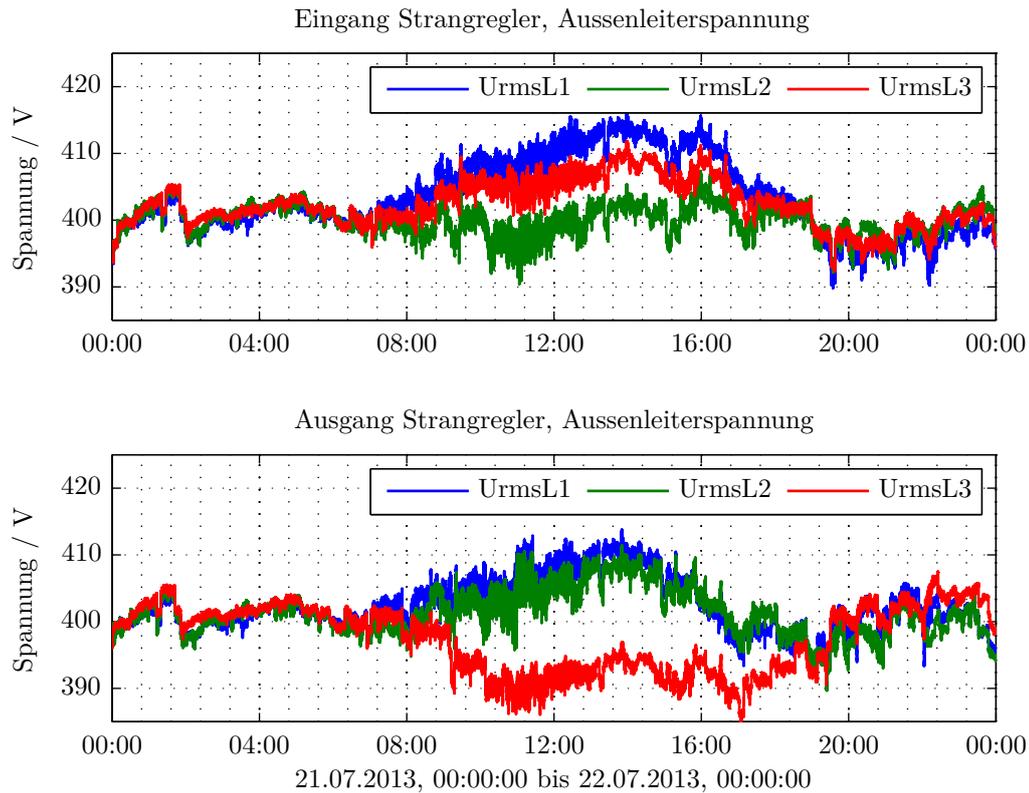


Abbildung 3.10: verkettete Eingangs- und Ausgangsspannung am Strangregler B (1s-Schriebe), Sonntag, 21.07.2013

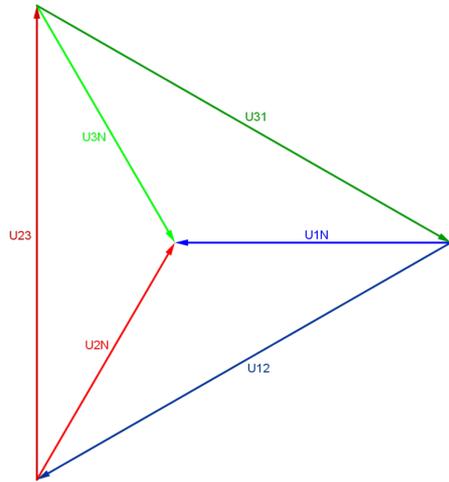
Einsatzort

Strangregler C ist direkt neben der Transformatorstation des ON aufgestellt und über die NS-Wicklung des ON-Transformators versorgt. Die Ausgangsspannung führt zum Ortsnetzverteiler auf die dort befindliche Sammelschiene mit den zugehörigen Strängen. [4]

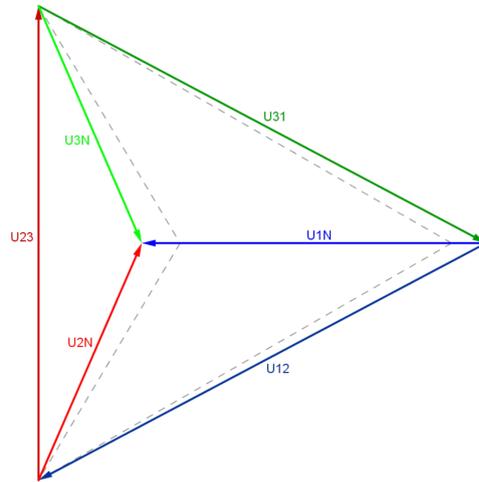
Messergebnisse

Die Funktion des Spannungsreglers, gemäß den Herstellerangaben, wurde überprüft und kann bestätigt werden. Auszugsweise sind die Ergebnisse des technischen Prüfberichtes [31] im Folgenden dargestellt.

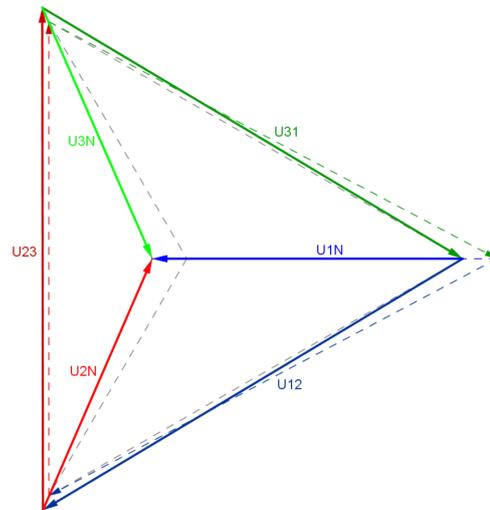
Bei Änderungen der Eingangsspannung (getestet mit Umstufungsvorgang auf 30kV-Seite nach oben und unten), bleibt die Ausgangsspannung konstant. Das automatische Umschalten auf den Bypass sowie die Regelung auf Sollwert bei schwankender 3-phasiger Last bei Blind- und Wirkleistung, kann ebenfalls bestätigt werden. Dies gilt genauso für das Verhalten bei Lastsprüngen ($\Delta P = 352kW$, $\Delta Q = 132kVar$). Die entstehende Spannungsdifferenz (ca. 8V Sternspannung), bezogen auf den Sollwert, wurde in ca. 50ms ausgeregelt. Bei unsymmetrischer Belastung (2-phasig, $\Delta P = 115kW$, $\Delta Q = 72kVar$) arbeitet die Regelung äquivalent, es entsteht jedoch eine leichte Verschiebung des Sternpunktes, wel-



(a) Zeigerdiagramm ideal



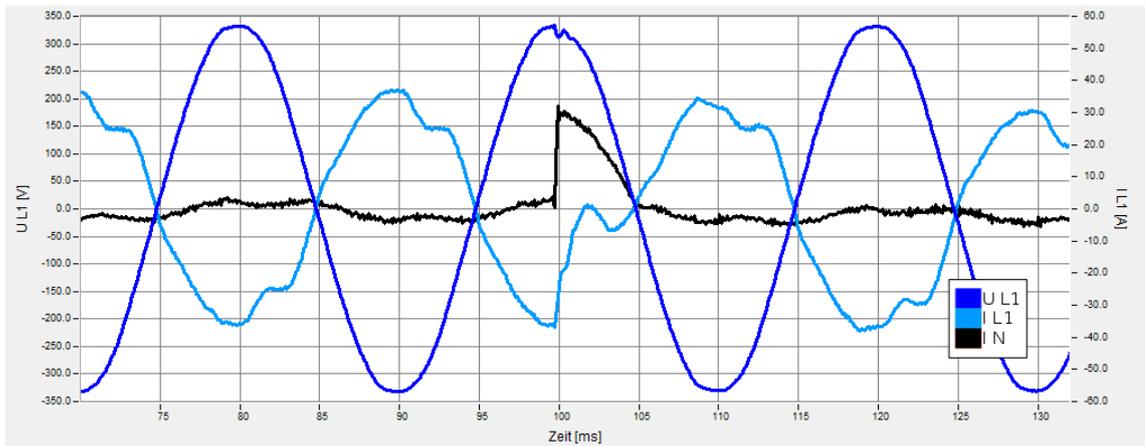
(b) Durch Wirkleistungseinspeisung an L1 kommt es zur Sternpunktverschiebung in Richtung L2 und L3



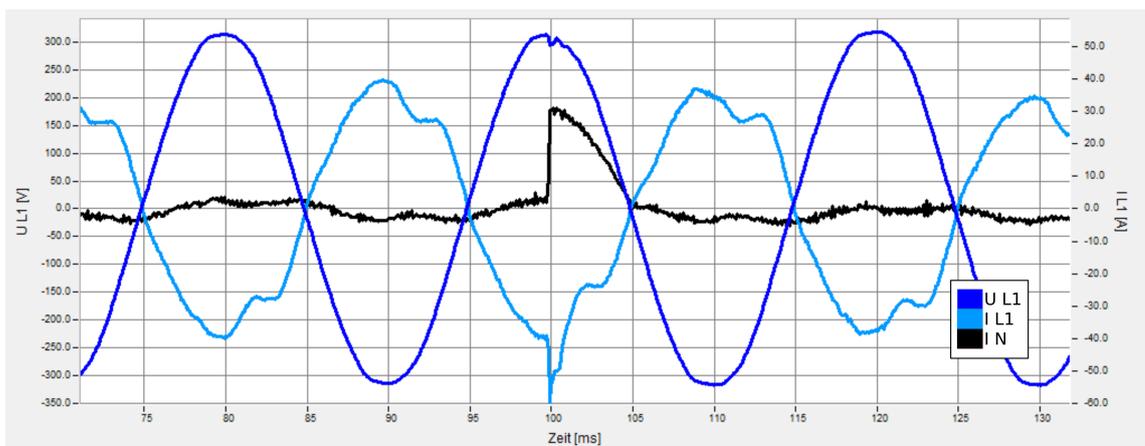
(c) Der Strangregler korrigiert den Betrag, jedoch nicht die Phase der 3 Sternspannungen

Abbildung 3.11: Erklärung für die Steigerung der Unsymmetrie beim Strangreglereinsatz (vgl. [13])

3 Vergleich der Strangregler



(a) Eingang Strangregler



(b) Ausgang Strangregler

Abbildung 3.12: Stufungsvorgang L1 (+1, 5%) des Strangreglers B bewirkt einen Sprungartigen Stromanstieg von $\Delta I_{L1} \approx 20A$ am Ausgang und $\Delta I_N \approx 30A$, 16.06.2013, [UL1 -350...350V, IL1 -60...60V, Zeit 5ms-Raster]



(a) Außenansicht, Aufstellung neben ON-Station



(b) Innenansicht, Koppeltransformator 3-phasig

Abbildung 3.13: Fotos vom Einsatz des Strangreglers C, Außen- und Innenansicht

3 Vergleich der Strangregler

Tabelle 3.3: Eigenschaften Strangregler C

Übersicht der technischen Daten	
technische Ausführung	LR mit DC-Zwischenkreis
Regelbereich	$\pm 10\%$
Stufenhöhe	kontinuierlich
Nennleistung / kVA	400
Abmessungen ohne Sockel / cm BxHxT (aufgerundet)	250x190x180
Gewicht / kg	k.A.
Aufstellung (Standmontage auf Betonsockel)	Standmontage
autom. Umschaltung auf Bypass?	im Fehlerfall
Sonstiges	seit 2012 eingesetzt, kommunikationsfähig

che Strangregler C nicht vollständig ausregeln kann ($\Delta U_{L-N} = 1$ bis $2V$). Bei 1-phasiger Belastung ($\Delta P = 55kW$, $\Delta Q = 28kVar$) stellten sich ebenfalls Spannungsdifferenzen von $\Delta U_{L-N} = 1$ bis $2V$ ein.

Die Messauswertung (Abbildung 3.14), die zu einem Unterbrechungsfreien Zeitabschnitt während der Tests durchgeführt wurde, ist mit Vorsicht zu betrachten. Aufgrund der untypischen Belastungsmuster, dürfen diese nicht auf den normalen Netzbetrieb umgelegt werden. Der hohe Flickerwert sollte dennoch im Auge behalten werden.

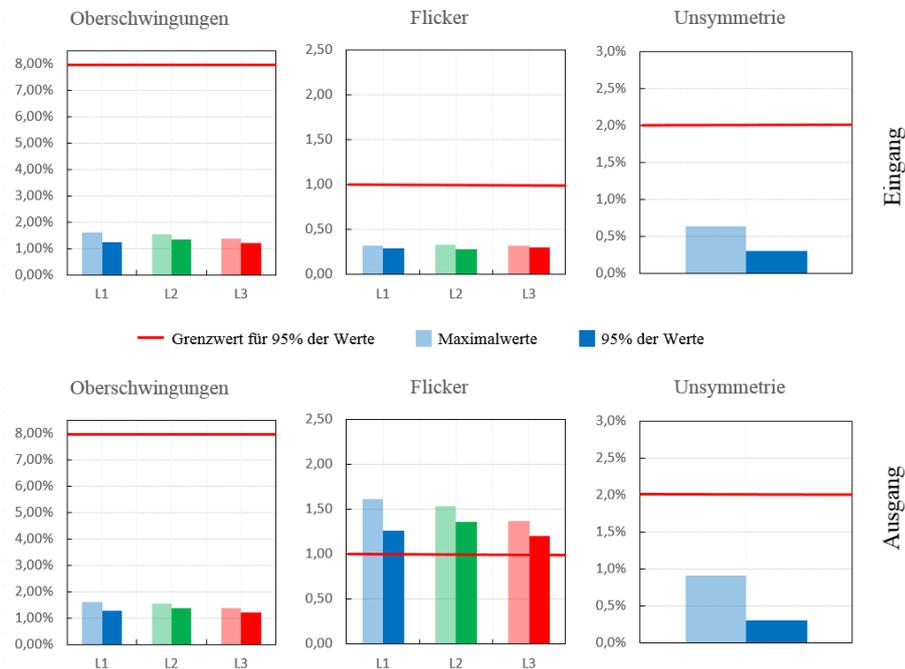


Abbildung 3.14: Messergebnisse (THD, P_t und Unsymmetrie-Werte) Strangregler B, Betrachtungszeitraum: 02.03.2102 00:00 bis 09.03.2012 00:00



Abbildung 3.15: Foto des passiven Strangreglers E, die Symmetrierung erfolgt per Zick-Zack-Schaltung

3.4 Strangregler D

Dieses Produkt stand leider nicht zu Verfügung. Deshalb sind keine Messdaten vorhanden. Die angegebenen Werte beziehen sich lediglich auf Angaben des Herstellers [9], [10]. Zum Vergleich mit den anderen Strangreglern, sind die Eckdaten in Tabelle 3.4 aufgelistet. Das Funktionsprinzip laut Herstellerangabe [11], ist vergleichbar mit jenem des Strangreglers B, weshalb mangels Messergebnisse auf jene in Abschnitt 3.2 verwiesen sei.

Tabelle 3.4: Eigenschaften Strangregler D

Übersicht der technischen Daten	
technische Ausführung	Stufen-Transformator
Regelbereich	$\pm 6\%$
Stufenhöhe	1, 2%
Nennleistung / kVA	250
Abmessungen ohne Sockel / cm BxHxT (aufgerundet)	115x110x48
Gewicht / kg	400
Aufstellung (Standmontage auf Betonsockel)	Standmontage
autom. Umschaltung auf Bypass?	im Fehlerfall, optional bei Standby
Sonstiges	optional kommunikationsfähig

3.5 Strangregler E

Der Strangregler basiert auf dem Prinzip des Zick-Zack-Transformators. Dieser wird parallel an die Versorgungsleitung angeschlossen, wie in Abbildung 2.13 dargestellt. Der Strangregler befindet sich nicht im Netzbetrieb, jedoch wurde eine Einzelmessung durchgeführt. Die Eckdaten zu Strangregler E sind in Tabelle 3.5 angeführt. Ein Foto vom kompakten und rein passiven Strangregler zur Reduktion der Neutralleiterströme ist in Abbildung 3.15 dargestellt.

Tabelle 3.5: Eigenschaften Strangregler E

Übersicht der technischen Daten	
technische Ausführung	Balancer
Regelbereich	$I_{Nmax} = \pm 45A$
Stufenhöhe	kontinuierliche Schieflastreduktion
Nennleistung / kVA	50 (Regelleistung \neq Durchgangsleistung)
Abmessungen ohne Sockel / cm BxHxT (aufgerundet)	55x55x25
Gewicht / kg	53
Aufstellung (Standmontage auf Betonsockel)	Mastmontage
autom. Umschaltung auf Bypass?	im Fehlerfall
Sonstiges	Parallelschaltung zur Leistungserhöhung

Messergebnisse

Bei der Messung wurde die dreiphasige Versorgungsspannung des Prüftransformators einphasig mit $2 \cdot 2, 2kW = 4, 4kW$ belastet. Diese Lastsituation stellt die unsymmetrische Ausgangslage dar. Im nächsten Schritt wurde der Strangregler mit den vier Anschlüssen an L1 bis L3 und den Neutralleiter angeschlossen. Dabei wurden die Ströme an den Eingängen der Zick-Zack-Schaltung sowie die Leiter-Neutralleiter-Spannungen (und verketteten Spannungen) an den Versorgungsleitungen erfasst. Der Neutralleiterstrom an Verbrauchereingang sowie Prüftransformatorausgang wurde nicht aufgezeichnet. Die aufgenommenen $200ms$ -Schnitte in Abbildung 3.16 zeigen die ursprüngliche, stark unsymmetrische Ausgangslage. Die Spannungen im oberen Bildbereich zeigen die starke Spreizung durch das Lastbedingte absinken der Spannung an L3. Durch den Anschluss des Zick-Zack-Transformators sinkt L1 um $11V$ auf $230V$, L2 sinkt um $7V$ auf $231V$ und L3 steigt um $16V$, auf $220V$. Die Außenleiterspannungen bleiben durch Einsatz des Strangreglers unverändert.

3.6 Strangregler F

Dieser Strangregler wurde 2015 zur Netzverbesserung in einem langen ON-Strang (max. Versorgungslänge $> 1,5km$) installiert um Erkenntnisse über die Auswirkungen auf das Spannungsband zu sammeln. Nach dem Strangregler befinden sich einige Einfamilienhäuser, Landwirtschaften sowie DEA. Das Funktionsprinzip des Strangreglers F unterscheidet sich von jenen der zuvor betrachteten Typen. Die Spannung wird durch eine gesteuerte Induktivität beeinflusst. Des weiteren handelt es sich um den einzigen Öl-gefüllten Strangregler. Die wichtigsten Parameter listet Tabelle 3.6 auf.

Einsatzort

Die maximale Länge bis zu einem Hausanschluss beträgt $> 1,5km$. Der Strangregler befindet sich rund $300m$ von der ON-Station entfernt. Von dort aus versorgt der Strang strahlenförmig einige Verbraucher im direkten Umkreis und zwei längliche Abschnitte, die

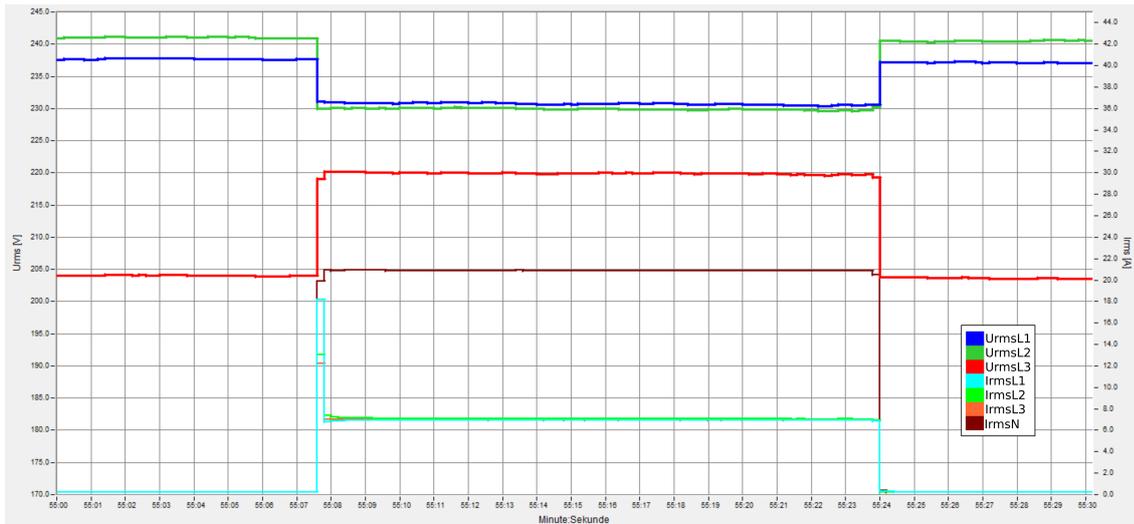


Abbildung 3.16: Spannung im unsymmetrisch belasteten Testnetz ohne-mit-ohne Strangregler E und die Ströme an den Anschlusspunkten des Strangreglers (200ms-Schriebe), 10.05.2016, [Urms 170...245V, Irms 0...45A, Zeit 1s-Raster]

mit einer Länge von ca. 900m bzw. 1200m vereinzelte Landwirtschaften und Einfamilienhäuser versorgen. Der Strang ist nahezu zur Gänze verkabelt. Zahlreiche DEA sind im Strang vorhanden.

Messergebnisse

Im Unterschied zu den anderen Typen, schaltet Strangregler F bei Lastflüssen in positiver Richtung (Bezugsfall ohne Einspeisung) automatisch auf den Bypass um. Bei negativem Lastfluss (Einspeisung durch DEA) ist die Spannungsregelung aktiv (Abbildung 3.18). Da der Lastfluss zur Mittagszeit zwischen positiv und negativ wechselt, kann man die mehrfachen Umschaltvorgänge zwischen Bypass und Regelung bei sekundengenauer Auflösung an der Ausgangsspannung (Abbildung 3.19) erkennen.

Die Funktion des Strangreglers ist aufgrund des geringen Spannungshubes in Abbildung 3.19 und Abbildung 3.20 nur schwer zu erkennen, jedoch gegeben. Im Vergleich zu anderen Strangreglern zeigt diese Type keine negative Beeinflussung der Unsymmetrie bzw. Spreizung der Außenleiterspannungen.

Die Messergebnisse in Abbildung 3.21 zeigen, dass lediglich die Maxima der Oberschwingungen merklich ansteigen. Sowohl Flicker als auch Unsymmetrie werden nicht negativ beeinflusst.

3.7 Strangregler G

Dieses Produkt wurde im Labortest überprüft, erfüllte jedoch nicht die erwartete Funktion. Die Spannungsspreizung wird in Abbildung 3.23 durch den Regler größer. Trotz stufenweiser Anhebung des negativen Lastflusses (Aggregateinspeisung am Strangregler

3 Vergleich der Strangregler



(a) Außenansicht



(b) Innenansicht

Abbildung 3.17: Fotos vom Einsatz des Strangreglers F, Außen- und Innenansicht, Die Elektronik sowie NH-Sicherungen und Bypass wurden in die Kabelkästen links und rechts des Strangreglers ausgelagert.

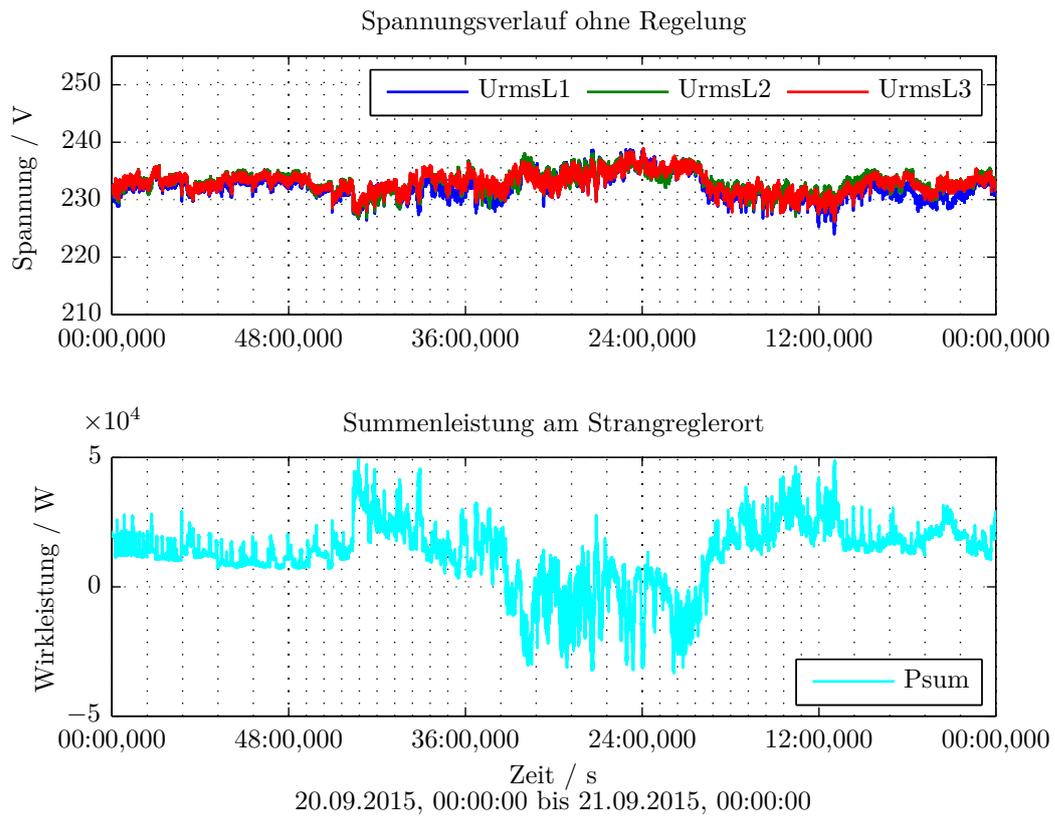


Abbildung 3.18: Eingangsspannungsverlauf und Lastfluss am Strangregler F (1s-Schriebe), Montag, 20.09.2015

3 Vergleich der Strangregler

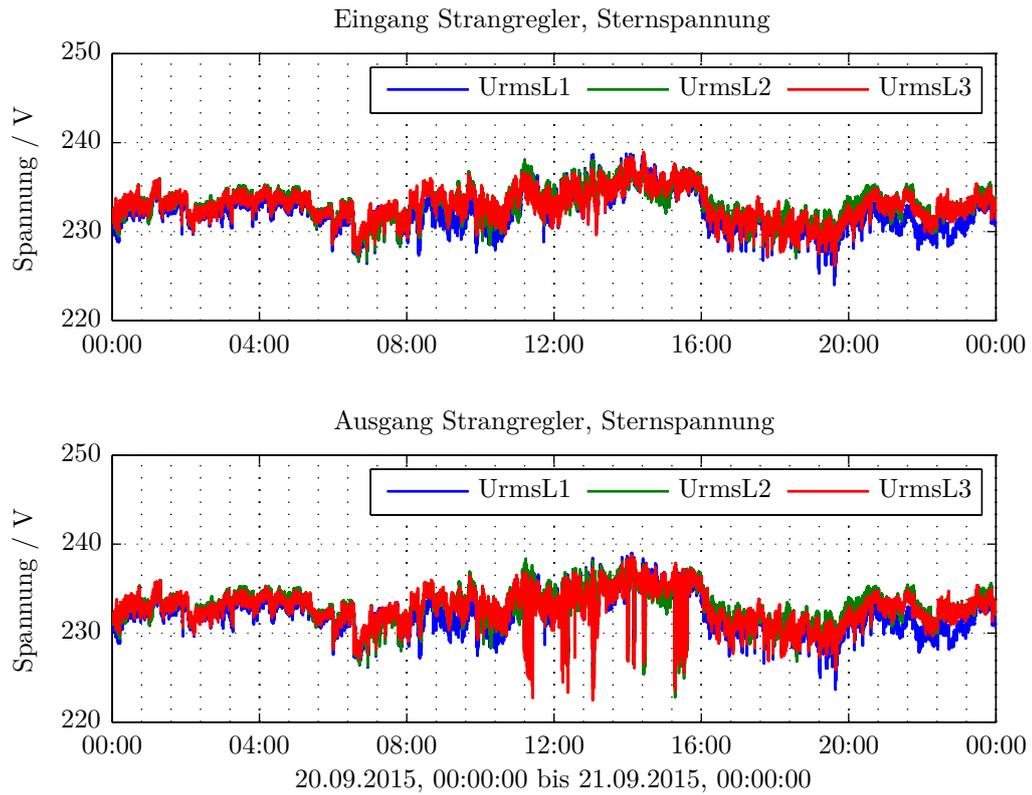


Abbildung 3.19: Eingangs- und Ausgangsspannung am Strangregler F (1s-Schriebe), Montag, 20.09.2015

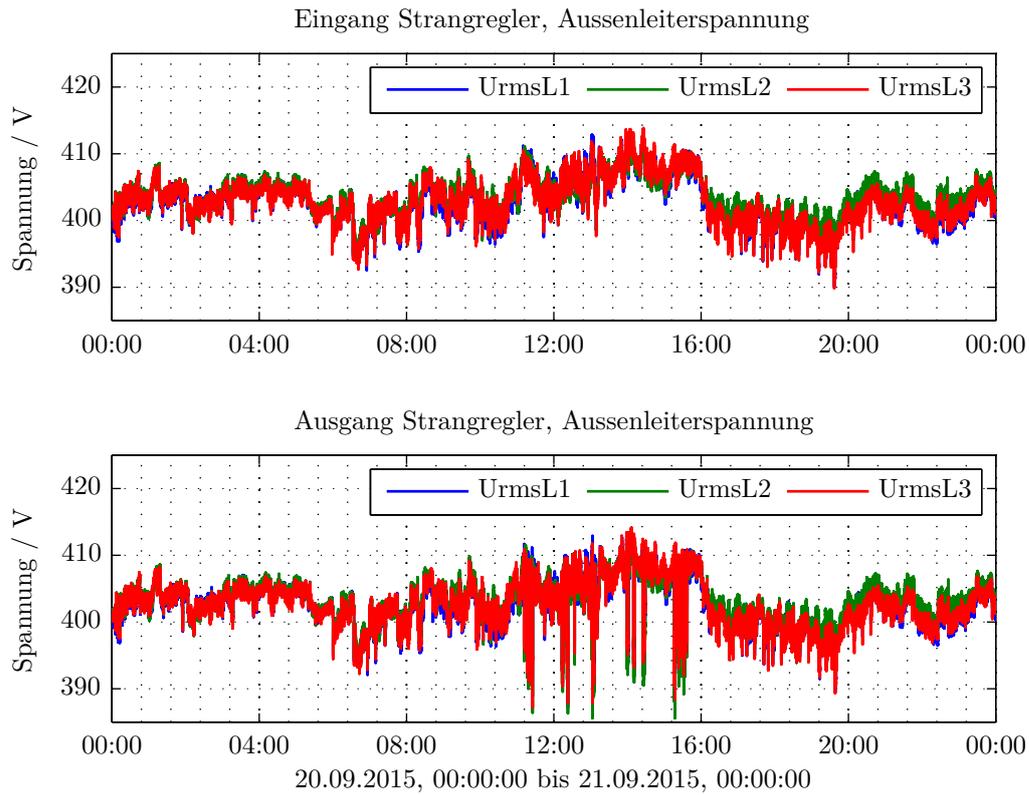


Abbildung 3.20: verkettete Eingangs- und Ausgangsspannung am Strangregler F (1s-Schriebe), Montag, 24.10.2016

3 Vergleich der Strangregler

Tabelle 3.6: Eigenschaften Strangregler F

Übersicht der technischen Daten	
technische Ausführung	magn. Regelung / gesteuerte Induktivität
Regelbereich	0% bis -7%
Stufenhöhe	<i>kontinuierlich</i>
Nennleistung / kVA	130 (Überlast 2h 208)
Abmessungen ohne Sockel / cm BxHxT (aufgerundet)	105x105x65
Gewicht / kg	750
Aufstellung (Standmontage auf Betonsockel)	Standmontage, Öl-Auffangwanne
autom. Umschaltung auf Bypass?	bei Standby & im Fehlerfall
Sonstiges	seit 2015 eingesetzt, optional kommunikationsfähig

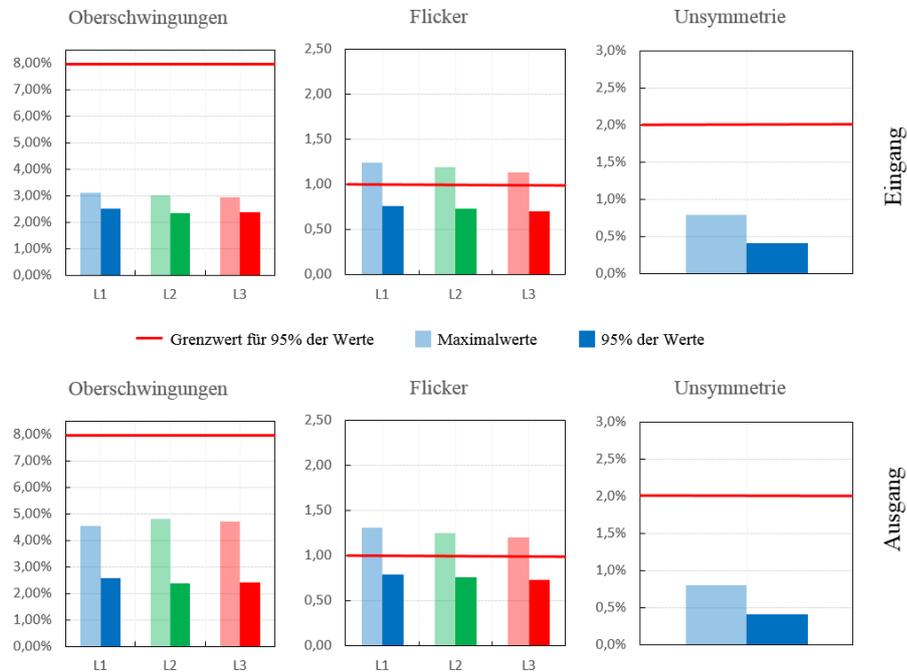


Abbildung 3.21: Messergebnisse (THD, P_t und Unsymmetrie-Werte) Strangregler F, Betrachtungszeitraum: 16.09.2015 17:10 bis 27.09.2015 15:40

Ausgang), steigt die Spannung an L1 auf über 236V und ist damit um 2,6% höher als die Spannungen an L2 und L3. Es kommt nicht zum gewünschten Regelverhalten.



Abbildung 3.22: Messaufbau zur Funktionsprüfung von Strangregler G

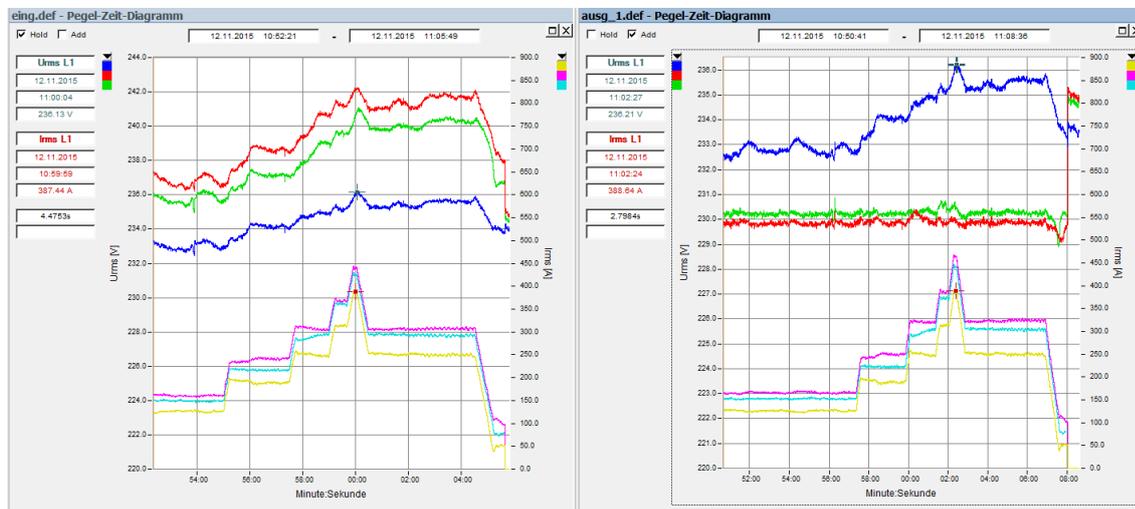


Abbildung 3.23: Das Regelverhalten entspricht nicht der Forderung. Hohe Spannungspreizung am Ausgang (rechts, oberer Bereich), links [Urms 220 ... 244V, Irms 0 ... 900A, Zeit 2min-Raster], rechts [Urms 220 ... 236V, Irms 0 ... 900A, Zeit 2min-Raster]

3.8 Vergleich

Die technologischen Unterschiede wurden bereits in Abschnitt 2.3 erläutert und wirken sich, wie die Messergebnisse zeigen, deutlich auf das Regelverhalten aus. Neben dem vorherrschenden Prinzip des Längstransformators, bieten die Reluktanzregelungs-Technologie von Strangregler F und das passive Zick-Zack-System von Strangregler E neue Ansätze. Es gilt aber zu beachten, dass durch den Einsatz von Strangreglern wohl die Einhaltung des Spannungsbandes nach EN 50160 verbessert, jedoch nicht die Kurzschlussleistung erhöht wird.

Einen Überblick über die untersuchten Strangregler liefert Tabelle 3.7. Eine detaillierte Auflistung ist im Anhang in Tabelle A.1 zu finden. Einige Produkte wurden bereits bei der Netz OÖ im Prüflabor getestet. Drei Strangregler sind dauerhaft im Feld im Einsatz. Die Daten aller weiteren Hersteller entstammen Datenblättern, technischen Dokumentationen sowie sonstigen Herstellerangaben und wurden nach bestem Wissen und Gewissen sorgfältig recherchiert. Hersteller und Typenbezeichnung sind anonymisiert.

Zusammenfassend kann man sagen, dass das Einsatzgebiet für Strangregler sehr eingeschränkt, aber jedenfalls gegeben ist. Das Spannungsniveau wird durch die Reduktion der Phasenspreizung der Sternspannungen bei allen Strangregler gut ausgeregelt. Die Schwankungsbreite der Höhe der Netzspannung wird, je nach Typ, um rund 50% reduziert (Ausnahme Typ F). Unsymmetrie und Flicker werden je nach Produkt verstärkt. Die Kurzschlussleistung wird durch die zusätzliche Längsimpedanz des Strangreglers verringert und somit nachteilig beeinflusst. Das führt mitunter zu einer Verschlechterung von Oberschwingungen, Flicker oder Ereignissen wenn diese nach dem Strangregler auftreten. Nachteilige Auswirkung bzgl. der Entstehung von Überspannungen sind nach [35] durch das Verhalten bei starken Spannungseinbrüchen und damit verbundener Überkompensation (durch Belastungsrückgang oder Netzfehler) zu beachten. An Strängen mit allgemein hohen Lastsprüngen ist der Strangregler nicht geeignet.

Für die weitere Untersuchung sollte die Wirksamkeit des Zick-Zack-Transformators (Strangregler E) im Feld ermittelt werden. Möglicherweise ergibt der Einsatz in Kombination mit einem Strangregler mit Längsspule Sinn. Von besonderem Interesse ist die tatsächliche Lebensdauer und langfristiger Wartungsbedarf, der zum jetzigen Zeitpunkt nur vage abgeschätzt werden kann, für die folgende Kostenabschätzung aber essenziell sind.

Wann kann der Einsatz eines Strangreglers empfohlen werden? Wenn keine Flickerproblematik im Strang zu erwarten ist und wenn die Kurzschlussleistung am Regler viel größer als die nachgelagerte Last ist.

Tabelle 3.7: Übersicht der untersuchten Strangregler

Strangregler	A	B	C	D	E	F	G	H	I
technische Ausführung	LR mit Erregertransformator	Stufen-Transformator	LR mit DC-Zw.kreis	Stufen-Transformator	Balancer	magn. Regelung / gesteuerte Induktivität	LR mit Thyristorsteuerung	LR mit Elektronik	Stufen-Transformator
Regelbereich (Variante)	+10% bis -20%	±6% (±10%)	±10% (C1)	±6%	$I_{Nmax} = \pm 45A$	-7 bis 0%	-8 bis 0%	±8, 4%	±15, 7% (20, 9%, 26, 1%)
Stufenhöhe/-anzahl	k.A. (max.2%)	1, 5% (2, 5%), 9	kontinuierlich	±1, 2%, 11	kontinuierliche Schieflastreduktion	kontinuierlich	kontinuierlich	kontinuierlich	2, 6% (3, 5% , 4, 3%)
Nennleistung / kVA	50	250	400	250	50 (Regelleistung \neq Durchgangsleistung)	130 (Überlast 6h 208)	250 (125) Regelleistung 20kW	150	207 (34 - 400)
Abmessungen ohne Sockel / cm BxHxT (aufgerundet)	100x105x55	160x155x40	250x190x180	115x110x48	55x55x25	105x105x65	125x140x50	210x145x70	115x130x65
Gewicht / kg Aufstellung (Standmontage auf Betonsockel)	480 Mast- oder Standmontage	430 / 550 Standmontage	k.A.	400 Standmontage	53 Mastmontage	750 Standmontage, Vorrichtung Ölauffangwanne	385 Standmontage	770 Standmontage	715 Mast- oder Standmontage (Mast bis 92kVA)
autom. Umschaltung auf Bypass?	nein	im Fehlerfall	im Fehlerfall	im Fehlerfall, optional bei Standby	im Fehlerfall	bei Standby & im Fehlerfall	im Fehlerfall		
Sonstiges	in Betrieb bei Netz OÖ seit 1986	in Betrieb bei Netz OÖ seit 2013, uk ca. 0, 3%, kommunikationsfähig	in Betrieb bei Netz OÖ seit 2012, kommunikationsfähig	optional kommunikationsfähig	Parallelschaltung zur Leistungserhöhung	optional kommunikationsfähig, 2 Jahre Gewährleistung	$uk < 0, 1\%$, Rückstrom als Haltestrom nötig	um Blindleistungsregelung erweiterbar, kommunikationsfähig	Steuer-elektronik: Halbleiterrelais (alt: Leistungsschütz), $Zk = 0, 62$
negative Auswirkung auf Spannung	Flicker, Unsymmetrie (Messung)	Unsymmetrie (Messung)	Flicker (Messung)	-	nein (Messung)	nein (Messung)	Flicker durch Regelalgorithmus (Messung)	-	-

3.9 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

3.9.1 Die Kapitalwertmethode

Zum ökonomischen Vergleich der vorgestellten technischen Maßnahmen wird die Kapitalwertmethode (Barwertmethode, Net Present Value) angewandt. Welche nach [23] die Grundlage aller dynamischen Verfahren darstellt und weiterführende Informationen zu Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen in der Energiewirtschaft beschreibt.

Bewertet wird die Wirtschaftlichkeit einer Investition, der Zahlungen zu verschiedenen Zeitpunkten über die Nutzungsdauer hinweg, zu Grunde liegen. Diese zukünftigen Zahlungen werden über Auf- bzw. Abzinsung auf einen äquivalenten Gegenwart zum aktuellen Zeitpunkt der Investitionsentscheidung umgerechnet. Im Wesentlichen sind dies die Einnahmen E_n und Ausgaben A_n jeder Periode, sowie die initialen Investitionsausgaben I_0 .

$$K_0^n = -I_0 + \frac{E_1 - A_1}{1+z} + \dots + \frac{E_n - A_n}{(1+z)^n} + \frac{R}{(1+z)^n} \quad (3.3)$$

$$K_0^n = -I_0 + \sum_{i=1}^n \frac{E_i - A_i}{(1+z)^i} + \frac{R}{(1+z)^n} \quad (3.4)$$

Darin bedeutet:

K_0^n ... Kapitalwert zum Bezugszeitpunkt 0 für Nutzungszeitraum n in €

I_0 ... Investitionsausgaben in €

E_i ... Einnahmen am Ende des Jahres i in €/a

A_i ... Ausgaben am Ende des Jahres i in €/a

z ... Kalkulationszinssatz

i ... Jahr der Nutzungsperiode

n ... kalkulatorische Nutzungsdauer in Jahren

Essenziell für die Aussagekraft der Ergebnisse ist ein einheitlicher Kalkulationszinssatz z um die Kapitalwerte vergleichen zu können. Dieser wurde mit 4,8% festgesetzt, in Anlehnung an den Weighted Average Cost of Capital (WACC) der aktuellen Periode, welcher durch die Energie-Control Austria je Geschäftsbereich/Segment festgelegt wird. Es handelt sich somit um einen Realzins, welcher die Inflation bereits berücksichtigt.

Der Term für den Restwert der Investition (letzter Term in Gleichung 3.4) wird mit 0 angenommen. Dies entspricht dem Erfahrungswert durch den Einsatz der Strangregler des Typs „A“, welche zum Ausbauezeitpunkt mit Zeitwert 0 bewertet wurden.

3.9.2 Randbedingungen

Bei der Recherche der Ausgangsdaten für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung, wurden einige Experten innerhalb und außerhalb der Netz OÖ zu Rate gezogen. Basieren auf Durchschnittswerten aus der Betriebshistorie und Erfahrungswerten aus dem Forschungsprojekt „DG DemoNet - Smart LV Grid“ [27] wurden realitätsnahe Werte angenommen. Jene

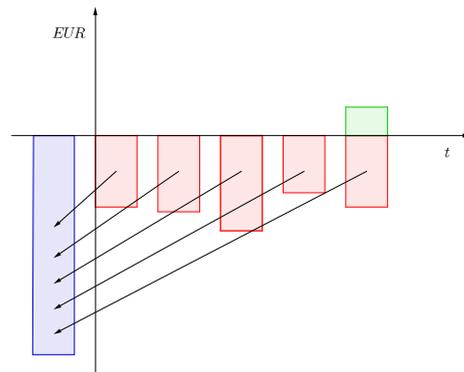


Abbildung 3.24: Die Zahlungsströme aus verschiedenen Perioden werden auf den Investitionszeitpunkt diskontiert.

Tabelle 3.8: Übersicht der Kosten konventioneller Netzausbaumaßnahmen, netto Durchschnittswerte

Kosten konventioneller Maßnahmen			
jährliche Betriebskosten	NS-Freileitung, Bündelleiter	1400	€/km
	NS-Kabel	400	€/km
	8h Arbeitszeit	800	€
Anschaffungskosten	NS-Freileitung (inkl. Masten, Anschluss etc.)	50000	€/km
	NS-Kabel (inkl. Kabelkästen, Anschluss etc.)	70000	€/km
	Bündelleiter auflegen	20000	€/km
	Trafo 980/400V (300kVA) (ohne Sockel & Anschluss)	7000	€
	Trafo 980/400V (100kVA) (ohne Sockel & Anschluss)	4000	€
	Betonsockel + Verkabelung	5000	€
	Aufstellung KÜ-Mast, Betonsockel + Verkabelung	12000	€

Parameter, die so nicht ermittelt werden konnten, wurden nach einheitlichen Kriterien (basierend auf subjektiver, technischer Einschätzung) angenommen, um die angegebenen Randbedingungen zu definieren.

Es gilt zu beachten, dass die Angaben in Tabelle 3.8 zu konventionellen Netzverbesserungsmaßnahmen, sowie dem Betrieb von Freileitungs-, Kabel- und Bündelleiterabschnitten, Durchschnittswerten (netto) über das gesamte Netz des Betreibers entsprechen. Je nach örtlichen Gegebenheiten (Freiland, dicht besiedelte Gebiete, Gehsteige, Gebirge, Straßen, Autobahnüberquerungen, etc.) können die Werte stark abweichen. Die angegebenen Installations- sowie Betriebskosten (inkl. Instandhaltung) unterscheiden sich daher für innerstädtisches Netz und Grünland um bis zu Faktor 10.

In Tabelle 3.9 ist die verwendete Datengrundlage für die Strangregler aufgelistet. Es gilt zu beachten, dass die Typen über unterschiedliche Nennleistungen verfügen. Die Anschaffungskosten bestehen aus Strangregler, Montagematerial, Transportkosten sowie den

3 Vergleich der Strangregler

Installationskosten vor Ort. Sie machen einen beträchtlichen Teil der Investitionskosten aus und sind in Tabelle 3.8 gemeinsam mit den konventionellen Errichtungskosten aufgelistet.

Die Installationskosten inklusive Anpassung und Eingliederung in die vorhandene Infrastruktur, sind im Wesentlichen von den örtlichen Gegebenheiten abhängig. Kann der Strangregler direkt bei einem Kabelkasten aufgestellt und angeschlossen werden, wird in Anlehnung an die Erfahrungswerte aus „DG DemoNet - Smart LV Grid“ mit Kosten für Betonsockel, Aufstellung und Anschluss in Höhe von 5000€ zu rechnen sein. Wenn die Bestandsinfrastruktur jedoch, wie für die Betrachtung angenommen, aus einer Freileitung oder Bündelleitern besteht, muss zusätzlich ein Kabelüberführungsmast (KÜ-Mast) errichtet werden. Dieser ist notwendig, da der Strangregler am Boden aufgestellt wird und somit über ein Kabel angeschlossen werden muss. Je nachdem, ob der KÜ-Mast in der Flucht der Leitung stehen kann, beeinflusst die nötige Ausführung des Masttyps (Holzmast mit/ohne Betonschuh, Betonmast) zusätzlich die Investitionskosten. Für die Berechnung wurde daher einheitlich, wie im Forschungsprojekt, von einem Betrag von 12000€ ausgegangen. Einzige Ausnahme stellt der rein passive (keine Parametrierung) Strangregler E mit einem Gewicht von rund 50kg und Abmessungen in der Größenordnung eines Bananenkartons dar. Dieser wird direkt am Mast montiert und erfordert keinerlei Hilfsmittel wie Baukran oder dergleichen. Als Gesamtkosten für die Installation, inklusive geringem Materialaufwand, wurden Kosten in Höhe von 2·3 Arbeitstagen bzw. 4800€ angenommen.

Die Kostenannahme für den Austausch der Steuerelektronik bzw. Verschleißteilen (Tabelle 3.9 „Austausch der Steuerung“) wurde, falls nicht bekannt, mit 5000€ angesetzt. Darin sind alle Aufwendungen (neue Steuerung, Arbeitszeit, etc.) enthalten. Für Strangregler C sind Wartungsgesamtkosten von rund 9000€ in Folge des regelmäßigen Zwischenkreis-kondensatorwechsels bekannt. An dieser Stelle sei angemerkt, dass laut Herstellerangaben [1], alle 5 Jahre der Lüftertausch von Wechsel- und Gleichrichter vorgesehen ist sowie alle 10 Jahre die „DC-Kondensatoren von Wechsel- und Gleichrichtern zu ersetzen sind. Das kann im Praxistest nicht bestätigt werden. Strangregler E besitzt keine Steuerelektronik oder Verschleißteile vergleichbarer Komplexität. Das Ersetzen von Lüfter und Sicherungen bzw. der Tausch des Schützes für Überlastabschaltung (geringe Auslösehäufigkeit), wurden mit 1500€ bewertet.

Bei der Bewertung der Lebensdauer des Leistungsteiles (Tabelle 3.9 „Lebensdauer Leistungsteil“) wurden der Erfahrungswert (Strangregler A), Datenblattangabe (Strangregler E[5] & F[6]) oder Annahmen basierend auf der technischen Ausführung getroffen. Bei Ausführung als Transformator, wurde die technische Lebensdauer von ON-Transformatoren mit rund 40 Jahren [32] um 10 Jahre herabgesetzt. Dies ist zu erklären mit der stärkeren Exposition gegenüber Umwelteinwirkungen von Kabelkästen im Vergleich zu ON-Stationen, weshalb 30 Jahre Lebensdauer angesetzt wurden. Für die Strangreglerausführung mit erweiterter Leistungselektronik wurden 15 Jahre Lebensdauer prognostiziert und für die Mischform von Strangregler C 20 Jahre (Tabelle 3.9 „Lebensdauer Steuerung“).

3.9.3 Vergleich der Kapitalwerte

Zur Identifikation optimaler langfristiger Investitionsentscheidungen, werden die Kapitalwerte unterschiedlicher Netzintegrationslösungen verglichen. Ausgangspunkt stellen die

Tabelle 3.9: Übersicht der Kosten (netto) bei Strangreglereinsatz

Kosten Betrieb mit Strangregler							
Regler	A	B	C	D	E	F	G
Nennleistung / kVA	50	250		250	50*)	130	250
jährliche Betriebskosten / $€/a$	1400	1400	1400	1400	1400	1400	1400
Anschaffung (inkl. Transport, Aufstellung, Anschl.)****) / $€$	31358	22200	107509	36500	7850*)	43357	31900
Austausch der Steuerung**) / $€$	5000	5000	9000	5000	1500	5000	5000
Lebensdauer Leistungsteil / a	25	30	20	30	30	40	15
Lebensdauer Steuerung***) / a	25	15	4	15	30	15	5
Ursprungsjahr Datenbestand der Anschaffungskosten****)	1986	2014	2012	2015	2015	2015	2015

*) $50kVA$ sind max. Regel- nicht Durchgangsleistung, Mastmontage mit 4800€ berücksichtigt

**) Datenblattangabe/Erfahrungswert/Annahme (rein elektronisch, el. Ansteuerung, passiv)

***) Datenblattangabe/Erfahrungswert/Annahme (Elektronik, Transformator)

****) Basisjahr 2015 inflationsbereinigt, 2% Inflation jährlich (ab 1986 angenommen)

Referenzfälle konventioneller Netzverstärkung dar.

Diese beinhalten:

- die Verlegung eines Kabels/Parallelverkabelung
- das auflegen von Bündelleiter (anstatt der Freileitung)
- 980V-Strecke, bei einzelnen entfernt gelegenen Kunden
- (Erneuerung der Freileitung)

Die Referenzfälle werden mit den ermittelten Kapitalwerten der untersuchten Strangregler unter der folgenden Prämisse verglichen.

Diese Annahmen wurden für die Kapitalwertmethode (Barwertmethode) getroffen:

- Strang mit $1km$
- Ausgangslage/Bestand ist Freileitung
- Kalkulationszinssatz $z = 4,8\%$
- Bezugsjahr des Zeitwertes für Kapitalwerte ist 2015
- Anschaffungskostenwerte vor 2015 wurden mit 2% jährlich inflationsbereinigt
- konventionelle Netzverstärkungsmaßnahmen haben Lebensdauer ≥ 50 Jahre

Referenzwerte für konventionelle Netzverbesserungsmaßnahmen

Tabelle 3.10 zeigt die Kapitalwerte der betrachteten konventionellen Maßnahmen zum Bezugszeitpunkt (Jahr 2015) für eine Nutzungsdauer von 20 Jahren sowie für 50 Jahre. Die Kapitalwerte weisen ein negatives Vorzeichen auf, da lediglich die Investitionen (Ausgaben) und keine Einnahmen berücksichtigt wurden. Je kleiner der Absolutbetrag des Kapitalwertes, desto günstiger ist die Investition zu bewerten.

Hierbei ist anzumerken, dass die Lebenszeit von Bündelleitern erfahrungsgemäß nicht die geforderten 50 Jahre erreicht und somit nur als mittelfristige Übergangslösung gesehen werden kann. Die Variante „980V/400V“, also die Übertragung mittels 980V-Leitung zu entfernt gelegenen Kunden (bei denen über einen Transformator die Spannung wieder auf 400V verkettet herabgesetzt wird), ist nur in diesem spezifischen Fall anwendbar. Beim Vergleich von Freileitung und Kabel wird die Sensitivität hinsichtlich der Betriebskosten deutlich. Die hohen initialen Investitionskosten der Verkabelung, bei gleichzeitig niedrigen Betriebskosten, liefern bei einer Nutzungsdauer von 50 Jahren einen ähnlichen Kapitalwert (ca. -77500€), wie die Freileitung (ca. -76400€). Bei einer Nutzungsdauer von 20 Jahren beliefe sich die Kapitalwertdifferenz auf das 6- bis 7-fache mit ca. 7300€ .

Kapitalwerte bei Strangreglereinsatz

Tabelle 3.11 listet die Kapitalwerte zum Zeitpunkt 0 auf. Es ist anzumerken, dass trotz ungünstigem Ausgangsfall für die Strangregler (Freileitungsbestand statt Erdkabel), die Kapitalwerte jenen der konventionellen Maßnahmen ebenbürtig oder gar niedriger sind. Der relevanteste Vergleich ist wohl jener der Verkabelung. Deren hohe Anschaffungskosten fallen bei einem Betrachtungszeitraum von 20 Jahren schwer ins Gewicht. Aus diesem Grund wären 6 der 7 Strangregler bei dieser kurzen Nutzungsdauer günstiger. Aber selbst bei einer Betrachtungsdauer von 50 Jahren, sind 4 der 7 Strangregler aus ökonomischer Sicht zu bevorzugen. Der wirtschaftliche Einsatz ist (typbedingt) somit gegeben.

Der Ansatz der temporären Aufstellung von Strangreglern hätte den Vorteil Zeit zu gewinnen um die Netzentwicklung zu verfolgen. Durch die verschobene Investitionsentscheidung, können die Ressourcen zielgerichteter auf die vorhandene Netzsituation angewandt werden. Bei Betrachtung der Anschaffungskosten (Tabelle 3.11) und Vergleich mit den Produktkosten (Tabelle A.1) zeigt sich, dass die Aufstellung und der Anschluss (KÜ-Mast und Verkabelung) bis zur Hälfte der Anschaffungskosten ausmachen und somit keine sinnvolle Lösung darstellen. Möglicherweise gibt es für Ausführungen in Mastmontage ökonomisch sinnvolle Ansätze dafür (z.B. Strangregler E).

Tabelle 3.10: Kapitalwerte der konventionellen Netzverbesserungsmaßnahmen

	Kabel	Bündel	980V/400V	Freileitung neu
Anschaffungskosten, Bestand ist Freileitung	70000€	20000€	38000€	50000€
Kapitalwert bei 20 Jahren Betrachtungsd.	-75071€	-37747€	-55747€	-67747€
Kapitalwert bei 50 Jahren Betrachtungsd.	-77534€	-46369€*)	-64369€	-76369€

*) Lebensdauer unter 50 Jahren nicht berücksichtigt

Tabelle 3.11: Kapitalwerte der Netzverbesserungsmaßnahmen mittels Strangregler

Strangregler	A	B	C	D	E	F	G
Anschaffungs- kosten, Bestand ist Freileitung	31358€	22200€	107509€	36500€	7850€	43357€	31900€
Kapitalwert bei 20 Jahren Betrachtungsdauer	-49105€	-42422€	-190374€	-56722€	-25597€	-63579€	-74478€
Kapitalwert bei 50 Jahren Betrachtungsdauer	-70448€	-57089€	-215477€	-74892€	-36142€	-80679€	-94784€

4 Simulation Strangregler versus Batteriespeicher

Im vorhandenen Ortsnetz wird die Wirksamkeit des Strangreglers, bezüglich der Einhaltung des Spannungsbandes, mit jener eines zentralen Batteriespeichers (Quartierspeicher) am selben Ort verglichen. Die Ermittlung der erforderlichen Speicherleistung und -energiemenge erfolgt simulationsgestützt in DIGSILENT PowerFactory und MATLAB.

4.1 Datengrundlage

Der betrachtete Strang befindet sich im Ortsnetz der oberösterreichischen Gemeinde Eberstalzell. Dort wird ein Siedlungsgebiet, großteils bestehend aus Ein- und Zweifamilienhäusern, versorgt. Aufgrund eines Sonderförderungsprogrammes herrscht in diesem Netzgebiet eine hohe PV-Anlagendurchdringung. [15] Am untersuchten Strang 3 sind sieben PV-Anlagen mit Leistungen zwischen $3,22kW_p$ und $4,7kW_p$ angeschlossen. Eine weitere Anlage, die 2014 errichtet wurde, ist nicht berücksichtigt, da die relevanten Messdaten aus dem Jahr 2013 stammen. Auch nachträgliche Hausanschlüsse wurden daher nicht berücksichtigt. Ein Abbild von Strang 3 aus dem Geoinformationssystem (GIS) ist in Abbildung 4.1 zu sehen. Dort ist der Aufstellungsort des Strangreglers grün gekennzeichnet. Die Orte der PV-Anlagen sind gelb markiert.

Zur absichtlichen Verschärfung der Spannungsunsymmetrie wurden alle sieben einphasig ausgeführten Wechselrichter der PV-Anlagen an Leiter L1 angeschlossen. Aus diesem Grund speisen auch in den beiden Szenarien alle Anlagen auf L1 ein. Neben der Lastsituation mit Einspeisung im Sommer wurde auch die Lastsituation mit und ohne Einspeisung im Winter, sowie ohne Einspeisung in Sommer betrachtet. Diese spielen erwartungsgemäß eine untergeordnete Rolle für die Dimensionierung von Strangregler und Speicher. Deshalb werden die Simulationsergebnisse hier nicht weiter behandelt.

Als Datengrundlage werden P/Q-Lastprofile in 1s-Auflösung aus dem Forschungsprojekt ADRES genutzt. Dabei handelt es sich um, dem Jahresverbrauch nach skalierte Lastprofile, die für das Ortsnetz von Eberstalzell erzeugte Haushaltslastprofile. Die PV-Profile basieren auf gemessenen Einstrahlungswerten in diesem Netz, und wurden mit den Peakleistungen der jeweiligen Anlagen skaliert. [24] Wesentlich ist die Verwendung der gleichen Lastprofile um die Vergleichbarkeit des Batteriespeichers mit dem Strangregler sicher zu stellen. Genaue Lastprofile an einem Strang sind vor Netzausbaumaßnahmen ohnehin nie bekannt.

4 Simulation Strangregler versus Batteriespeicher

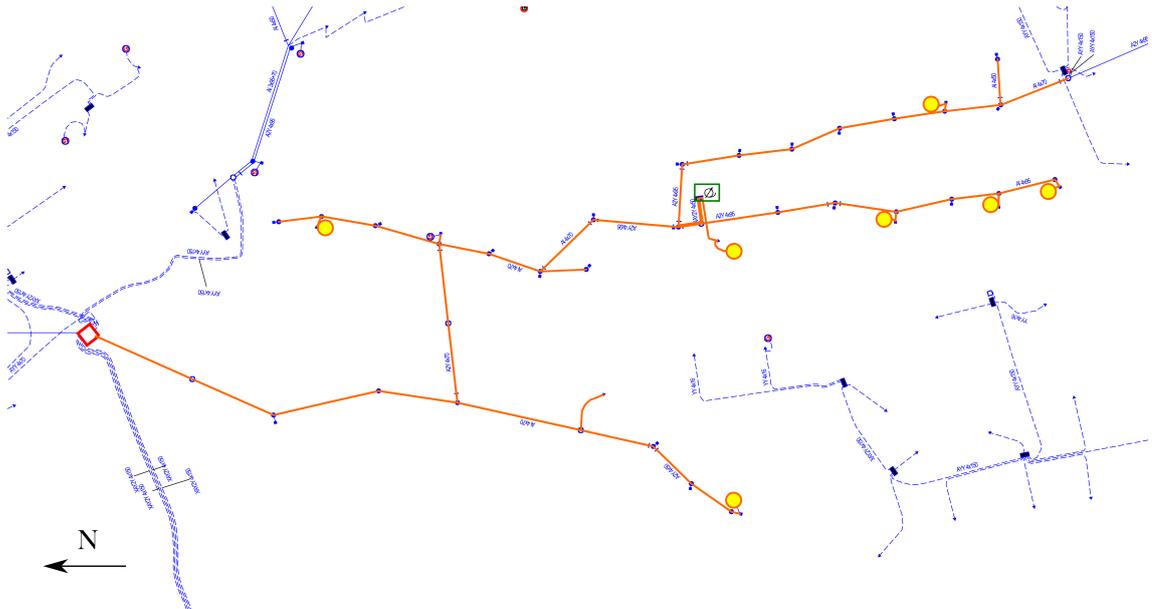


Abbildung 4.1: Strang 3 des Ortsnetzes Eberstalzell wird von der ON-Station (links) versorgt. Die PV-Anlagen sind mit gelben Kreisen markiert. Der Strangregler/Batteriespeicher (mittig, grün) regelt die Spannung der beiden Ausläufer rechts oben im Bild.

4.2 Aufbau der Simulation

4.2.1 Allgemein

In Abbildung 4.2 ist der Strang in der Simulationsumgebung DiGSILENT PowerFactory dargestellt. Dieser bildet die Basis und wurde bereits für andere Forschungsprojekte eingesetzt. Das Strangabbild wurde in der ursprünglichen Variante (Korrektur um den Strangregler ausgenommen) von der Netz OÖ zu Verfügung gestellt.

4.2.2 Referenzsimulation ohne Beeinflussung

Als initiale Vergleichssituation wurde für alle Last- und Einspeiseszenarien der ursprüngliche Konfigurationsfall, ohne Strangregler oder Speicher simuliert. Dazu wurden die beiden Sammelschienen (Ein- und Ausgang des Strangregler) direkt verbunden. Batteriespeicher und Strangregler sind deaktiviert (Abbildung 4.3). Die Höhe der auftretenden Spannungen sind erwartungsgemäß von den Einspeiseprofilen der PV-Anlagen abhängig.

4.2.3 Simulation mit Strangregler

Der Strangregler wird durch drei einphasige, voneinander unabhängige, Stufen-Transformatoren simuliert. Jeder Transformatoren regelt eine Phasenspannung. Durch Umstufung (± 4 Stufen zu je 1, 5%) ändert der Regler für jeden Sekundenwert den Betrag der Spannung nach. Der Bypass der Sammelschienen ist deaktiviert (Abbildung 4.4). Die Parametereinstellungen sind jenen des Strangreglers B in Tabelle 3.2 nachempfunden, der an diesem Ort eingebaut ist und sind in Tabelle 4.1 aufgelistet.

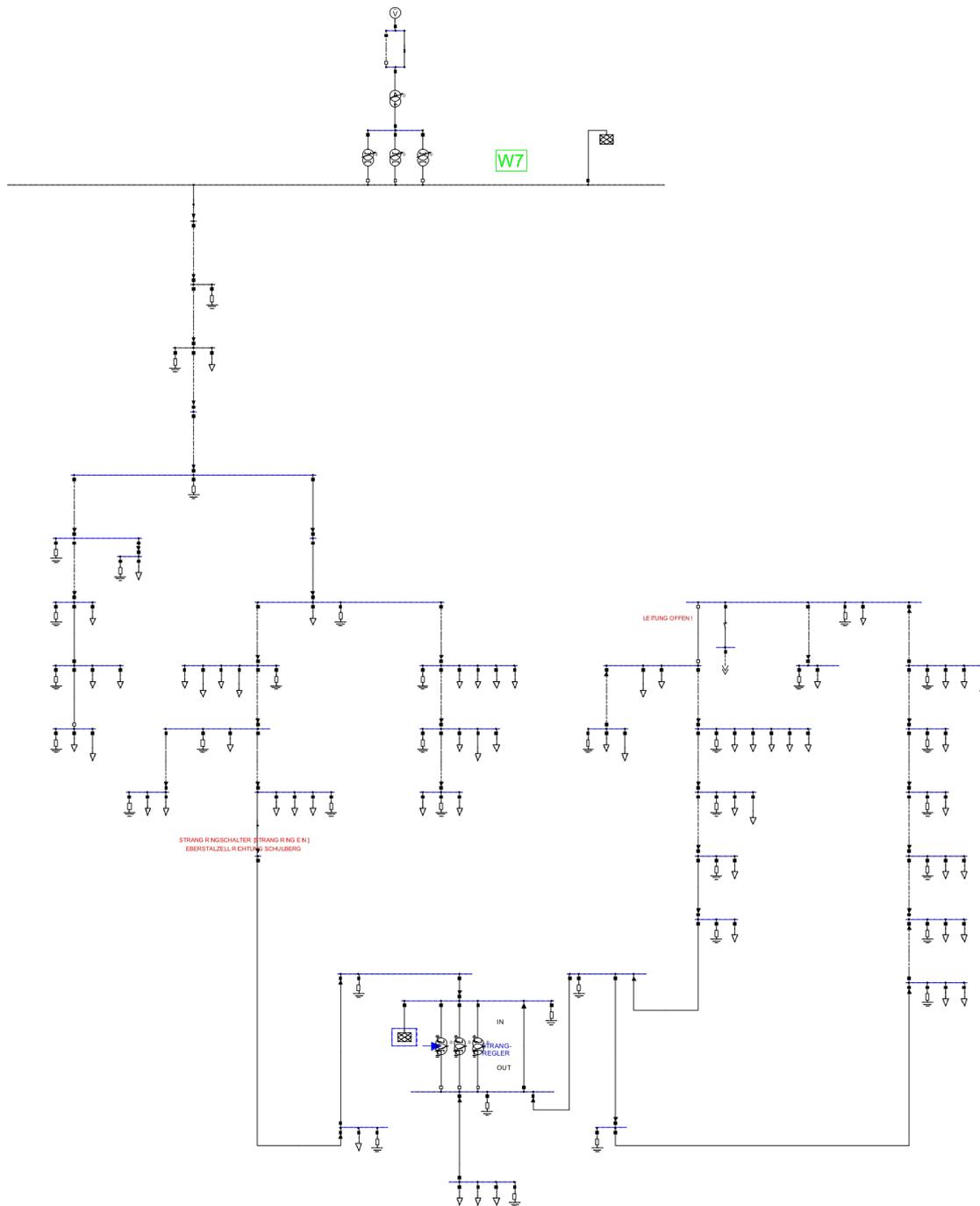


Abbildung 4.2: Strang 3 des Ortsnetzes Eberstanzell in der Simulationsumgebung DIgSILENT PowerFactory dargestellt, als Strahlnetz ausgeführt (Ringleitung re. unten ist unterbrochen), unten mittig befinden sich Strangregler bzw. Batteriespeicher

4 Simulation Strangregler versus Batteriespeicher

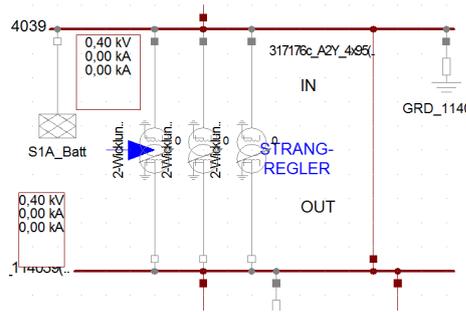


Abbildung 4.3: Im Referenzfall sind die beiden Sammelschienen direkt verbunden.

Tabelle 4.1: Parametereinstellungen des Strangreglers in der Simulation

Parameter	Wert
Regelbereich	$\pm 6\%$
Stufen	9
Schrittweite	1,5%
Totband	$\pm 1\%$ bzw. $\pm 2\%$
Stufungsdauer	$< 1s$
Regelung	je Phase

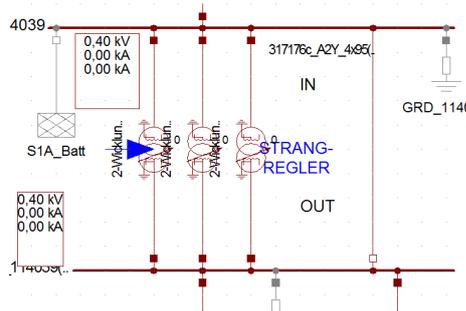


Abbildung 4.4: Die drei Phasenspannungen werden einzeln geregelt. Der Bypass ist deaktiviert.

4.2.4 Simulation mit Batteriespeicher

Die Umsetzung des Batteriespeichermodells für den Quasi-Dynamischen-Lastfluss ist simpel. Die lokale 2-Punkt-Regelung zieht die Sollwerte für maximale und minimale Spannungswerte an der Anschlusssammelschiene heran, um sekundengenau den Bedarf für Bezug- oder Lieferung von Wirk- und Blindleistung zu ermitteln. Wenn der Ist-Wert der Sammelschienen-Spannung größer als der obere Grenzwert ist, bezieht der Wechselrichter Wirkleistung im nötigen Maß und korrigiert über die Blindleistung den Phasenwinkel zu 0, um die Spannung auf den unteren Grenzwert abzusenken. Bei einem Ist-Wert der Sammelschienen-Spannung unterhalb des unteren Grenzwertes, wird im Gegenzug Wirkleistung abgegeben, sowie der Phasenwinkel auf 0 korrigiert. Ebenfalls in einem Ausmaß, sodass die Sammelschienen-Spannung auf den oberen Grenzwert des Totbands erhöht wird. Die Kom-

pensation auf Phasenwinkel 0 wurde unter der Annahme resistiver Last im Niederspannungsnetz getroffen, und entspricht somit nur in großer Näherung realen Verhältnissen. Bevor der Batteriespeicher Energie einlagert, wird diese auf den anderen Leitern ausgespeist, solange der obere Grenzwert nicht verletzt wird. Wenn also zur Mittagszeit auf einem Leiter die Einspeisung hoch und in Folge dessen, die Spannung an diesem Leiter hoch ist, wird diese Spannung auf den unteren Sollwert hin gesenkt. Die überschüssige Leistung hebt gleichzeitig an den beiden anderen Leitern die Spannung in Folge der Ausspeisung, bis an den oberen Grenzwert an. Wenn das Totband der Spannung eng gewählt (z.B. $\pm 1\%$), wird die obere Spannungsgrenze auf allen Leitern früher erreicht und somit wird früher Energie gespeichert. Ist das Totband der Spannung hingegen weit gewählt (z.B. $\pm 5\%$) so werden die beiden anderen Phasenspannungen wie zuvor an die obere Spannungsgrenze angehoben, die überschüssige Energie aus der überhöhten Phase reicht nicht aber nicht für den Spannungshub der beiden anderen aus. Somit muss der Speicher die fehlende Energiedifferenz liefern. Mit Vergrößerung des Totbands wird das Modell somit inadäquat. Das Ansteigen der Energiespeichergröße mit zunehmendem Totbandbereich erklärt sich somit aus dem einfachen Regelalgorithmus. Eine intelligentere Umsetzung des Lade-/Entlademanagements (z.B. dynamischer Totbandbereich), würde diesem Sachverhalt entgegenwirken. Lade- und Entladeverluste werden in der Simulation nicht berücksichtigt. Der Bypass der Sammelschienen muss notwendigerweise für die Simulation geschlossen sein (Abbildung 4.5). Die Einstellungen sind in Tabelle 4.2 angegeben.

Die größten Lastspitzen sind maßgebend für die Leistung des Batteriespeichers und mit der Kapazität kostenbestimmend. Die Ermittlung der Bauleistung sowie der notwendigerweise speicherbaren Energie, erfolgt mittels MATLAB-Skript. Ausgangsdaten sind die Sekunden-Zeitreihen des Quasi-Dynamischen-Lastflusses mit Spannungen aller Sammelschienen sowie Wirk- und Blindleistungswerten des Speichers. Es wird hierbei die maximale Scheinleistung $S_{Phase,max}$ (relevant für Auslegung des Wechselrichters) aus allen Lade- und Entladevorgängen über alle Sekundenwerte $i = 0 \dots 86399$ je Phase ($j = 1 \dots 3$) ermittelt. Die Angabe für die minimal notwendige Bauleistung des Simulationstages S_{Bat} erfolgt aufgrund der Dreiphasigkeit mit dem dreifachen Maximalwert der Scheinleistung $S_{Phase,max}$

$$S_{Phase,max} = \max \left(\sqrt{P_{i,j}^2 + Q_{i,j}^2} \right) \quad (4.1)$$

$$S_{Bat} = 3 \cdot S_{Phase,max} \quad (4.2)$$

Auf Basis der Summation aller Summenwirkleistungen $P_{Sum,i}$ je Sekunden $i = 0 \dots 86399$ (Zu jedem Simulationszeitpunkt wird die aktuell notwendige Wirkleistungsaus- oder -einspeisung als Summe der Wirkleistungen der drei Phasen ermittelt.), wird die zum Zeitpunkt n verfügbare netto Energiemenge E_n ermittelt und in kWh angegeben (Gleichung 4.4). Diese kann negativ sein (es wurde mehr Energie eingelagert als ausgespeist) oder positiv sein (es wurde mehr Energie ausgespeist als eingelagert. Im zweiten Fall hätte der Batteriespeicher also vorgeladen werden müssen, um die nötige Energie so wie in der Simulation liefern zu können. Zu (mindestens) einem Zeitpunkt des Simulationstages ergibt sich ein Maximum und zu (mindestens) einem Zeitpunkt des Simulationstages ergibt sich ein Minimum. Das sind die maximal einzulagernde oder auszuspeisende Energie. Der Betrag der maximalen Differenz, also die von den Extremwerten größte eingeschlossene Höhe,

4 Simulation Strangregler versus Batteriespeicher

ist maßgebend für die Größe des Energiespeichers, woraus sich die minimale Dimensionierung des Energiespeichers mit E_{max} in kWh ergibt (Gleichung 4.4). Es sei an dieser Stelle nochmals angemerkt, dass Lade- und Entladeverluste nicht berücksichtigt werden.

$$E_n = \frac{\sum_i^n P_{Sum,i} \cdot 1s}{3600s} \cdot 1h \quad (4.3)$$

$$E_{max} = \max(|\max(E_n) - \min(E_n)|) \quad (4.4)$$

Tabelle 4.2: Parametereinstellungen des Batteriespeichers in der Simulation

Parameter	Wert
Totband	$\pm 0,5\%$, $\pm 1\%$, $\pm 2\%$, $\pm 3\%$ bzw. $\pm 5\%$
Regelzeit	$< 1s$
Regelung	je Phase

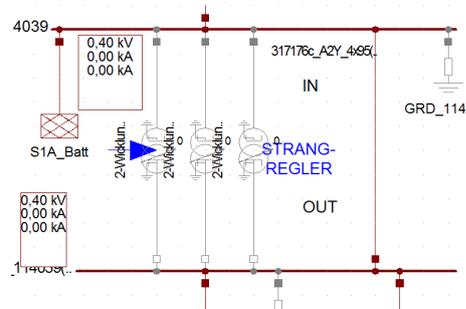


Abbildung 4.5: Der Batteriespeicher hält die Spannung an der Eingangssammelschiene im geforderten Totband. Der Bypass ist aktiv um die beiden Sammelschienen zu verbinden.

4.3 Ergebnisse

Die Übereinstimmung von Messdaten aus dem realen Netzbetrieb mit aktivem Strangregler, mit jenen Daten aus der Simulation ist in Abbildung 4.6 dargestellt. In der Simulation ist der Strangregler mit einem Totband von $\pm 2\%$ betrieben. Das Ergebnis zeigt, dass die angewandten Lastprofile gut mit der Realität (Abbildung 3.9) übereinstimmen und als geeignet angesehen werden können. Durch die Stufenregelung im starren Totband unterscheidet sich die Simulation jedoch vom Verhalten des realen Strangreglers.

Das einfache Modell des Batteriespeichers (Abschnitt 4.2.4) wurde in drei Szenarien mit unterschiedlichen Totbandbereichen untersucht und mit der Wirkungsweise des Strangreglers verglichen.

4.3.1 Szenarien

Die zwei Szenarien unterscheiden sich durch die Einspeiseprofilaten. Die Lastprofile der hier vorgestellten Szenarien wurden sind alle ident.

Szenario I

Alle PV-Anlagenwechselrichter speisen auf der gleichen Phase ein. Es kommt zur Anhebung der Spannung an L1 und hoher Unsymmetrie. Bei Betrachtung der Entwicklung der nötigen Speicherkapazität und Auslegung des Leistungsteils fällt auf, dass diese bei einem Totband von $\pm 0,5\%$ bis $\pm 2\%$ sinken. Das ist verständlich, da durch eng gesteckte Spannungsgrenzen die Regelung oft eingreifen muss. Bei einem weiten Bereich, in den sich die Spannung aufhalten darf, muss der Batteriespeicher weniger oft aktiv werden. Abbildung 4.7 zeigt jedoch einen Anstieg der maximal zu speichernden Energiemenge (entspricht der minimalen Energiespeichergroße bei der Konstruktion). Dieser Anstieg ist modellbedingt (siehe Abschnitt 4.2.4) und stellt somit keine validen Daten mehr dar. Bei der Berechnung des Leistungsteils, wurde die größte ein- bzw. auszuspeisende Leistung aller drei Phasen ermittelt. Aufgrund der Annahme, dass konstruktiv im Wechselrichter alle drei Phase gleich aufgebaut sind, folgt die Gesamtleistung des Wechselrichters aus der dreifachen Leistung des maximalen Phasenwertes.

Szenario II

Die Situation ist gleich wie Szenario I, jedoch speisen die PV-Anlagen maximal ein, wodurch die Unsymmetrie maximal wird. Die Ermittlung erfolgt äquivalent, wie oberhalb beschrieben.

Um die Ermittlung der Energie- und Leistungswerte besser nachvollziehen zu können, sei das Vorgehen wie in Abschnitt 4.2.4 exemplarisch anhand der Simulationsergebnisse beschrieben. In Abbildung 4.9 sieht man im mittleren Diagramm, wie über die Mittagszeit die Summenleistung (schwarz) negativ wird und der Speicher lädt. Durch Umverteilung der Energie von L1 auf L2 und L3, werden die beiden letzteren Phasenspannungen auf den oberen Grenzwert erhöht. Das ist selbst am Strangende (Spannungsverlauf oben) noch zu erkennen. Die Überschüssige Energie wird gespeichert. Außerhalb der Mittagszeit speist der Batteriespeicher mehrfach Energie aus, da das eng gesteckte Totband ($\pm 0,5\%$ von der Spannung oft verletzt wird. In Abbildung 4.10 beträgt das Totband $\pm 5\%$. In diesem Fall ist das einfache Totband-Modell des Batteriespeichers nicht mehr gültig. Das „Umverteilen“ von Energie einer Phase auf die beiden anderen funktioniert nur bedingt. Durch das Anheben der Spannungen an die obere Spannungsgrenze muss der Großteil der Energie aus dem Batteriespeicher bereitgestellt werden.

4.3.2 Vergleich

Um den Strangregler mit dem Batteriespeicher hinsichtlich ihrer Wirkung auf die Spannungshaltung zu vergleichen, wurde folgendes Kriterium mit Gültigkeit für das Szenario I definiert:

„Alle Spannungen aller Sammelschienen im Strang sollen über die Beobachtungsdauer innerhalb der gleichen Grenzen liegen.“

Dieses Kriterium orientiert sich bewusst nicht am Vergleich der Einstellparameter, da die Wirkungsweise der Systeme unterschiedlich und damit auch deren Wirkung auf das Spannungsband unterschiedlich ist. Es ist zu beachten, dass die Häufigkeitsverteilung der Spannungswerte nicht berücksichtigt wird. Außerdem werden Sekundenwerte der Spannung her-

4 Simulation Strangregler versus Batteriespeicher

angezogen. Alternativ könnte das Kriterium auf die nach [2] definierten 10-Minutenwerte abgewandelt werden.

Der Vergleich anhand des definierten Kriteriums zeigt, dass der Strangregler einen geringeren Totbereich benötigt, um die Spannungswerte an allen Sammelschienen des Strangs im gleichen Spannungsbereich halten zu können, als der Batteriespeicher (Abbildung 4.11).

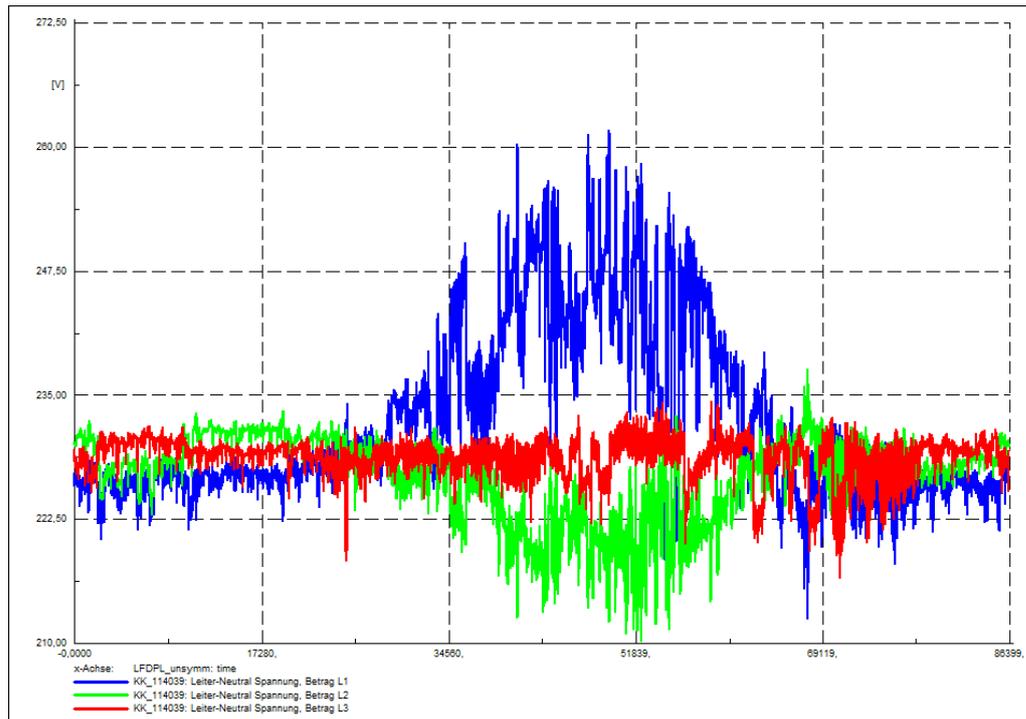
Kenngrößenvergleich

Strangregler B besitzt eine Durchgangsnennleistung von $250kVA$. Da der Speicher nicht in Reihe mit dem Leiter geschaltet ist, ist die Regelleistung von Batteriespeicher und Strangregler ein passender Vergleichswert (relevant für Kosten des Leistungsteils). Bei einem Regelbereich von $\pm 6\%$ (Totband sind 2% , jedoch unerheblich für Leistungsbemessung) benötigt der Leistungsteil des Strangreglers $250kVA \cdot 6\% = 15kVA$ (dreiphasig). Da das Batteriespeichermodell nur für kleine Toleranzen brauchbare Ergebnisse liefert, erfolgt die Betrachtung von Szenario I, bei einem Totband von $\pm 2\%$. Der Batteriespeicher benötigt in diesem Fall eine Scheinleistung von $57,3kVA$ (dreiphasig) - mehr als den dreieinhalbfachen Wert, dargestellt in Abbildung 4.12.

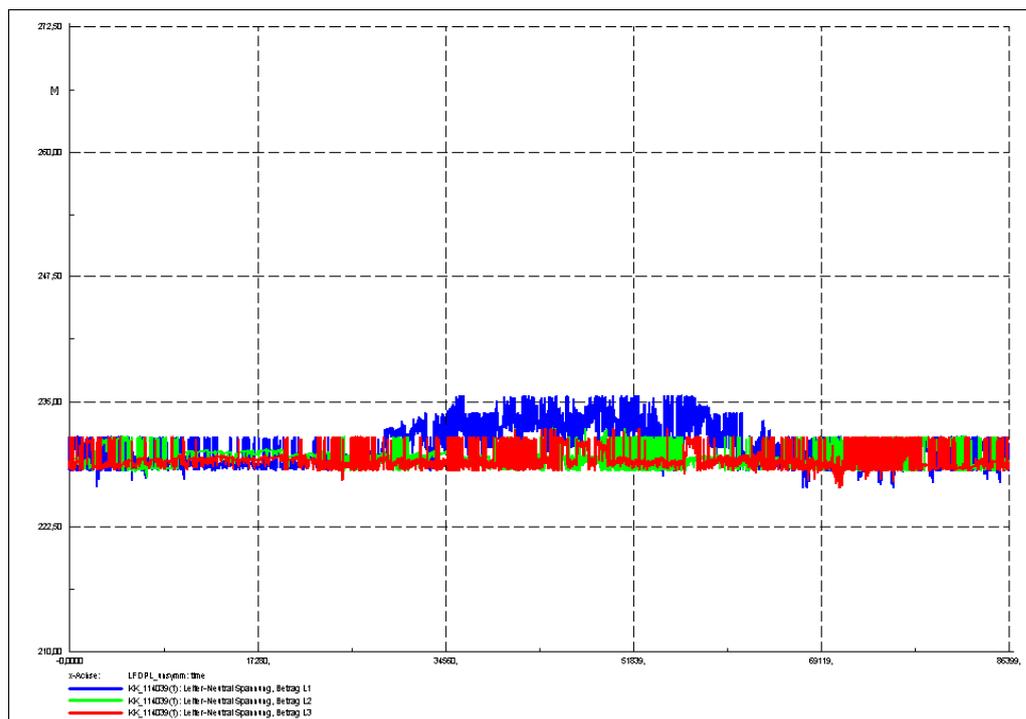
Der mindestens zu speichernde Energieinhalt des Batteriespeichers über einen Tagesverlauf beträgt bei $\pm 2\%$ Totband $77,9kWh$.

Wirtschaftlichkeitsvergleich

Eine ungefähre Abschätzung der Kosten für den Einsatz von Strangregler oder Batteriespeicher soll dazu dienen sich Überblick über die Größenordnung zu verschaffen. Die Produktkosten der Strangregler sind in Tabelle .1 aufgelistet. Für Strangregler B sind das 10000€ (Stand 2014). Diese Kosten beinhalten den Strangregler, jedoch nicht die Aufstellung oder sonstige im Zusammenhang mit dem Anschluss an den Strang anfallenden Kosten. Aus diesem Grund wird der ungefähre Produktpreis eines Batteriespeichers in Form eines Lithium-Ionen-Akkumulators ermittelt. Der Preis liegt für 2016 (niedriger als Preis 2014) bei $228 \text{€}/kWh$ [21], dazu kommt noch der Preis für den Wechselrichter. Der Preis für den Wechselrichter mit mindestens $58kVA$ wird mit rund 9000€ angenommen (vgl. [29]). Unter Vernachlässigung von Kosten für Einhausung, Verdrahtung und dergleichen ergibt das $228 \text{€}/kWh \cdot 77,9kWh = 17761 \text{€}$ für den Lithium-Ionen-Akkumulator und insgesamt $9000 \text{€} + 17761 \text{€} = 26761 \text{€}$ den Batteriespeicher als Produktkosten.



(a) Eingangsspannung (ungeregelt)



(b) Ausgangsspannung (geregelt)

Abbildung 4.6: Der Spannungsverlauf am Strangregler aus der Simulation über einen Tag (Szenario I), vgl. Abbildung 3.9

4 Simulation Strangregler versus Batteriespeicher

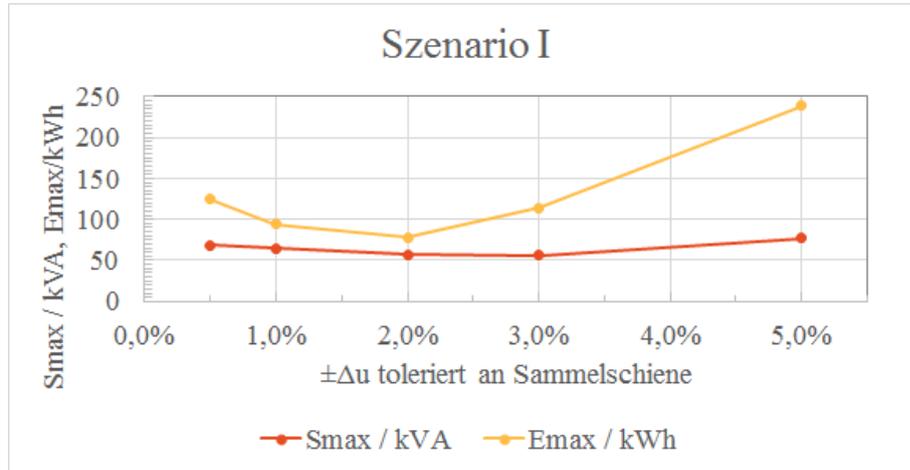


Abbildung 4.7: Szenario I: Die Maximalwerte des 3-phasigen Leistungsteils und der speicherbaren Energiemenge geben die minimale Auslegungsgröße an. Darstellung in Abhängigkeit des Spannungstotbands von $\pm 0,5\%$ bis $\pm 5\%$, Modell nur bis 2% nutzbar

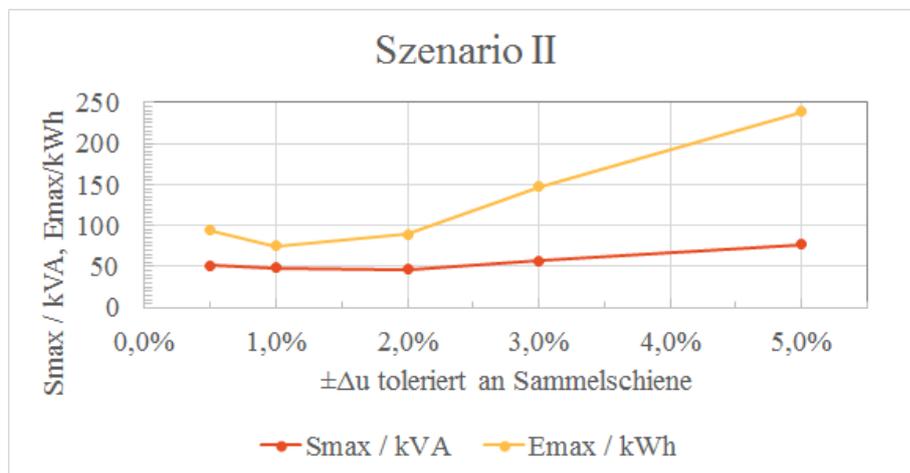


Abbildung 4.8: Szenario II: Die Maximalwerte des 3-phasigen Leistungsteils und der speicherbaren Energiemenge geben die minimale Auslegungsgröße an. Darstellung in Abhängigkeit des Spannungstotbands von $\pm 0,5\%$ bis $\pm 5\%$, Modell nur bis 1% nutzbar

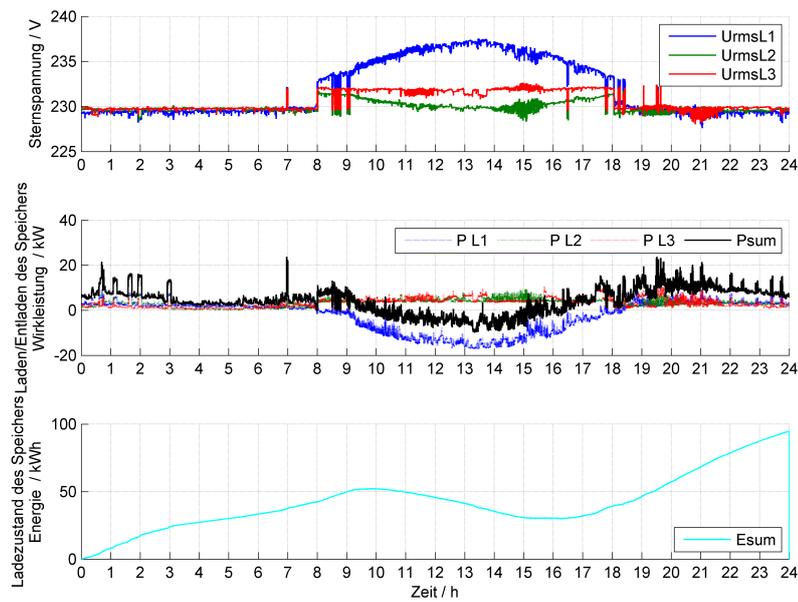


Abbildung 4.9: Szenario II, Totband $\pm 0,5\%$: Spannungsverlauf am Strangende (oben), Wirkleistungseinspeisung (positiv) und -bezug (negativ) (mittig), Speicherzustand des Energiespeichers (unten)

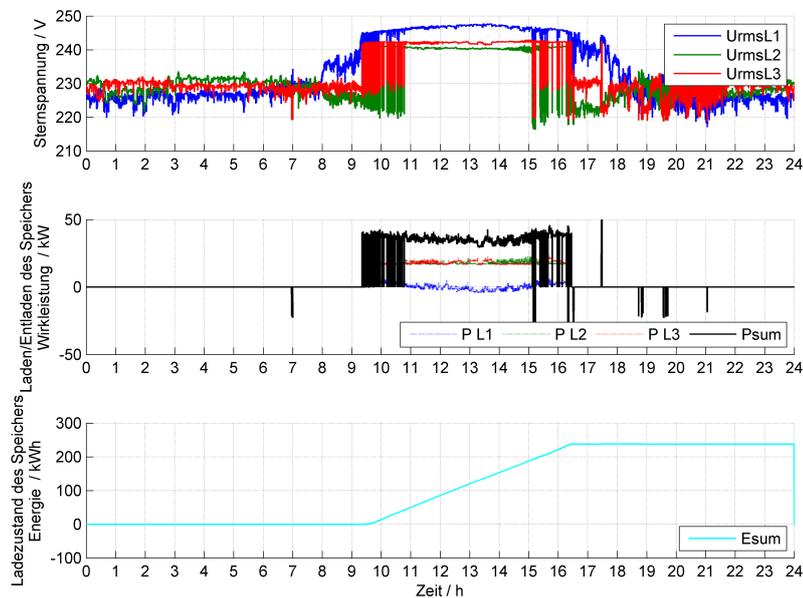


Abbildung 4.10: Szenario II, Totband $\pm 5\%$: Spannungsverlauf am Strangende (oben), Wirkleistungseinspeisung (positiv) und -bezug (negativ) (mittig), Speicherzustand des Energiespeichers (unten)

4 Simulation Strangregler versus Batteriespeicher

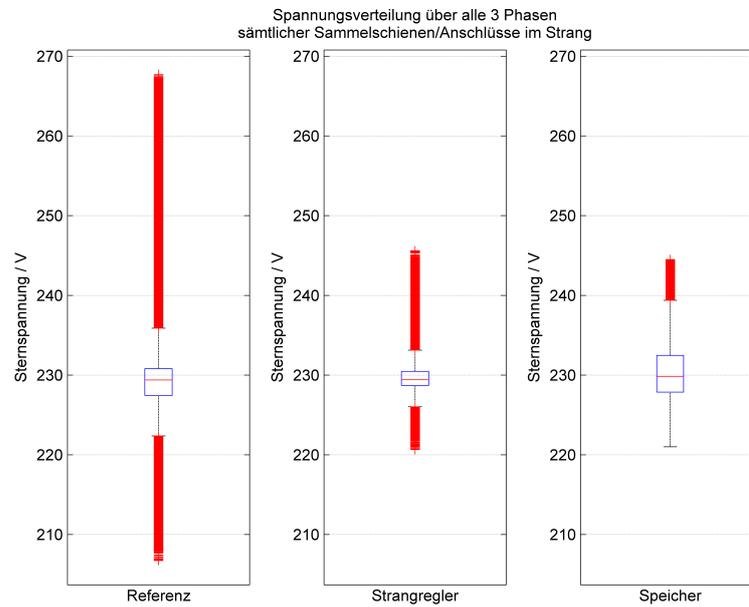


Abbildung 4.11: Szenario I, Totband: Strangregler $\pm 2\%$, Batteriespeicher $\pm 3\%$, Die eingehalten Spannungsgrenzen im Strang sind gleich.



Abbildung 4.12: Auslegung beider Systeme auf gleiche Spannungswertbegrenzung

5 Zusammenfassung

Bei der Beurteilung der Netzverträglichkeit von dezentralen Erzeugungsanlagen gilt nach einer Vielzahl von Studien[16],[15] das Spannungsband nach EN 50160 [2] als limitierender Faktor für den weiteren Zubau im Niederspannungsnetz. Die Netzverbesserung durch konventionelle Maßnahmen wie Verkabelung einer Freileitung oder das Auflegen von Bündelleitern auf diese, sind kostenintensiv. Außerdem erfordern sie eine gute Vorhersage der Entwicklung der Last- und Einspeisesituation, um die Ressourcen bestmöglich zu nutzen. Alternative Netzverbesserungsmaßnahmen lassen eine sinnvolle Erweiterung der bestehenden Maßnahmen erhoffen.

Die Auswertung der Messdaten und der Simulationsergebnisse zeigt, dass sowohl Strangregler als auch Batteriespeicher für den Einsatz zur Spannungshaltung in Niederspannungsnetzen geeignet sind. Das Spannungsunsymmetrieproblem, das durch einphasige DEA zunehmend in den ON auftritt, kann nur durch zwei der untersuchten nichtkonventionellen Maßnahmen reduziert werden - dem Batteriespeicher (entsprechende Auslegung von Wechselrichter und Regelung vorausgesetzt) und dem Strangregler E in Ausführung als Zick-Zack-Transformator. Bei den anderen Systemen wurde keine Verbesserung oder gar eine Verschlechterung der Spannungsunsymmetrie festgestellt. Das liegt daran, dass zwar die Beträge der Leiter-Neutralleiter-Spannungen, aber nicht deren Phasenlagen korrigiert werden. Dieser Effekt konnte auch in [15] und [35] nachgewiesen werden. Durch eine Erweiterung des Systems um einen Wechselrichter für die Querregelung, könnte dieses Defizit auf Kosten der Komplexität, ausgemerzt werden. Es bleibt aber festzuhalten, dass das Spannungsniveau der Leiter-Neutralleiter-Spannungen im Allgemeinen sehr gut ausnivelliert wird und somit, wenn die Unsymmetrie im zulässigen Bereich bleibt, das Spannungsbandproblem behoben wird. Bei manchen Typen wurde eine Erhöhung des Flickers festgestellt, welche auf das Schaltverhalten zurückzuführen ist. Bei Flickerverursachern nach dem Strangregler kommt es zur Erhöhung aufgrund der zusätzlichen Längsimpedanz.

Wenn die Betriebsmittelauslastung an ihr Limit stößt, bietet der Strangregler keine Abhilfe, da dieser die Längsimpedanz zusätzlich erhöht und damit das Problem verschärft. In diesem Fall muss durch konventionelle Maßnahmen die Kurzschlussleistung (durch Reduktion der Leitungsimpedanz, z.B. Parallelleitung) erhöht werden. Allenfalls der Batteriespeicher könnte die Betriebsmittelauslastung verringern, wobei dazu ein entsprechendes (z.B. mit verteilter Sensorik) Speichermanagement notwendig ist. Andernfalls kann der Batteriespeicher die Betriebsmittelauslastung zusätzlich erhöhen. Die Möglichkeiten des Batteriespeichers in der Spannungshaltung sind weit vielfältiger als jene des Strangreglers. Durch den Wechselrichter kann neben dem spannungswirksamen Bezug und der Lieferung von Wirkleistung auch Blindleistungsmanagement betrieben werden.

Bei der Betrachtung der Leistungen sei angemerkt, dass sich die Konstruktion des Strangreglers im Gegensatz zu jener des rONTs dadurch unterscheidet, dass der Leistungsteil nicht auf die Durchgangsleistung auszulegen ist, sondern auf den Leistungsbedarf des Re-

5 Zusammenfassung

gelbereiches. Zur Abschätzung der Größenordnung des Batteriespeichers wird der eingesetzte Strangregler ($250kVA$, $\pm 6\%$) bezüglich der Einhaltung gleicher Spannungsgrenzen im Strang für den Vergleich herangezogen. Eine ebenbürtige Speicherlösung (mit Lastumverteilung am Wechselrichter und Blindleistungskompensation) erfordert knapp $60kVA$ (3-phasig) bei einem Speichervolumen von fast $80kWh$.

Die Ergebnisse der wirtschaftlichen Bewertung von Strangreglern zeigen, dass der Ansatz des temporären Einsatzes wenig Perspektive bietet. Wenn der Preis für Strangregler niedriger wird, wird der Kostenanteil für den Einbau höher. Das Versetzen des Strangreglers ist nicht mehr sinnvoll, da der Rückbau auch Kosten verursacht. Weiters zeigt der ökonomische Vergleich des Strangreglers mit konventionellen Netzausbaumaßnahmen, dass die Rentabilität für alternative Netzverbesserung bereits in vielen Fällen gegeben ist. Der Strangregler kann somit bei technischer Eignung in die erweiterte Netzplanung aufgenommen werden. Anders stellt sich die Situation für den Batteriespeicher dar, dessen Produktkosten (derzeit) mehr als 150% höher sind als die des Strangreglers. Hier ist der Wert der zusätzlichen Funktionalität abzuschätzen.

Abbildungsverzeichnis

1.1	Der Strangregler wird im Niederspannungsnetz im Strang eingesetzt.	2
1.2	Der Spannungsverlauf in einem NS-Strang mit DEA an einem sonnigen Tag mit starker Unsymmetrie. Der Lastfluss ist zur Mittagszeit negativ. (Sonntag 21.07.2013, Einbauort Strangregler B)	3
1.3	Summierte PV-Installationsleistung je $5km^2$, Anlagen bis $30kW_p$ (links) sowie über $30kW_p$ (rechts), Maximalwert: $1050kW_p$, weiße Flächen haben PV-Installationsleistung 0, österreichische Staatsgrenze (rot), Versorgungsgebietsgrenze (grau)	5
2.1	Spannungsbandverteilung bei der Netz Oberösterreich GmbH (Quelle: Netz OÖ)	7
2.2	Schematische Darstellung Ortsnetz: Spannungsabfall entlang der beiden Stränge mit steigender Leitungslänge (vgl. Netz OÖ)	8
2.3	Schematische Darstellung Ortsnetz: Spannungshub entlang des oberen, Spannungsabfall entlang des unteren Strangs (vgl. Netz OÖ)	9
2.4	Schematische Darstellung Ortsnetz: Der Strangregler verhindert die Spannungsbandverletzung bei starker Einspeisung im Strang (vgl. Netz OÖ)	9
2.5	Schematische Darstellung Ortsnetz: Der Batteriespeicher verhindert die Spannungsbandverletzung bei starker Einspeisung im Strang (vgl. Netz OÖ)	10
2.6	Spannungsbandgewinn durch Einsatz des Strangreglers. (Quelle: Netz OÖ)	10
2.7	Ersatzschaltbild NS-Leitung (vgl. [30])	12
2.8	Zeigerdiagramm der Spannungs- und Stromzeiger zugehörig zum Ersatzschaltbild in Abbildung 2.7 [30]	12
2.9	ON-Schema. Die Einflussnahme auf die Spannung ist mit den blau gefärbten Elementen möglich. „ON-global“ mithilfe eines rONT, abgangsspezifisch mithilfe eines Strangreglers oder dezentral mithilfe entsprechender Regelungen in den Wechselrichtern konventioneller Einspeiseanlagen bzw. in Kombination mit Batteriespeichern.	16
2.10	Spannungszeigerdiagramm der Längsregelung	17
2.11	Das Prinzip des Stufenreglers ist die Spannungsbeeinflussung durch Längsinduktivitäten. In diesem Beispiel ist eine Spannungsänderung Bereich von $\pm 6\%$ in Schritten zu $1,5\%$ möglich.	18
2.12	Strangregler als fixer Spartransformator und Reluktanz-veränderbarer Induktivität	19
2.13	Spice Simulation des Verhaltens bei einphasiger Einspeisung und Zick-Zack-Transformator	21
3.1	Fotos vom Einsatz des Strangreglers A, Gesamt- und Detailansicht	24
3.2	Eingangs- und Ausgangsspannung am Strangregler A (1s-Schriebe), Montag, 24.10.2016	25

3.3	verkettete Eingangs- und Ausgangsspannung am Strangregler A (1s-Schriebe), Montag, 24.10.2016	26
3.4	Messergebnisse (THD, P_{lt} und Unsymmetrie-Werte) Strangregler A, Betrachtungszeitraum: 20.10.2016 14:10 bis 27.10.2016 11:20	27
3.5	Strangregler A: keine Reaktion bei kurzzeitigen Spannungsänderungen ($\sim 200ms$), Ausgangsspannung mit geringerer Spreizung	28
3.6	Strangregler A: Während der Stufung sind keine erwähnenswerten Rückwirkungen auf die Sinus-Form der Spannung zu bemerken. Auch der Stromverlauf weist keine markanten Änderungen auf.	29
3.7	Fotos vom Einsatz des Strangreglers B, Außen- und Innenansicht	31
3.8	Messergebnisse (THD, P_{lt} und Unsymmetrie-Werte) Strangregler B, Betrachtungszeitraum: 14.07.2103 10:30 bis 24.07.2013 05:20	32
3.9	Eingangs- und Ausgangsspannung am Strangregler B (1s-Schriebe), Sonntag, 21.07.2013	33
3.10	verkettete Eingangs- und Ausgangsspannung am Strangregler B (1s-Schriebe), Sonntag, 21.07.2013	34
3.11	Erklärung für die Steigerung der Unsymmetrie beim Strangreglereinsatz	35
3.12	Stufungsvorgang L1 des Strangreglers B, 16.06.2013	36
3.13	Fotos vom Einsatz des Strangreglers C, Außen- und Innenansicht	37
3.14	Messergebnisse (THD, P_{lt} und Unsymmetrie-Werte) Strangregler B, Betrachtungszeitraum: 02.03.2102 00:00 bis 09.03.2012 00:00	38
3.15	Foto des passiven Strangreglers E, die Symmetrierung erfolgt per Zick-Zack-Schaltung	39
3.16	Spannung im unsymmetrisch belasteten Testnetz ohne-mit-ohne Strangregler E und die Ströme an den Anschlusspunkten des Strangreglers (200ms-Schriebe), 10.05.2016, [Urms 170 . . . 245V, Irms 0 . . . 45A, Zeit 1s-Raster]	41
3.17	Fotos vom Einsatz des Strangreglers F, Außen- und Innenansicht, Die Elektronik sowie NH-Sicherungen und Bypass wurden in die Kabelkästen links und rechts des Strangreglers ausgelagert.	42
3.18	Eingangsspannungsverlauf und Lastfluss am Strangregler F (1s-Schriebe), Montag, 20.09.2015	43
3.19	Eingangs- und Ausgangsspannung am Strangregler F (1s-Schriebe), Montag, 20.09.2015	44
3.20	verkettete Eingangs- und Ausgangsspannung am Strangregler F (1s-Schriebe), Montag, 24.10.2016	45
3.21	Messergebnisse (THD, P_{lt} und Unsymmetrie-Werte) Strangregler F, Betrachtungszeitraum: 16.09.2015 17:10 bis 27.09.2015 15:40	46
3.22	Messaufbau zur Funktionsprüfung von Strangregler G	47
3.23	Das Regelverhalten entspricht nicht der Forderung. Hohe Spannungsspreizung am Ausgang (rechts, oberer Bereich), links [Urms 220 . . . 244V, Irms 0 . . . 900A, Zeit 2min-Raster], rechts [Urms 220 . . . 236V, Irms 0 . . . 900A, Zeit 2min-Raster]	47
3.24	Die Zahlungsströme aus verschiedenen Perioden werden auf den Investitionszeitpunkt diskontiert.	51

4.1	Strang 3 des Ortsnetzes Eberstalzell wird von der ON-Station (links) versorgt. Die PV-Anlagen sind mit gelben Kreisen markiert. Der Strangregler/-Batteriespeicher (mittig, grün) regelt die Spannung der beiden Ausläufer rechts oben im Bild.	58
4.2	Strang 3 des Ortsnetzes Eberstalzell in der Simulationsumgebung DIgSILENT PowerFactory dargestellt, als Strahlnetz ausgeführt (Ringleitung re. unten ist unterbrochen), unten mittig befinden sich Strangregler bzw. Batteriespeicher	59
4.3	Im Referenzfall sind die beiden Sammelschienen direkt verbunden.	60
4.4	Die drei Phasenspannungen werden einzeln geregelt. Der Bypass ist deaktiviert.	60
4.5	Der Batteriespeicher hält die Spannung an der Eingangssammelschiene im geforderten Totband. Der Bypass ist aktiv um die beiden Sammelschienen zu verbinden.	62
4.6	Der Spannungsverlauf am Strangregler aus der Simulation über einen Tag (Szenario I)	65
4.7	Szenario I: Die Maximalwerte des 3-phasigen Leistungsteils und der speicherbaren Energiemenge geben die minimale Auslegungsgröße an. Darstellung in Abhängigkeit des Spannungstotbands von $\pm 0,5\%$ bis $\pm 5\%$, Modell nur bis 2% nutzbar	66
4.8	Szenario II: Die Maximalwerte des 3-phasigen Leistungsteils und der speicherbaren Energiemenge geben die minimale Auslegungsgröße an. Darstellung in Abhängigkeit des Spannungstotbands von $\pm 0,5\%$ bis $\pm 5\%$, Modell nur bis 1% nutzbar	66
4.9	Szenario II, Totband $\pm 0,5\%$: Spannungsverlauf am Strangende (oben), Wirkleistungseinspeisung (positiv) und -bezug (negativ) (mittig), Speicherzustand des Energiespeichers (unten)	67
4.10	Szenario II, Totband $\pm 5\%$: Spannungsverlauf am Strangende (oben), Wirkleistungseinspeisung (positiv) und -bezug (negativ) (mittig), Speicherzustand des Energiespeichers (unten)	67
4.11	Szenario I, Totband: Strangregler $\pm 2\%$, Batteriespeicher $\pm 3\%$, Die eingehaltenen Spannungsgrenzen im Strang sind gleich.	68
4.12	Auslegung beider Systeme auf gleiche Spannungswertbegrenzung	68

Tabellenverzeichnis

3.1	Eigenschaften Strangregler A	23
3.2	Eigenschaften Strangregler B	30
3.3	Eigenschaften Strangregler C	38
3.4	Eigenschaften Strangregler D	39
3.5	Eigenschaften Strangregler E	40

Tabellenverzeichnis

3.6	Eigenschaften Strangregler F	46
3.7	Übersicht der untersuchten Strangregler	49
3.8	Übersicht der Kosten konventioneller Netzausbaumaßnahmen, netto Durchschnittswerte	51
3.9	Übersicht der Kosten (netto) bei Strangreglereinsatz	53
3.10	Kapitalwerte der konventionellen Netzverbesserungsmaßnahmen	55
3.11	Kapitalwerte der Netzverbesserungsmaßnahmen mittels Strangregler	55
4.1	Parametereinstellungen des Strangreglers in der Simulation	60
4.2	Parametereinstellungen des Batteriespeichers in der Simulation	62
.1	Übersicht der untersuchten Strangregler	80

Literaturverzeichnis

- [1] “C2, Herstellerangaben zu Strangregler C”, 2011. 52
- [2] *ÖVE/ÖNORM EN 50160:2011-03-01: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen*, 2011. iii, v, 1, 13, 14, 30, 64, 69
- [3] “B2, Herstellerangaben zu Strangregler B”, 2012. 18
- [4] “C3, Herstellerangaben zu Strangregler C”, 2012. 19, 34
- [5] “E1, Herstellerangaben zu Strangregler E”, 2012. 20, 52
- [6] “F1, Herstellerangaben zu Strangregler F”, 2013. 52
- [7] “G3, Herstellerangaben zu Strangregler G”, 2013. 19
- [8] “G2, Herstellerangaben zu Strangregler G”, 2014. 19
- [9] “D1, Herstellerangaben zu Strangregler D”, 2015. 39
- [10] “D2, Herstellerangaben zu Strangregler D”, 2015. 39
- [11] “D3, Herstellerangaben zu Strangregler D”, 2015. 39
- [12] *TOR D2*, 2016. 14, 24
- [13] A. Abart und T. Sybel, “Industrielle Entwicklungen im Netzbereich - Regelbare Ortsnetztransformatoren”, <https://nachhaltigwirtschaften.at/en/e2050/events/2014/20140523-conference-smart-grids-week-graz-2014.php>, 2014, [Online; Zugriff am 28. Februar 2017]. 32, 35
- [14] H. Brunner, W. Prügler, R. Schwalbe, A. Abart, M. Radauer, W. Niederhuemer, A. Einfalt und C. Fronius, “DG DemoNet-Smart LV Grid: Control concepts for active low voltage network operation with a high share of distributed energy resources”, 2015. 27
- [15] H. Brunner, W. Prügler, R. Schwalbe, A. Abart, M. Radauer, W. Niederhuemer, A. Einfalt und C. Fronius, “DG DemoNet-Smart LV Grid: Erkenntnisse für die Integration dezentraler Erzeugung”, 2015. 1, 57, 69
- [16] C. Dierckxsens, A. Woyte, B. Bletterie und andere, “Cost-effective integration of photovoltaics in existing distribution grids: results and recommendations”, *metaPV, Techn. Ber.*, 2016. 1, 15, 69
- [17] P. Eder-Neuhauser, J. Kathan und D. Burnier de Castro, “Dezentrale Speicher und andere Methoden zur Steigerung der Hosting Capacity in Verteilnetzen - Ergebnisse aus dem Projekt Stromspeicher2050”, 2013. 13

- [18] *TOR D4*. Energie Control Austria, 2016. 4, 11, 14, 20
- [19] W. Gawlik, *Energieübertragung und Hochspannungstechnik*, W. Gawlik, Hrsg. TU Wien, 2014. 1
- [20] K. Heuck, K.-D. Dettmann und D. Schulz, *Elektrische Energieversorgung: Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis*. Springer-Verlag, 2010. 13
- [21] Horvath and Partners, “Weltweite Preisentwicklung für Lithium-Ionen-Batterien von 2013 bis 2020 (in Euro/kWh)”, <http://aiweb.techfak.uni-bielefeld.de/content/bworld-robot-control-software/>, 2017, [Online; Zugriff am 28. Februar 2017]. 64
- [22] G. Kerber, “Belastbarkeit von Verteilnetzen für Einspeisung aus Photovoltaik”, *Präsentation im Zuge der Vortragsreihe des VDE Arbeitskreises Energietechnik*. Verfügbar unter: <http://www.vde.com/de/regionalorganisation/bezirksvereine/suedbayern/facharbeit%20regional/akenergietechnik/documents/photovoltaik-niederspannung.pdf>, Vol. 20, 2009, [Online; Zugriff am 3. Februar 2017]. 11
- [23] P. Konstantin, *Praxisbuch Energiewirtschaft*. Springer, 2009, Vol. 2. 50
- [24] C. Leitinger und andere, “ADRES - Energie der Zukunft”, 2012. 57
- [25] P. Loderer, “Netzspannungsregler in Niederspannungsnetzen - Entwurf”, Oberösterreichische Kraftwerke Aktiengesellschaft, Techn. Ber., 1993. 15
- [26] OVE, Hrsg., *ÖVE/ÖNORM EN 61000-4-30:2016-02-01: Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) - Teil 4-30: Prüf- und Messverfahren - Verfahren zur Messung der Spannungsqualität*, OVE. OVE, 2004. 30
- [27] W. Prügler, R. Schwalbe, A. Abart, M. Radauer und W. Niederhuemer, “DG DemoNet-Smart LV Grid: Ergebnisse der ökonomischen Bewertung durchgeführter Feldtests”, 2015. 50
- [28] B. Schmidt, “EMPOWERING AUSTRIA - Die Stromstrategie von Oesterreichs Energie bis zum Jahr 2030”, 2016. iii, v, 1
- [29] Schrack Technik GmbH, “PV-Wechselrichter - Artikelliste”, [http://www.schrack.at/shop/photovoltaik/pv-wechselrichter.html?fq\[0\]=schrack_anlagengroesse_facet%3A49%2C90kW](http://www.schrack.at/shop/photovoltaik/pv-wechselrichter.html?fq[0]=schrack_anlagengroesse_facet%3A49%2C90kW), 2017, [Online; Zugriff am 28. Februar 2017]. 64
- [30] A. J. Schwab, *Elektroenergiesysteme: Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie*. Springer-Verlag, 2015. 11, 12, 16, 18, 71
- [31] R. Steinbichler, “Versuchsreihe 400-V-... (Niederspannungsregler)”, Netz Oberösterreich GmbH, Techn. Ber., 2012. 34
- [32] M. Streicher-Porte und andere, “Marktstudie zu Bestand und energetischem Verbesserungs-Potential der installierten Verteiltransformatoren in der Schweiz”, Bundesamt für Energie BFE, Techn. Ber., 2014. 52

- [33] A. Underbrink, L. Libuda und W. Vogt, "Beitrag intelligent gesteuerter Batterien zur Verringerung des Spannungshubs", 2016. 20
- [34] US Patent - Haugs und andere, "Patent No.: US 7,026,905 B2, Magnetically Controlled Inductive Device", 2016. 19
- [35] U. Wanner, A. Aigner und M. Finkel, "Technische und wirtschaftliche Betrachtung eines Netzregelgerätes im Vergleich zu einem Netzausbau aufgrund EEG", 2011. 13, 48, 69

Anhang

Tabelle .1: Übersicht der untersuchten Strangregler

Strangregler	A	B	C	D	E	F	G	H	I
technische Ausführung	LR mit Erregertransformator	Stufen-Transformator	LR mit DC-Zw.kreis	Stufen-Transformator	Balancer	magn. Regelung / gesteuerte Induktivität	LR mit Thyristorsteuerung	LR mit Elektronik	Stufen-Transformator
Regelbereich [Variante]	+10% bis -20% (A2)	±6% [±10%] (B1)	±10% (C1)	±6% (D1)	$I_{Nmax} = \pm 45A$ (E1)	-7 bis 0% (F1)	-8 bis 0% (G1)	±8,4% (H1)	±15,7% [20,9%, 26,1%] (I1)
Stufenhöhe/-anzahl	k.A. (max.2%) (A2)	1,5% [2,5%], 9 (B1)	kontinuierlich, Genauigkeit ±2% (1% typ.) (C1)	1,2%, 11 (D1)	kontinuierliche Schiefkastreduktion (E2)	kontinuierlich (F1)	kontinuierlich (G1)	kontinuierlich (H1)	2,6% [3,5%, 4,3%] (I1)
Eingangsspannungsbereich	k.A.	±20% (B1)	±20% (C1)	k.A.	k.A.	±15% (techn. Limit weiter) (Korrespondenz)	k.A.	-17 bis +30% (H1)	-17,8 bis 20,4% (I1)
Sollwert einstellbar	ja (A1)	ja (B1)	ja (C1)	ja (D1)	nein (E1)	ja (F2)	k.A.	k.A.	k.A.
Totband [parametrierbar]	fix, ±1% vom Sollwert (A1)	programmierbar (B1)	keines [nein]	k.A., konst. Spannungssollwert (D1)	keines [nein] (E1)	lastabhängig progr. [ja] (Korrespondenz)	k.A.	programmierbar (H1)	±5V (6V, 8V) (I1)
Nennleistung / kVA	50 (A2)	250 (B1)	400 (C2)	250 (D1)	50 (Regelleistung ≠ Durchgangsleistung) (E1)	130 (Überlast 6h 208) (F1)	250 (G1)	150 (H1)	207 (I1)
sonst. Nennleistung erhältlich / kVA	11 – 100 (A1)	7,5 – 630 (B1)	-	63, 125 (D2)	nein, parallelisierbar (E1)	260 (F1)	125 (G1)	150 (H1)	34 – 400 (I1)

Strangregler	A	B	C	D	E	F	G	H	I
Schaltverzögerung	k.A.	programmierbar (B1)	ca. 12ms (Messwert)	5000ms, programmierbar (D1)	keine (E1)	keine (F2)	k.A.	k.A.	100 – 1000ms programmierbar (I1)
Stufungsdauer	10V/s (A1)	max. 30ms (B1)	ca. 50ms (Messwert)	k.A.	nicht zutreffend (E1)	max. 300 (F2)	k.A.	<20ms „Antwortzeit“ (H1)	300 (max.700ms) (I1)
Wirkungsgrad	98% (A1)	99,4 – 99,8% (B1)	>99% (C1)	> 99,6% (D1)	97,7% (E1)	98,5% (F1)	>99,5% bei Nennleistung (G1)	≥99% (H1)	99% bei Nennleistung (I1)
Abmessungen ohne Sockel / cm BxHxT (aufgerundet)	100x105x55 (A1)	160x155x40 (B1)	250x190x180 (C4)	115x110x48 (D1)	55x55x25 (E1)	105x105x65 (F1)	125x140x50 (G1)	210x145x70 (H1)	115x130x65 / 180x170x80 (4-türig) (I1)
Gewicht / kg	480 (A1)	400 (B1)	k.A.	350 (D3)	53 (E1)	750 (F1)	385 (G3)	770 (H1)	715 (I1)
Aufstellung (Standmontage auf Betonsockel)	Mast- oder Standmontage (A1)	Standmontage (B1)	Standmontage (C4)	Standmontage (D1)	Mastmontage (E1)	Standmontage, Vorrichtung Ölauffangwanne (F1)	Standmontage (G1)	Standmontage (H1)	Mast- oder Standmontage (Mast bis 92kVA) (I1)
negative Auswirkung auf Spannung	Flicker, Unsymmetrie (Messung)	Unsymmetrie (Messung)	Flicker (Messung)	-	nein (Messung)	nein (Messung)	Flicker durch Regelalgorithmus (Messung)	-	-
Regelung phasenunabhängig	ja (A1)	ja (B1)	ja (C1)	ja (D1)	stets ausgleichend (E1)	ja (F2)	ja (G2)	k.A.	ja (I1)
Konfiguration vor Ort nötig?	Sollwert Spannung (A1)	Sollwerte, Betriebsart, Kommunikation (B2)	Sollwerte, Betriebsart, Kommunikation (C2)	k.A., vermutlich	nein (E1)	Schwellwerte Hysterese (F2)	k.A.	k.A.	k.A.

Strangregler	A	B	C	D	E	F	G	H	I
autom. Umschaltung auf Bypass?	nein, nur manuell (A1)	im Fehlerfall (B2)	im Fehlerfall (C2)	im Fehlerfall, optional bei Standby (D1)	im Fehlerfall (E1)	im Lastfall sowie im Fehlerfall (F1)	im Fehlerfall (G1)	k.A.	im Fehlerfall (I1)
Lebensdauer-schätzung Leistungsteil (falls nicht angegeben)	25 (Erfahrungswert)	30	20	30	30 (E1)	40 (F1)	15	25 (H1)	30
Lebensdauer-schätzung Steuerung (falls nicht angegeben)	25 (Erfahrungswert)	15	4 (Erfahrungswert)	15	30 (E1)	15 (F1)	5	15	15
Anschaffungskosten extern (netto)	19358 € (1986) (A2)	10000 € (2014) (DG DemoNet)	90000 € (2012) (Datenbank)	23500 € (2015) (D2)	3000 € (2015) (E3)	17500 € (2015) (F3)	19900 € (2015) (G4)	-	29180 € (2010) (I2)
Umgebungstemperatur / °C	k.A.	-40 bis 45 (B1)	-20 bis 40 (C2)	max. 40 (D1)	-40 bis +70 (E1)	-40 bis +40 (Korrespondenz)	-20 bis 45 (G3)	-40 bis +50 (H1)	-25°C bis +45°C (I1)
Kühlung	passiv (A1)	passiv/aktiv nach Einsatz (B1)	Lüfter (C2)	ja (D1)	Lüfter (E1)	passiv Öl-gekühlt (alternativ Luftkühlung verfügbar) (F1)	Lüfter (G3)	passiv (H1)	Lüfter (I3)
Ausführung	trocken (A1)	trocken (B1)	trocken (C1)	trocken (D1)	trocken (E1)	Öl-gefüllt (alternativ trocken) (F1)	trocken (G3)	trocken (H1)	trocken (I1)
Geräusch / dB(A)	bei Stufung deutlich hörbar	25 bis 37 (B1)	k.A.	< 40 (D1)	k.A.	k.A.	<45	<35 (H1)	k.A.

Strangregler	A	B	C	D	E	F	G	H	I
Gehäuse	IP44, Polyesterharz (A2)	IP55, Elektronik IP66 (B1)	IP24D, Metallgehäuse (C2)	IP44, Kunststoff (D1)	IP34D, Kunststoff (Innenkomponenten IP2X) (E1)	Metallgehäuse (F1)	IP54, Metallgehäuse (G3)	IP65 (H1)	IP22 (vormals IP44), Polyester (nur Standm.) / Stahlblech bis 92kVA (I1,I2)
Sonstiges	in Betrieb bei Netz OÖ seit 1986	in Betrieb bei Netz OÖ seit 2013, <i>uk</i> ca. 0,3%, kommunikationsfähig (B2)	in Betrieb bei Netz OÖ seit 2012, kommunikationsfähig (C2)	optional kommunikationsfähig (D1)	Parallelschaltung zur Leistungserhöhung (E1)	optional kommunikationsfähig, 2 Jahre Gewährleistung (F2)	<i>uk</i> <0,1% (G3), Rückstrom als Haltestrom nötig (Messung)	um Blindleistungsregelung erweiterbar, kommunikationsfähig (H1)	Steuerelektronik: Halbleiterrelais (alt: Leistungsschutz), <i>Zk</i> = 0,62 (I1)

Eidesstattliche Erklärung

Hiermit erkläre ich, dass die vorliegende Arbeit gemäß dem Code of Conduct – Regeln zur Sicherung guter wissenschaftlicher Praxis (in der aktuellen Fassung des jeweiligen Mitteilungsblattes der TU Wien), insbesondere ohne unzulässige Hilfe Dritter und ohne Benutzung anderer als der angegebenen Hilfsmittel, angefertigt wurde. Die aus anderen Quellen direkt oder indirekt übernommenen Daten und Konzepte sind unter Angabe der Quelle gekennzeichnet. Die Arbeit wurde bisher weder im In- noch im Ausland in gleicher oder in ähnlicher Form in anderen Prüfungsverfahren vorgelegt.

Wien, 3. März 2017
