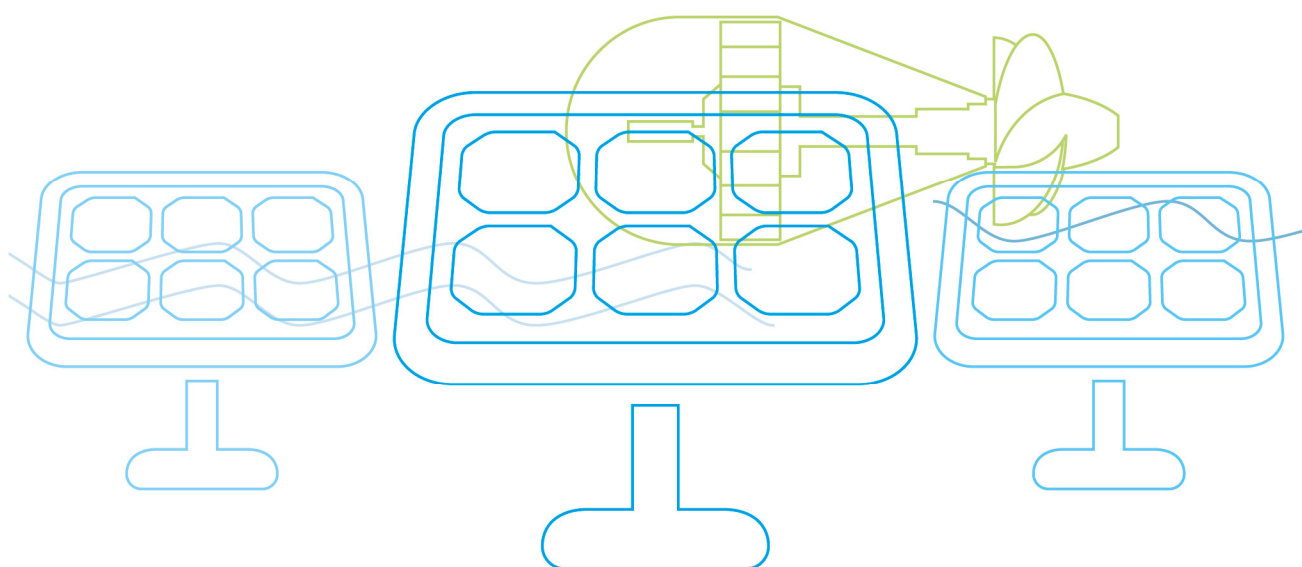




morePV2grid

More functionalities for increased
integration of PV into grid



VORWORT

Die Publikationsreihe **BLUE GLOBE REPORT** macht die Kompetenz und Vielfalt, mit der die österreichische Industrie und Forschung für die Lösung der zentralen Zukunftsaufgaben arbeiten, sichtbar. Strategie des Klima- und Energiefonds ist, mit langfristig ausgerichteten Förderprogrammen gezielt Impulse zu setzen. Impulse, die heimischen Unternehmen und Institutionen im internationalen Wettbewerb eine ausgezeichnete Ausgangsposition verschaffen.

Jährlich stehen dem Klima- und Energiefonds bis zu 150 Mio. Euro für die Förderung von nachhaltigen Energie- und Verkehrsprojekten im Sinne des Klimaschutzes zur Verfügung. Mit diesem Geld unterstützt der Klima- und Energiefonds Ideen, Konzepte und Projekte in den Bereichen Forschung, Mobilität und Marktdurchdringung.

Mit dem **BLUE GLOBE REPORT** informiert der Klima- und Energiefonds über Projektergebnisse und unterstützt so die Anwendungen von Innovation in der Praxis. Neben technologischen Innovationen im Energie- und Verkehrsbereich werden gesellschaftliche Fragestellung und wissenschaftliche Grundlagen für politische Planungsprozesse präsentiert. Der **BLUE GLOBE REPORT** wird der interessierten Öffentlichkeit über die Homepage www.klimafonds.gv.at zugänglich gemacht und lädt zur kritischen Diskussion ein.

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines Projekts aus dem Forschungs- und Technologieprogramm „Neue Energien 2020“. Mit diesem Programm verfolgt der Klima- und Energiefonds das Ziel, durch Innovationen und technischen Fortschritt den Übergang zu einem nachhaltigen Energiesystem voranzutreiben.

Wer die nachhaltige Zukunft mitgestalten will, ist bei uns richtig: Der Klima- und Energiefonds fördert innovative Lösungen für die Zukunft!

A handwritten signature in black ink, reading 'Theresia Vogel'.

Theresia Vogel
Geschäftsführerin, Klima- und Energiefonds

A handwritten signature in black ink, reading 'Ingmar Höbarth'.

Ingmar Höbarth
Geschäftsführer, Klima- und Energiefonds

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung	3
Abstract	4
1 Einleitung	5
1.1 Aufgabenstellung	5
1.2 Schwerpunkte des Projektes und Einordnung in das Programm	5
1.3 Verwendete Methoden und Aufbau der Arbeit	5
2 Inhaltliche Darstellung	6
2.1 Problematik der Spannungshaltung in Niederspannungsnetzen mit hoher PV-Dichte ..	6
2.1.1 Einleitung zur Problemstellung	6
2.1.2 Ausgewählte Untersuchungsmethodik und Modellierungen	7
2.1.3 Quantitative Analysen der Auswirkungen hoher PV-Durchdringungsraten	9
2.1.4 Zieldefinition für einen Beitrag zur Spannungshaltung durch PV-Wechselrichter	21
2.2 Innovative Regelungskonzepte zur Spannungshaltung mit PV-Wechselrichtern	25
2.2.1 Auswahl zu untersuchender Ansätze der Spannungsregelung	25
2.2.2 Simulation des statischen und dynamischen Verhaltens	28
2.2.3 Zu validierende Simulationsergebnisse	43
2.3 Wechselrichterplattform zur Untersuchung von Spannungsregelungskonzepten	45
2.3.1 Anforderungen an PV-Anlagen für die Spannungshaltung	45
2.3.2 Flexible Wechselrichterplattform	46
2.3.3 Funktionale Validierung mittels Labortests	48
2.4 Validierung und Bewertung der Regelungskonzepte anhand von Feldtests	55
2.4.1 Auswahl eines geeigneten Netzabschnitts für die Validierung im Feld	55
2.4.2 Monitoring und Datenverwaltung	57
2.4.3 Definition von Testfällen	59
2.4.4 Quantifizierung der Spannungsanhebung und deren Kompensation	63
2.4.5 Ergebnisse aus den Feldtests	70
3 Ergebnisse und Schlussfolgerungen	72
3.1 Schlussfolgerungen aus der Analyse und Simulation	72
3.2 Schlussfolgerungen aus den Labor- und Feldtests	74
3.3 Schlussfolgerungen kompakt	77
4 Empfehlungen und Ausblick	79
4.1 Empfehlungen	79
4.2 Ausblick	79
5 Literaturverzeichnis	80

Kurzfassung

Im Projekt „morePV2grid“ (FFG 825441, Laufzeit 2010-2013) wurden zur Netzstützung geeignete, lokale Regelungskonzepte für PV-Wechselrichter entwickelt und validiert. Den Kern des Projekts bilden unterschiedliche Arten der Wirk- und Blindleistungsregelung zur statischen Spannungshaltung – insbesondere $\cos\phi(P)$, $Q(U)$ sowie $Q\&P(U)$. Deren Ziel ist die Erhöhung der netzverträglichen Dichte an PV-Anlagen. Der lokale Charakter ist dadurch begründet, dass die Regelungen ausschließlich auf lokal messbaren Größen basieren und damit keinerlei Kommunikationsanbindung erfordern. Die funktionale und effektive Validierung der Konzepte erfolgte durch eine mehrmonatige Feldtestreihe in einem realen Niederspannungsnetz mit erhöhter Dichte an PV-Anlagen.

Hinsichtlich der Funktionalität wurde nachgewiesen, dass sich die lokal autonomen (spannungsabhängigen) Regelungen der einzelnen Anlagen insgesamt stabil verhalten und keine unerwünschten (dynamischen) Wechselwirkungen mit benachbarten Anlagen auftreten. Hinsichtlich der Wirksamkeit der Regelungsarten wurden die auf Simulationen ihres Verhaltens basierenden Erwartungen erfüllt. Da speziell die Wirksamkeit von Blindleistung in Bezug auf die Spannungshaltung stark von elektrischen Charakteristika des örtlichen Netzes abhängt, kann keine allgemein gültige Aussage über die Quantität der Wirksamkeit der Blindleistung gemacht werden. Ein positiver Effekt besteht aber jedenfalls, weshalb die Anwendung empfohlen werden kann.

Im konkreten Testnetz waren die (elektrischen) Bedingungen für den Einsatz blindleistungsbasierter Spannungsregelungen relativ ungünstig aber dem Stand der Technik entsprechend. Trotzdem konnte die einspeisebedingte Spannungsanhebung durch eine lokale Blindleistungsregelung (z.B. mittels $Q(U)$ bei min. $\cos\phi = 0,85$) um rund ein Drittel kompensiert und damit die Aufnahmefähigkeit des Netzes für dezentrale Einspeiser um ein Drittel erhöht werden. Zusätzlich wurde der Nachweis erbracht, dass der Einsatz einer spannungsabhängigen Wirkleistungsoptimierung $P(U)$ die einspeisebedingte Spannungsanhebung zuverlässig auf einen höchstzulässigen Wert limitiert.

Mit einer kombinierten Anwendung von lokaler, spannungsabhängiger Wirk- und Blindleistungsregelung $Q\&P(U)$ lassen sich die Vorteile beider Regelungsarten aus der Sicht des Netzbetriebs optimal nutzen. Im Übrigen verursacht ein vernünftiger Einsatz solcher lokaler Regelungen dem PV-Anlagenbetreiber nur geringe finanzielle Belastungen. Diese beschränken sich auf einmalige Mehrkosten für die Dimensionierung des Wechselrichters auf die nötige Scheinleistung (typisch 5-10 %) sowie auf den energetischen Minderertrag durch ein eventuelles Eingreifen der Wirkleistungsoptimierung (typisch < 1 % pro Jahr).

Die Ergebnisse des Projekts zeigen auf, dass ein „Smart Grid“ bereits durch lokal autonome, intelligente Regelungen – und damit völlig ohne Kommunikationsinfrastruktur – möglich und praxistauglich ist. Als Erweiterung derartiger lokaler Regelungskonzepte ist deren Einbindung in eine übergeordnete Regelung möglich. Dabei bleibt der lokale Regelkreis bestehen und wird durch die Möglichkeit der Rekonfiguration von Einstellungen aus der Ferne ergänzt. Diese Herausforderung wird im Projekt „DG DemoNet – Smart LV Grid“ (FFG 829867, Laufzeit 2011-2014) angenommen.

Abstract

Within the scope of the project “morePV2grid” (FFG 825441, 2010-2013) local control concepts for active grid support by PV inverters were developed and validated. These concepts, namely $\cos\phi(P)$, Volt/VAr ($Q(U)$) as well as Volt/Watt ($P(U)$), are based on mechanisms which control active and reactive power flows for the purpose of keeping voltage levels within the required range. Consequently, the controls are targeted on increasing the PV hosting capacity of low voltage grids. Their local character refers to the fact that the controls are based on locally measurable factors only and therefore do not require any communication links. The functional as well as the effective validation of the control concepts were performed by means of a comprehensive field test series in a real low voltage grid with an increased PV penetration level.

Concerning functionality, the locally applied (voltage-dependent) control concepts did not show any negative interaction between neighbouring PV plants, verifying the stable behaviour of the approach. Regarding the effectiveness of reactive power controls on maintaining permissible voltage levels, the previous simulation results of the behaviour in the field test grid were confirmed. As the influence of reactive power depends on the electrical characteristics of the local network, it is not possible to generally determine the quantity of its effectiveness. However, as positive effects on voltage can be achieved under any circumstances, the application of reactive power controls is recommended.

In the context of the field test series, the (electrical) characteristics of the test grid were relatively unfavourable for showcasing the effect of reactive power controls. Even so, the application of such controls (e.g. Volt/Var control with a minimum $\cos\phi$ of 0.85) resulted in a significantly positive effect and compensated the PV-induced voltage rise by one third. In terms of the grid’s PV hosting capacity, this result corresponds to an increase by one third. Additionally, the application of a voltage-depending active power control (Volt/Watt) was proven to reliably limit the voltage rise caused by PV to a maximum permissible limit.

With a combination of locally operating voltage-dependent controls of active power and reactive power, the advantages of both control modes can be optimally utilized in order to support a stable operation of the electrical grid. When reasonably applied, these control concepts result in minor financial burdens on the operators of the involved PV plants. The related costs are limited to additional expenses for adequately dimensioning the inverter to the required apparent power (typically 5-10 %) on the one hand, and to a potentially reduced energy harvest caused by occasional power deratings through the activation of the active power control on the other (typically below 1 % per annum).

The project results showcase that “smart grid” functionalities can be effectively provided by locally applied intelligent controls. The technical feasibility of this approach, which does not rely on a communication infrastructure, was verified. Nevertheless, the integration of local controls into a superordinate control by means of communication can be the next step towards further optimization. The challenge of complementing local controls with a remotely controlled reconfiguration of settings has been taken up by the project “DG DemoNet – Smart LV Grid” (FFG 829867, 2011-2014).

1 Einleitung

1.1 Aufgabenstellung

Die Erreichung energie- und umweltpolitischer Ziele auf europäischer Ebene, wie z.B. die Umsetzung der 20-20-20-Ziele der Europäischen Kommission, bedeutet einen starken Zuwachs der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Als zukunftssträchtige Technologie spielt die Photovoltaik eine große Rolle bei der Erreichung dieser Ziele. Dadurch ist eine massive Durchdringung von Photovoltaikanlagen in den Niederspannungsnetzen zu erwarten. Jedoch zeigen zahlreiche Studien und die Erfahrung der Netzbetreiber, dass die Netzkapazitäten in manchen Gebieten bereits ausgeschöpft sind. In diesen Fällen ist die Integration einer großen Zahl von dezentralen Erzeugern regelmäßig nur mit erheblichen Netzverstärkungsmaßnahmen machbar. Die wesentliche Herausforderung liegt dabei in der Spannungshaltung. Auch wenn zu Projektbeginn 2010 bereits der Konsens bestand, dass „intelligente“ Erzeugungsanlagen das Netz aktiv stützen sollten (wie im Begriff Smart Grids enthalten), fehlten damals nicht nur die entsprechenden Produkte, sondern auch erprobte Regelungs- und Integrationskonzepte.

1.2 Schwerpunkte des Projektes und Einordnung in das Programm

In Niederspannungsnetzen mit hoher Dichte an Photovoltaik-Einspeisern stellt die Spannungshaltung eine wesentliche Herausforderung für den stabilen Netzbetrieb dar. Ziel des Projekts war es daher, Regelkonzepte zur Spannungshaltung im Niederspannungsnetz mit Hilfe von Photovoltaikanlagen zu entwickeln und zu validieren. Die Konzepte sollen erlauben, dass viele verteilte PV-Anlagen durch lokale und autonome Anpassung der Wirk- und Blindleistungen zur Spannungshaltung beitragen. Der lokale Charakter ist dadurch begründet, dass Regelungen auf Basis lokal messbarer Größen ohne die Notwendigkeit der Kommunikation zu einem übergeordneten System realisiert werden. Diese Konzepte sollten die kostengünstige Netzintegration einer hohen Dichte von Photovoltaikanlagen ermöglichen.

1.3 Verwendete Methoden und Aufbau der Arbeit

Die Struktur des Arbeitsplans spiegelt die im Projekt verwendete Methodik wider. Auf Basis einer Problemanalyse und der Definition der Ziele für einen Problemlösungsbeitrag von PV-Wechselrichtern (AP2) wurde an der Konzeption zur Zielerreichung geeigneter Regelkonzepte gearbeitet (AP3). Parallel dazu und auf Basis der aus den konzipierten Regelkonzepten abgeleiteten Anforderungen (AP3) wurde eine flexible Plattform für Wechselrichter entwickelt, um die Konzepte darin integrieren zu können (AP4). Nach funktionalen Labortests wurde diese Plattform dann in Feldtestanlagen eines realen Netzabschnitts eingesetzt, um Untersuchungen anhand eines Feldtestbetriebs durchführen zu können (AP5a). In der finalen Validierungsphase wurden die verschiedenen Regelkonzepte durch Analyse der aus dem Feldtestbetrieb (AP5b) gewonnenen Messdaten auf ihre Wirksamkeit hin untersucht und bewertet. Damit wurden Erkenntnisse über den Betrieb der Regelungskonzepte unter realen Bedingungen erzielt. Der inhaltliche Teil des Projekts wurde von einem effizienten Projektmanagement (AP1) begleitet.

Struktur und Methodik des Projekts spiegeln sich in der nachfolgenden inhaltlichen Darstellung (Kapitel 2) wider.

2 Inhaltliche Darstellung

2.1 Problematik der Spannungshaltung in Niederspannungsnetzen mit hoher PV-Dichte

2.1.1 Einleitung zur Problemstellung

Die wachsende Durchdringung mit Photovoltaikanlagen erschöpft zunehmend die Aufnahmekapazität der Niederspannungsnetze. Aus allen theoretisch möglichen Auswirkungen von PV-Wechselrichtern auf das Netz, wie z.B. die Verzerrung der Spannung durch Oberschwingungen [1], stellt die Spannungshaltung die größte Herausforderung bei der Netzintegration von PV-Anlagen in das ländliche Verteilernetz dar [2][3][4][5]. In Abbildung 1 ist eine graphische Darstellung der Problematik der Spannungshaltung im Verteilernetz zu sehen. Bei hoher Durchdringung dezentraler Erzeugungsanlagen steigt zu gewissen Zeitpunkten und an gewissen Netzknoten die Spannung an. Überschreitet diese Anhebung den dafür vorgesehenen Teil des Spannungsbands, können keine weiteren Erzeugungsanlagen ohne Maßnahmen zur Erhöhung der Aufnahmefähigkeit, wie z.B. Netzverstärkung, angeschlossen werden.

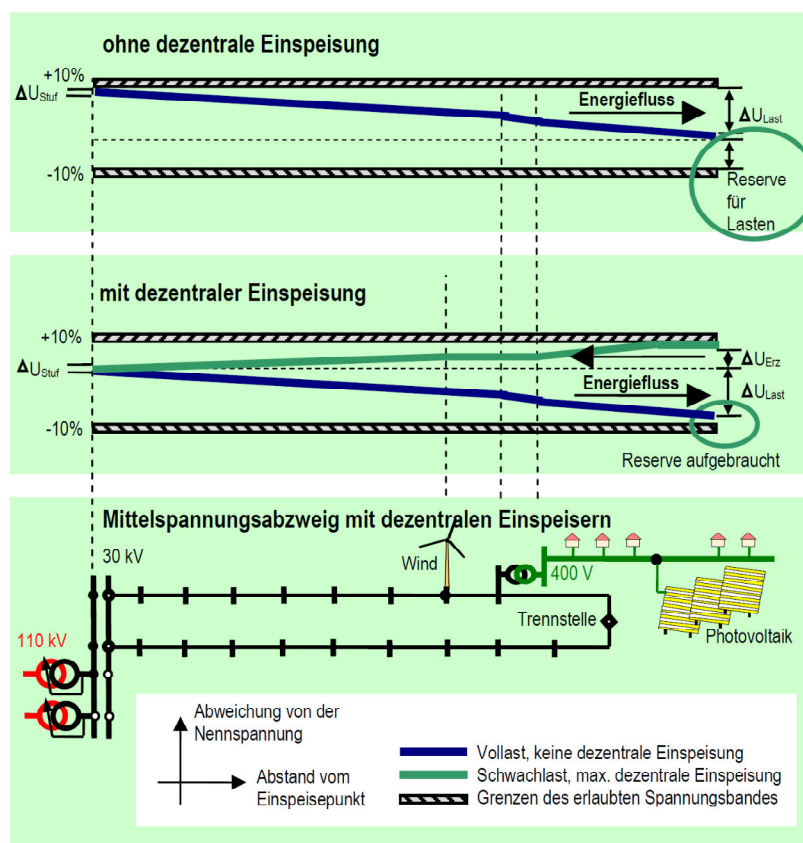


Abbildung 1 – Spannungshaltung in Verteilnetzen mit dezentralen Erzeugungsanlagen [6]

Bei der Netzplanung wird nach dem derzeitigen Spannungsbandmanagementprinzip das insgesamt zur Verfügung stehende Spannungsband von $\pm 10\%$ nach EN 50160 [7] nach Spannungsebenen (Mittel- und Niederspannung) und nach Netznutzern (Last und Erzeugung) unterteilt (Abbildung 2).

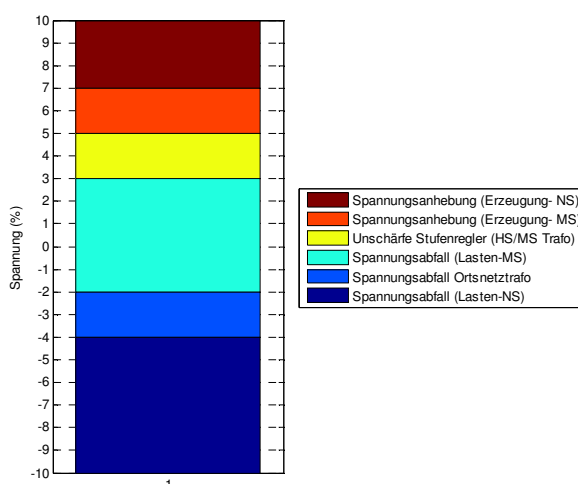


Abbildung 2 – Typisches Spannungsband-Management im Verteilnetz: Aufteilung zwischen Mittelspannung und Niederspannung

Auf Grund der historischen Entwicklung steht nur ein Bruchteil des Spannungsbands für die Erzeugung zur Verfügung (ca. die Hälfte als des für die Last vorgesehenen Anteils), nämlich in der Regel 2 % in der Mittelspannung und 3 % in der Niederspannung. Verschärft durch die potentiell unsymmetrische PV-Einspeisung kann die Spannungshaltung aus diesem Grund eine Herausforderung für Netze mit hoher PV-Durchdringung darstellen. Der Projektfokus wurde daher auf die Spannungshaltung gelegt.

2.1.2 Ausgewählte Untersuchungsmethodik und Modellierungen

Im Rahmen des Projekts wurde die Auswirkung einer hohen PV-Durchdringung auf die Netzspannung anhand detaillierter Simulationen quantifiziert. Dafür wurde ein Beispielnetz (reale Netzdaten, fiktive PV-Durchdringung, ungleich dem realen Netzabschnitt der Feldtests, vgl. Kapitel 2.4) verwendet. Das ausgewählte Netz ist ein ländliches Niederspannungsnetz und wird von einem Transformator (100 kVA) versorgt. Mit fast einem Kilometer für den längsten der sechs Stränge ist dieses Netz weit ausgedehnt. Die Hausanschlussleitungen wurden nicht betrachtet, weil über diese im Eigentum der Kunden stehenden Leitungen keine vollständige Information zur Verfügung steht.

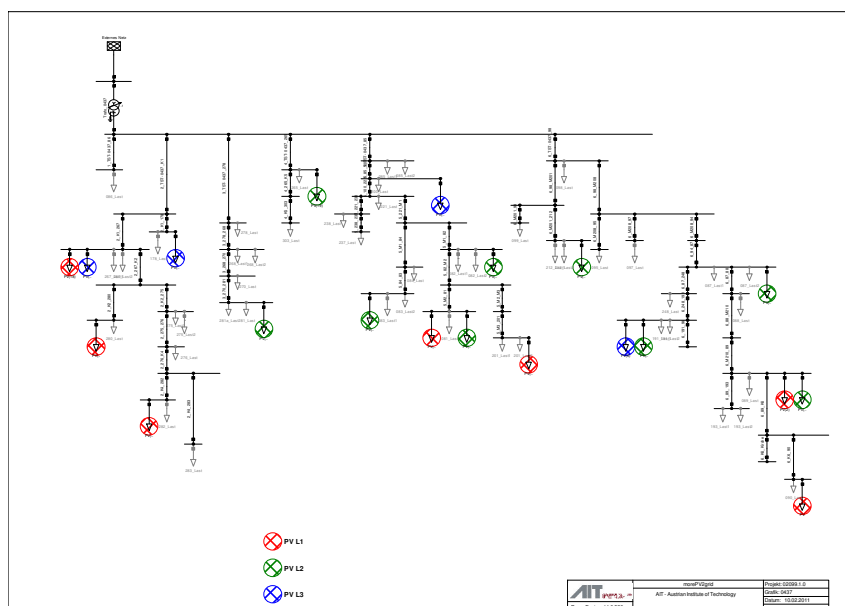


Abbildung 3 – Netzübersicht mit Aufteilung der PV-Anlagen auf die drei Phasen

Das Netz wurde dreiphasig mit vier Leitern modelliert, um die Effekte unsymmetrischer Lasten und Erzeuger analysieren zu können. Weiters wurden Erdungen an jedem Knoten mit Lasten sowie an der Trafostation definiert. Da keine detaillierte Information über die Erdungsimpedanzen vorhanden war, wurde einheitlich $2\ \Omega$ als Erdungswiderstand angenommen¹. In diesem Netz befinden sich 48 Lasten, für die Lastprofile aus dem Projekt ADRES [8] (Wirk- und Blindleistungszeitreihen für jede Phase mit einer sehr hohen Zeitauflösung) verwendet wurden. Abbildung 4 stellt beispielhaft das Lastprofil für eine Last (Sommerwoche) dar. Die Dynamik dieses Profils ist klar ersichtlich und zeigt, dass die Verwendung von Standardlastprofilen für einzelne Haushalte unzulässig ist.

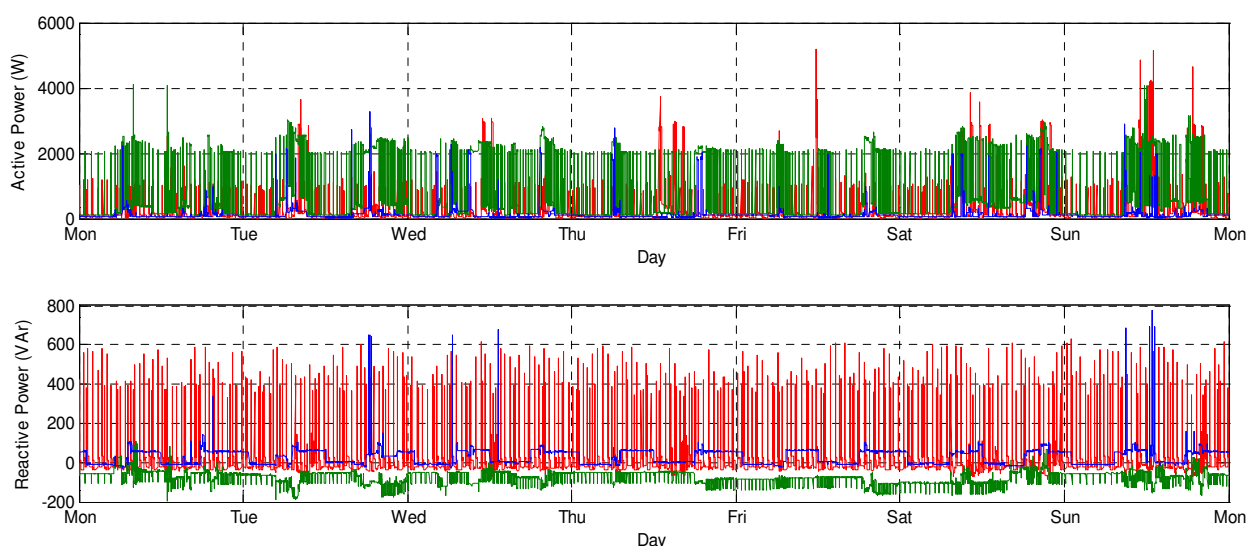


Abbildung 4 – Beispielhaftes Profil der Wirk- und Blindleistung für L1 (rot), L2 (grün) und L3 (blau), Sommerwoche

¹ Untersuchungen und Charakterisierung von Niederspannungsnetzen sind Gegenstand des Projekts „Innovative Solutions to Optimize Low Voltage Electricity Systems -Power Snap-Shot Analysis by Meters“ (ISOLVES:PSSA-M), Projektnummer 821862

Im betrachteten Modellnetz wurden 20 PV-Anlagen mit 3 kW_p integriert. Diese Anlagen wurden auf die Netzknoten sowie auf die Phasen zufällig verteilt. Diese Aufteilung auf die Phasen ist relativ günstig (siehe und Tabelle 1).

Tabelle 1 – Aufteilung der PV-Anlagen auf die drei Phasen

Phase	Anlagenanzahl (im Netz)	Anlagenanzahl (im längsten Strang)
L1	7	2
L2	9	3
L3	4	1

Für die Erzeugungsprofile wurden Einstrahlungs- und Modultemperaturmessdaten aus Langzeitmessungen am Standort AIT (Wien) mit einer Zeitauflösung von einer Sekunde verwendet. Anhand der Einstrahlungs- und Temperaturdaten wurden auf Basis eines anerkannten PV-Modul-Modells [9][10] Zeitreihen der MPP²-Leistung eines 1 kW_p PV-Generators berechnet. Für die Simulationen wurden für Sommer und Winter jeweils drei typische Einstrahlungsprofile ausgewählt (klarer Tag, wechselnd bewölkter Tag und Schlechtwettertag). Die Last- und Erzeugungsprofile wurden kombiniert um möglichst viele Fälle betrachten zu können. Anhand dieser Daten ergibt sich beispielweise in der Schönwetter-Sommerwoche eine maximale eingespeiste Leistung von 2,89 kW pro Anlage (3 kW_p).

2.1.3 Quantitative Analysen der Auswirkungen hoher PV-Durchdringungsraten

In den folgenden zwei Kapiteln wird die Auswirkung der angenommenen PV-Durchdringung auf das Netz anhand der Anschlussbeurteilung (unter Betrachtung der verschiedenen Varianten davon) und anhand der vorher erwähnten detaillierten Simulationen dargestellt.

2.1.3.1 Beurteilung der Spannungsanhebung auf Basis der TOR D2

In der Folge wird die Grundlage der Beurteilung der Spannungsanhebung nach TOR D2 [11] erläutert und für das betrachtete Netz beispielhaft durchgeführt. Die aus einer Einspeisung resultierende Spannungsanhebung kann für dreiphasige Erzeugungsanlagen anhand der Formeln (1) und (2) sowie des Superpositionsprinzips abgeschätzt werden.

$$\Delta U \approx \frac{S_N}{S_k''} \cdot \cos(\varphi - \psi) \quad (1)$$

$$\Delta U \approx \frac{R \cdot P + X \cdot Q}{U_N^2} \quad (2)$$

ΔU Relative Spannungsanhebung

S_N Nennscheinleistung der Anlage

S_k'' Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt

φ Phasenwinkel, Winkel zwischen Wirk- und Scheinleistung der Erzeugungsanlage
(bei maximaler Einspeiseleistung). $\varphi = 0$ entspricht Leistungsfaktor 1 (übliche Vorgabe)

² Maximum Power Point

ψ	Netzimpedanzwinkel am Verknüpfungspunkt
R	Ohmscher Anteil der Netzimpedanz (Widerstand)
X	Induktiver Anteil der Netzimpedanz (Reaktanz)
P	Nennwirkleistung der Anlage
Q	Nennblindleistung der Anlage
U_N	Nennspannung am Verknüpfungspunkt

Formel (1) und (2) sind im Prinzip äquivalent (beide basieren auf einer Linearisierung des Lastflusses; Taylor-Näherung), wobei in der Formel (2) zusätzlich angenommen wird, dass die Spannung ca. die Nennspannung ist. Dies führt zu einem konservativen Ergebnis, weil die Spannung in den relevanten Zeitpunkten größer als die Nennspannung ist. Im Extremfall kann die Spannung 110 % der Nennspannung betragen ($U_N + 10\%$), was zu einer Überschätzung der Anhebung führt – unter Verwendung von Formel (2) ca. 1,7 Prozentpunkte. Wird in der Formel (2) $U = 1,1 \times U_N$ statt U_N eingesetzt, beträgt die errechnete Anhebung nur $0,83 \times 10\%$.

Für einphasige Erzeuger steht über die Aufteilung der Gesamterzeugung auf die drei Phasen keine Information zur Verfügung. Laut TOR D2 sollte für einzelne einphasige Erzeugungsanlagen der Faktor 6 verwendet werden. Ein Verfahren zur Bewertung *mehrerer* einphasiger Erzeugungsanlagen ist allerdings nicht vorgegeben.

Auf Grund des Informationsmangels wird oft von einem Worst-Case-Szenario ausgegangen: Dabei wird eine symmetrische Lastflussrechnung mit der sechsfachen Anlagenleistung durchgeführt. Bei diesem Faktor 6 wird angenommen, dass die Impedanz des Neutralleiters gleich hoch ist wie die Impedanz des Phasenleiters. Der Faktor 6 ergibt sich daraus, dass zunächst mit 3 multipliziert werden muss, weil die Anlage einphasig und nicht dreiphasig einspeist und dann nochmals mit 2 wegen des zusätzlichen Spannungsabfalls bzw. -anhebung im Neutralleiter. Erdungen bzw. Parallelpfade durch offene Trennstellen mit durchgehender PEN-Verbindung bleiben in der Betrachtung unberücksichtigt. In der Praxis stellen Erdungen einen zusätzlichen Pfad für Nullsequenzströme dar. Dadurch kann je nach Erdungswiderständen der genannte Faktor etwas verkleinert werden. Da keine Information darüber zur Verfügung steht, wird mit einem Faktor 6 gerechnet.

Im Folgenden wird die Spannungsanhebung an jenem Knoten ermittelt, an dem die höchste Spannungsanhebung erwartet wird (Knoten 0437_090 im sechsten Strang, am weitesten von der Trafostation). Diese Berechnung wird anhand drei verschiedener Ansätze durchgeführt:

- Ansatz 1: Abschätzung mit beliebigen Annahmen zur Aufteilung der Anlagen auf die drei Phasen. Dieser Ansatz basiert auf Formel (1).
- Ansatz 2: Abschätzung mit der „Restunsymmetrie“. Dieser Ansatz basiert ebenfalls auf Formel (1).
- Ansatz 3: Unsymmetrische Lastflussberechnung mit Kenntnis der tatsächlichen Aufteilung der Anlagen auf die drei Phasen.

Ansatz 1: Abschätzung der Spannungsanhebung mit beliebigen Annahmen

Für diese Berechnung muss die Anhebung in fünf Schritten berechnet werden, also für die fünf Knoten, die gemeinsam zwischen der Anlage am betrachteten Knoten und den restlichen Anlagen liegen. Unter der Annahme einer unsymmetrischen Einspeisung für alle Anlagen (Multiplikation mit dem Faktor 6) beträgt die errechnete Spannungsanhebung fast 18 %. Unter der Annahme einer symmetrischen Einspeisung bei allen Anlagen (keine Multiplikation mit dem

Faktor 6) beträgt die Spannungsanhebung weniger als 3 % ($1/6 \times 18$ %). Zwischen diesen beiden unrealistischen Annahmen erhält man beliebige Werte für die Anhebung (siehe Abbildung 5). Bei dieser Berechnung wurde der Faktor 6 wahlweise verwendet:

- Fall1: Faktor 6 bei keiner Anlage (Best-Case)
- Fall2: Faktor 6 nur für die Anlage am letzten Knoten (0437_090)
- Fall3: Faktor 6 für die Anlagen an den letzten zwei Knoten (0437_090 und 0437_089)
- Fall4: Faktor 6 für die Anlagen an den letzten drei Knoten (0437_090, 0437_089 und 0437_087)
- Fall5: Faktor 6 für die Anlagen an den letzten vier Knoten (0437_090, 0437_089, 0437_087 und 0437_M208)
- Fall6: Faktor 6 bei allen Anlagen (Worst-Case)

Der Worst-Case, der zu einer Anhebung von fast 18 % führt, ist in diesem Fall unrealistisch, weil für die 13 Anlagen aus den anderen Strängen (2,3,4,5) von einer nahezu symmetrischen Einspeisung ausgegangen werden darf. Der „Zweit-“ und „Dritt-Worst-Case“ wären zwar realistischer, würden aber trotzdem zu einer sehr hohen rechnerischen Anhebung von fast 14 % bzw. 13 % führen. Auf Grund des Mangels an Kenntnissen ist es schwierig eine begründete Annahme zwischen Worst-Case (unrealistisch konservativ) und Best-Case (unrealistisch günstig) zu treffen.

Ansatz 2: Abschätzung der Spannungsanhebung mit der „Restunsymmetrie“

Zwischen den vorigen beiden Extremfällen kann eine Abschätzung mit dem folgenden Ansatz durchgeführt werden:

1. Alle Anlagen werden möglichst gleich auf die drei Phasen verteilt (bestmögliche Aufteilung). Daraus wird für jeden Knoten die restliche unsymmetrische Einspeisung ermittelt.
2. Die Spannungsanhebung wird abschnittsweise mit Betrachtung dieser restlichen unsymmetrischen Einspeisung, bei Verwendung des Faktors 6, abgeleitet.
3. Mit dem Superpositionsprinzip wird die gesamte Spannungsanhebung am gewünschten Knoten (hier 0437_090) berechnet.

Dieser Ansatz geht zwar von einer günstigen Annahme aus (alle Anlagen werden möglichst gleich auf die drei Phasen verteilt), summiert aber die für jeden Abschnitt errechnete Anhebung (dreiphasig und einphasig). Aus diesem Grund stellt dieser Ansatz eine Mischung aus günstigen und ungünstigen Annahmen dar. In einzelnen Fällen kann dieser Ansatz entsprechend konservativere, aber auch günstigere Ergebnisse, als die genaue Berechnung unter Kenntnis der Verteilung auf die Phasen führen. Dieser Ansatz stellt eine Mischung aus günstigen und ungünstigen Annahmen dar. In Einzelfällen können Annahmen zu günstig, in anderen aber auch zu ungünstig sein. Dieser pragmatische Ansatz führt im betrachteten Fall zu einer Spannungsanhebung von ca. 8,6 %.

Ansatz 3: Unsymmetrische Lastflussberechnung mit Kenntnis der tatsächlichen Aufteilung der Anlagen auf die drei Phasen

Für komplexere Situationen ermöglicht die Verwendung eines Lastflussprogramms eine bequemere Berechnung. Allerdings müssen auch Annahmen zur Unsymmetrie und Netzsituation getroffen werden. Für das betrachtete Netz wurde die tatsächliche Anhebung für den realen Fall (nicht ideale Aufteilung der Erzeugung) berechnet. Die höchste Spannungsanhebung tritt wie erwartet am Knoten 0437_090 (Phase L1) auf und beträgt 4,9 %. Das entspricht einer guten Aufteilung der PV-Anlagen auf die drei Phasen (eine ideale Aufteilung würde zu einer Anhebung von weniger als 3 % führen). Für das gesamte Netz tritt

eine Überschreitung des Grenzwerts ($\Delta U = 3\%$) unter Verwendung des dritten Ansatzes bei 15 Knoten auf (vor allem auf Phase 1).

Die Ergebnisse für die drei Ansätze werden in Abbildung 5 verglichen. Beim ersten Ansatz sind die sechs verschiedenen Annahmen sichtbar. Diese Abbildung zeigt die Bandbreite der Ergebnisse auf Grund der möglichen Annahmen. Der zweite Ansatz, der einen Kompromiss zwischen günstigen und ungünstigen Annahmen herzustellen versucht, führt zu einem Wert von ca. 8,6 %. Der dritte Ansatz kann in der Realität, wie schon erklärt, auf Grund der mangelnden Daten nicht verfolgt werden und führt in diesem Fall zu einer Anhebung von ca. 4,9 %. Weitere Untersuchungen zeigten, dass diese Anhebung von 4,9 % auf 5,5 % steigen würde wenn man das Netz als isoliert³ betrachtet (sehr hohe Erdungswiderstände im Vergleich zu den Neutralleiterimpedanzen).

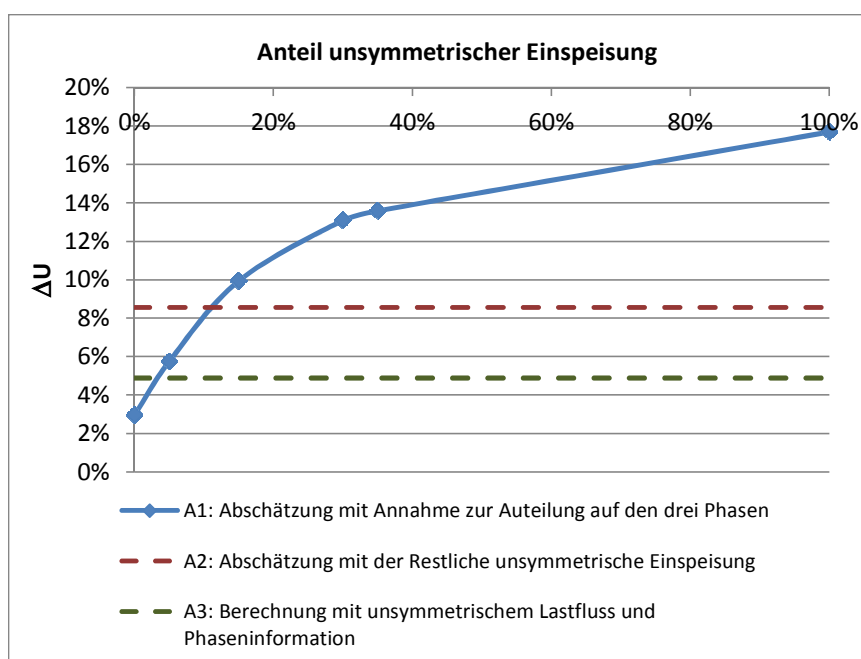


Abbildung 5 – Spannungsanhebung am Knoten 0437-090 in Abhängigkeit der angenommenen Unsymmetrie

Der zweite Ansatz liefert erwartungsgemäß einen konservativeren Wert, als die Berechnung mit Kenntnis der Aufteilung auf die drei Phasen. Der bedeutende Unterschied zwischen den beiden Werten ($\Delta = 3,7\%$), ist auf die relative gute Aufteilung der PV-Leistung auf die drei Phasen zurückzuführen und kann nicht verallgemeinert werden.

Zusammenfassend wird festgestellt, dass die Abschätzung der Spannungsanhebung in Niederspannungsnetzen aus folgenden Gründen eine wesentlich höhere Herausforderung darstellt als in Mittelspannungsnetzen:

- Lasten dürfen nicht symmetrisch angenommen werden, und ihre Aufteilung auf die drei Phasen ist unbekannt
→ *Worst Case Annahme.*
- Synthetische Lastprofile dürfen nicht verwendet werden, kaum Daten vorhanden
→ *Worst Case Annahme.*

³ Bei der Beurteilung nach TOR D2 wird unter der Verwendung des Faktors 6 auch faktisch von einem isoliertem Netz ausgegangen.

- Nullungsverhältnisse sind unbekannt
→ *Worst Case Annahme.*

Auch wenn die Verwendung aller Worst-Case-Annahmen zu unrealistischen Ergebnissen führt, kann mit günstigeren Annahmen nicht zu 100 % gewährleistet werden, dass die Grenzwerte immer eingehalten werden. Dies würde dazu führen, dass einzelne Erzeugungsanlagen aufgrund ihrer Schutzfunktionen abschalten.

2.1.3.2 Analyse der detaillierten Simulationen zur Quantifizierung des tatsächlichen Einfluss der PV-Einspeisung

In diesem Kapitel werden die tatsächlichen Auswirkungen der PV-Einspeisung anhand des im Kapitel 2.1.2 erläuterten Ansatzes analysiert. Diese Analyse erfolgt auf Basis der 1-Sekunden-Werte sowie der 10-Minuten-Mittelwerte (relevant aus Sicht der Spannungsqualität und für die Spannungsüberwachung beim Entkopplungsschutz im Wechselrichter). Die dargestellten Spannungen sind Leiter-Neutral-Spannungen, normiert auf die Nennspannung $U_N=230,9$ V. Die Spannungsprofile wurden für sechs repräsentative Wochen genau analysiert (Sommer / Winter & sonnig / bewölkt / wechselnd bewölkt). In einem ersten Schritt wurden die Knoten identifiziert, die mindestens einmal die höchste (oder tiefste) Spannung im Netz aufweisen. Diese sogenannten „extremen Knoten“ (Konzept eingeführt im Projekt DG DemoNetz [6]) wurden in einem zweiten Schritt klassifiziert, um etwa Nachbarknoten gemeinsam zu betrachten. Nachbarknoten wurden zu einem „kritischen Knoten“ zusammengeführt. Als Kriterium wurde ein maximaler Spannungsunterschied von 1 % zwischen zwei Knoten über eine Woche definiert (siehe horizontale rote Linie in Abbildung 6). Die „extremen Knoten“ sind auf der horizontalen Achse, und der maximale Spannungsunterschied zwischen diesen Knoten ist auf der vertikalen Achse dargestellt. Die grüne Gruppe in Abbildung 6 entspricht z.B. Netzknoten in der Nähe der Trafostation (Knoten TST, 085, 098, 086, 265, K5, 303, 099, 212, 100). Diese Knoten haben über die gesamte betrachtete Periode (Schönwetter-Sommerwoche) fast die gleiche Spannung (mit einer Toleranz von 1 %) wie die Spannung an der 0,4 kV Sammelschiene der Ortsnetzstation.

Im Projekt DG DemoNetz wurde dieses Verfahren für Mittelspannungsnetze verwendet. Für diese Netze wurde ein höchster Spannungsunterschied von 1 ‰ verwendet. Wird diese Schwelle für das betrachtete Niederspannungsnetz ebenfalls auf 1 ‰ gesetzt bekommt man eine sehr hohe Anzahl von kritischen Knoten (fast alle).

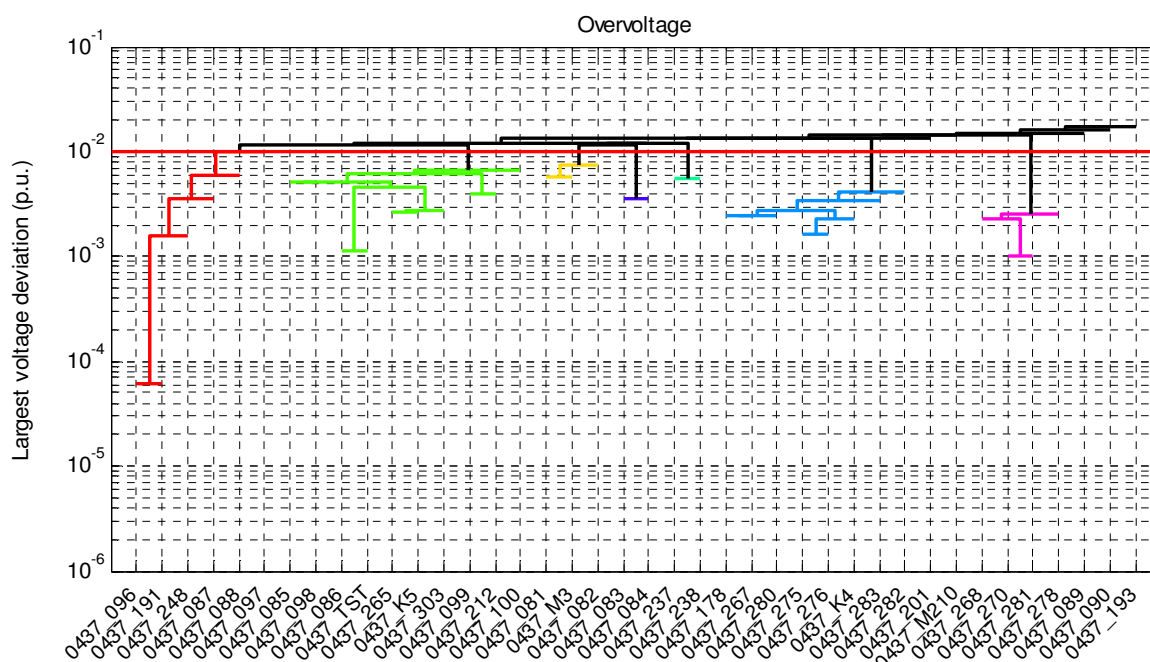


Abbildung 6 – Klassifizierung der kritischen Knoten (Überspannung), Schönwetter-Sommerwoche

Abbildung 7 zeigt für jede Knoten-Gruppe wie häufig diese (d.h. der entsprechende kritische Knoten) kritisch ist. Auch wenn keine Erzeugung in der Nacht stattfindet, weist der Knoten 0437_090 (am Ende des längsten Strangs) am häufigsten die höchste Spannung auf. Als zweithäufigste Gruppe kommt die vom Knoten 0437_085 (Gruppe der Trafostation, siehe Abbildung 6, grüne Gruppe) gehört. Dieser Knoten weist die höchste Spannung auf wenn keine Erzeugung vorhanden ist (z.B. in der Nacht).

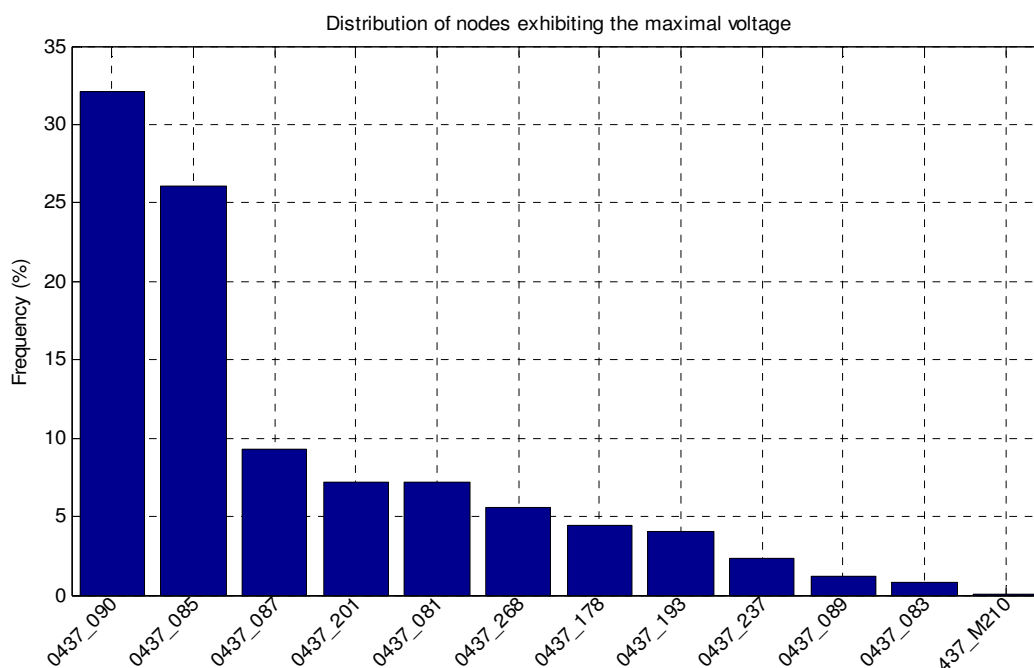


Abbildung 7 – Häufigkeit der überspannungskritischen Knoten, Schönwetter-Sommerwoche

Für Knoten mit einer tendenziell tiefen Spannung erhält man ein ähnliches Ergebnis (9 Gruppen).

In der Folge werden sogenannte Spannungsdiagramme dargestellt. Auf diesen Diagrammen ist für jeden Knoten die Spannung zu einem bestimmten Zeitpunkt in Abhängigkeit der Entfernung zur Ortsnetzstation dargestellt. Als Zeitpunkte für diese Momentaufnahmen werden die Zeitpunkte der maximalen Spannungen an den kritischen Knoten ausgewählt. Diese Art der Darstellung ermöglicht eine klare Visualisierung des Spannungsverlaufs entlang der Stränge. Die Netztopologie ist auf diesen Diagrammen auch klar ersichtlich. Abbildung 8 stellt das Spannungsdiagramm zum Zeitpunkt der höchsten Spannung im Netz (Knoten 0437_090, Phase L1, Sonntag in der Mittagszeit der schönen Sommerwoche) dar. PV-Anlagen wurden je nach Phase mit farbigen Kreisen dargestellt. Aus dieser Abbildung geht besonders hervor, dass die Unsymmetrie am Knoten 0437_090 (der am weitesten entfernte) hoch ist: die Spannung auf der Phase L1 erreicht 110 % der Nennspannung, während die Spannung auf der Phase L3 nur 97 % der Nennspannung beträgt ($\Delta > 13\%$). Die Spannungsanhebung am längsten Strang ist sehr gut ersichtlich (ca. 5 %, Abbildung 8). Abbildung 9 stellt das Spannungsdiagramm zum Zeitpunkt der tiefsten Spannung im Netz dar (Knoten 0437_089, Phase L3, Samstag in der Mittagszeit der Schönwetter-Sommerwoche). Die tiefste Spannung erreicht 94,5 % auf der Phase L3.

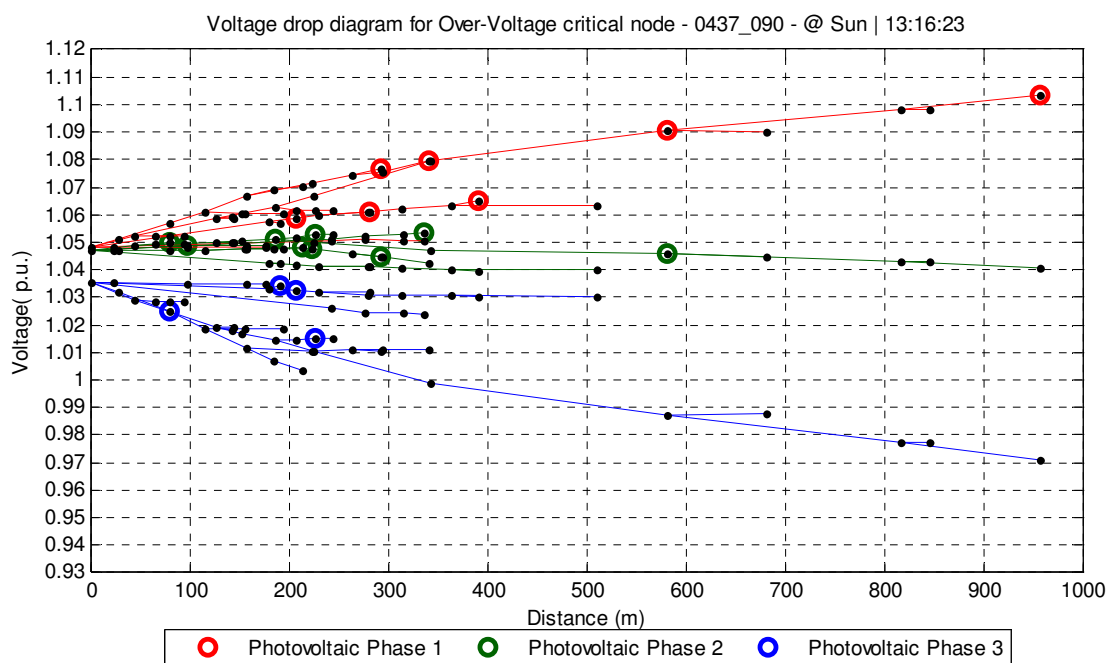


Abbildung 8 – Spannungsdiagramm zum Zeitpunkt der höchsten Spannung im Netz (Knoten 0437_090, Phase L1, schöne Sommerwoche)

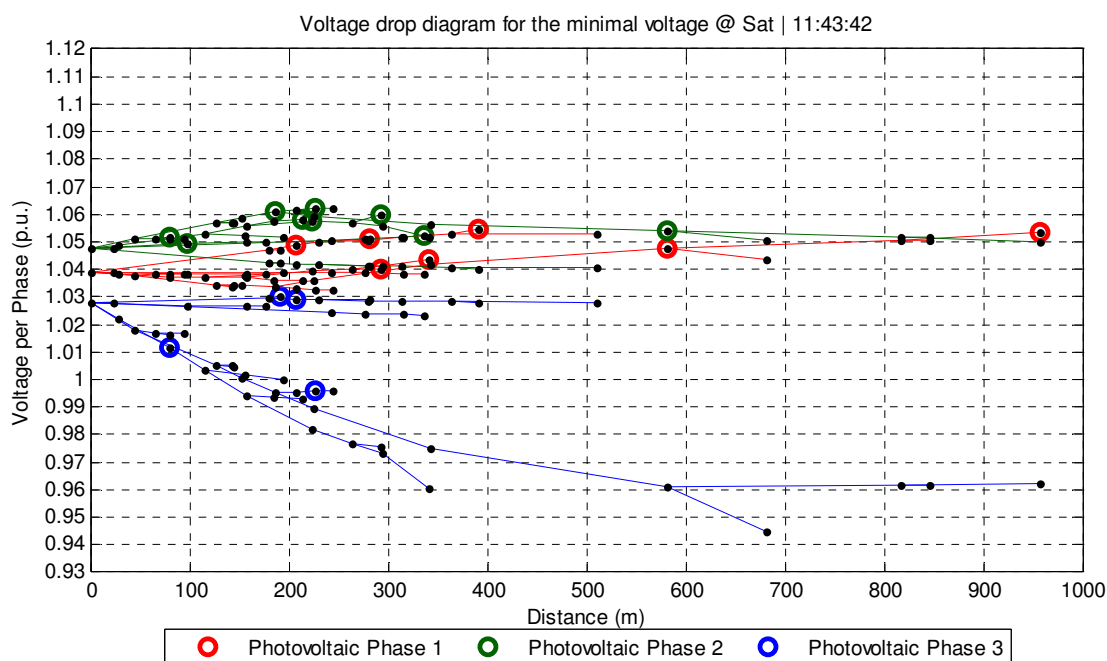


Abbildung 9 – Spannungsdiagramm zum Zeitpunkt der tiefsten Spannung im Netz (Knoten 0437_089, Phase L3, schöne Sommerwoche)

Die höchste Spannung in der Woche wird bei voller Einspeisung am Knoten 0437_090 (Abbildung 8) erreicht. In der Folge wird die Verteilung dieser Spannung näher untersucht. Abbildung 10 zeigt die Verteilung der 10-Minuten-Spannungsmittelwerte am Knoten 0437_193, (am Ende des längsten Stranges, siehe Abbildung 3) mit und ohne PV-Einspeisung für die Schönwetter-Sommerwoche. Die Ausreißer (1 %-Perzentil) werden in Form von roten Kreuzen dargestellt. Diese Diagramme zeigen, dass die 10-Minuten-Mittelwerte innerhalb der Grenzen nach EN 50610 liegen. Bei diesem Knoten verursacht die PV-Einspeisung eine Anhebung der Spannung auf der Phase L1 von ca. 4 % im Vergleich zum Fall ohne Einspeisung. Der Grad der Spannungsunsymmetrie ist auf Abbildung 10 (links) gut sichtbar. Während der Medianwert bei den drei Phasen ca. bei 1,04 p.u. liegt, beträgt der Unterschied zwischen dem höchsten 10-Minuten-Mittelwert der Phasen L1 und L3 ca. 3 %.

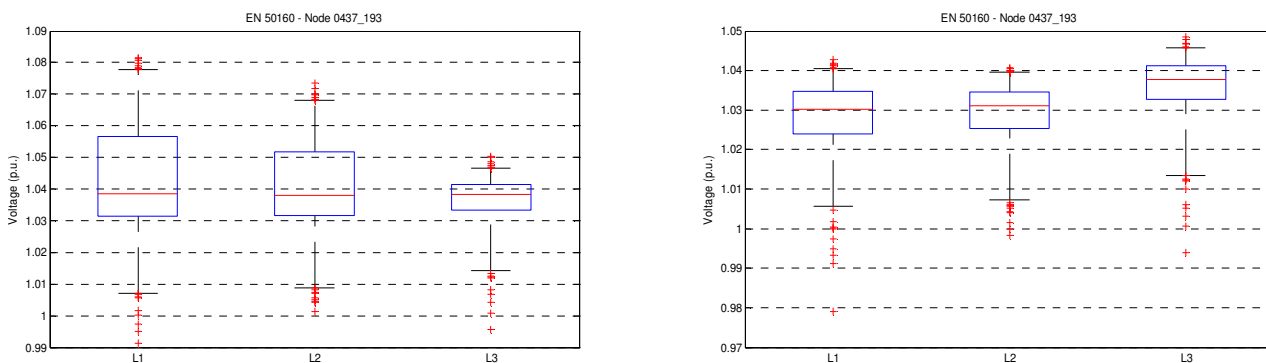


Abbildung 10 – Vergleich der Spannungshöhe (10-Minuten-Mittelwerte) mit (links) und ohne (rechts) PV-Einspeisung am Knoten 0437_193 (Schönwetter-Sommerwoche) (unterschiedliche Skalierung beachten)

Abbildung 11 stellt den Zusammenhang zwischen eingespeister Leistung (für eine einzige Anlage) und Spannungsanhebung am Knoten 0437_090 (siehe Abbildung 3) für die

Schönwetter-Sommerwoche dar. Folgende Schlüsse können aus Abbildung 11 abgeleitet werden:

- Legt man eine Gerade an der „Oberkante“ der Punktwolke für Phase L1 bekommt man für die, von der gesamten PV-Einspeisung verursachten Spannungsanhebung, an diesem Knoten ca. 5 % der Nennspannung bei voller Einspeisung (6 kW_p auf Phase L1).
- Die Unsymmetrie ist zwischen den Phasen klar ersichtlich.

Diese abgeleitete Spannungsanhebung ist nur eine Abschätzung. Die unsymmetrischen Lasten (Schieflast) verursachen auf Grund der Verschiebung des Sternpunkts eine Spannungsanhebung. Ohne PV-Einspeisung beträgt die maximale Spannung also mehr als 1,06 p.u. am Ende des längsten Strangs. Dies beeinflusst die abgeleitete Spannungsanhebung entsprechend. Zum Zeitpunkt der maximalen Spannung beträgt z.B. die Verlagerungsspannung ca. 2,9 % der Nennspannung (mit der angenommenen Erdungsimpedanz).

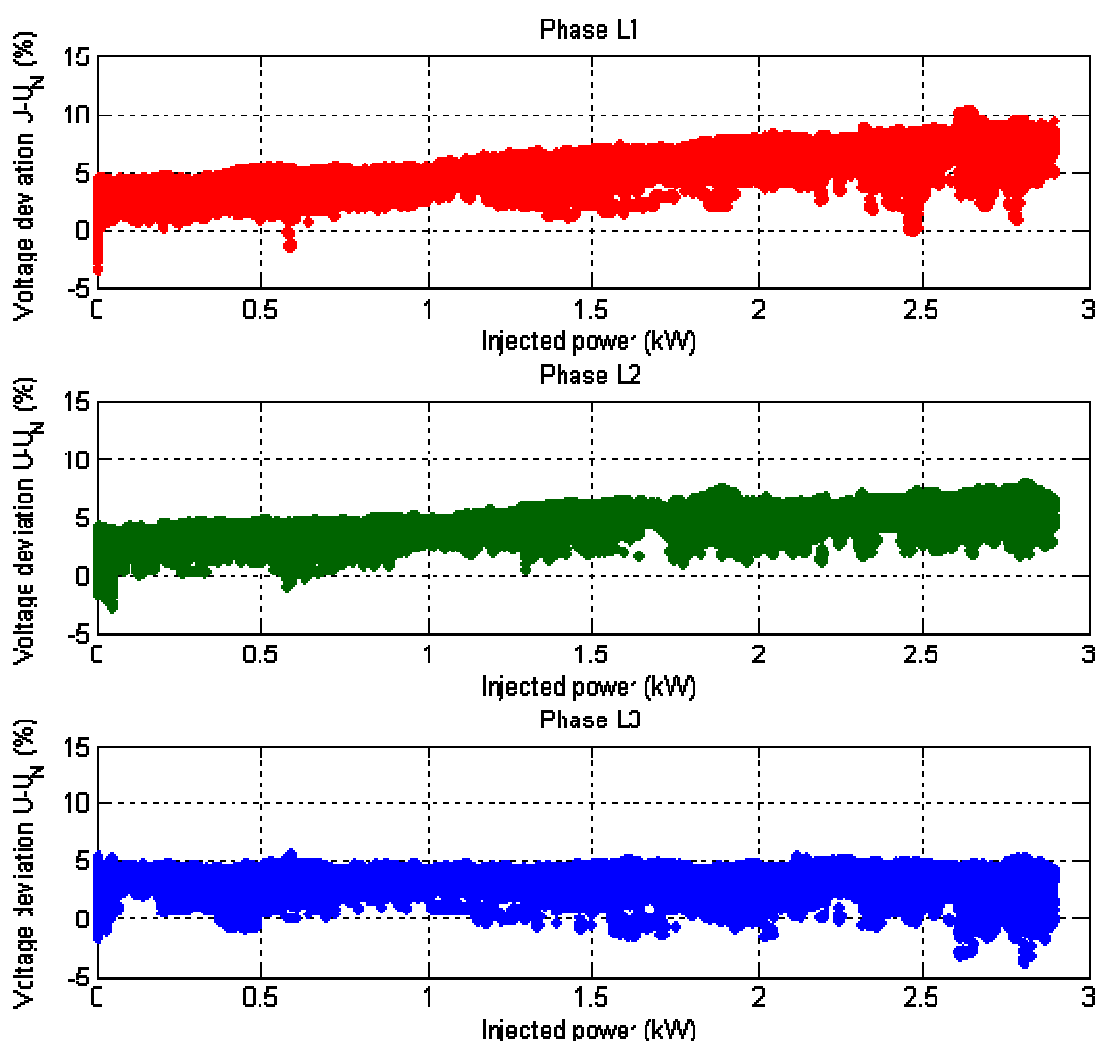


Abbildung 11 – Spannungsanhebung in Abhängigkeit der eingespeisten Leistung pro Anlage am Knoten 090 (Sekundenwerte, Schönwetter-Sommerwoche)

Vergleicht man die aus der detaillierten Simulation abgeleitete Anhebung an diesem Knoten mit den Werten aus Kapitel 2.1.3.1 kann man die folgende Schlussfolgerung ziehen: Auch unter Berücksichtigung der Lasten erreicht die tatsächliche Spannungsanhebung den Wert aus

der Beurteilung mit Kenntnis der Phasenzugehörigkeit. Dies bedeutet, dass im Hinblick auf die Spannungshaltung und bei Betrachtung der Sekundenwerte die von der PV-Einspeisung verursachte Anhebung nicht von den Lasten verkleinert wird (siehe Tabelle 2).

Tabelle 2 – Vergleich zwischen Spannungsanhebung am Knoten 0437_090 aus der Anschlussbeurteilung und aus den detaillierten Simulationen (Sekundenwerte)

Methode	Spannungsanhebung
Beurteilung mit der „Restunsymmetrie“ (ohne Kenntnis der Aufteilung auf die Phasen)	8,6 %
Beurteilung mit unsymm. Lastflussberechnung und mit Kenntnis der tatsächlichen Aufteilung der Anlagen auf die drei Phasen	4,9 %
Ableitung aus den detaillierten Simulationen (unter Berücksichtigung der Lasten)	ca. 5 %

Führt man die gleiche Analyse mit 10-Minuten-Mittelwerten durch, sinkt die Spannungsanhebung um mehr als 1 Prozentpunkt im Vergleich zu den Sekundenwerten. Dies bedeutet, dass die teilweise Kompensation der Spannungsanhebung (im Ausmaß von ca. 1 % hier) durch die Lasten nur bei den 10-Minuten-Mittelwerten erfolgt. Bei den Sekundenwerten tritt dieser Effekt kaum auf.

Abbildung 12 zeigt die Häufigkeits- sowie die kumulierte Häufigkeitsverteilung der Sekundenwerte der Spannung am Knoten 0437_090 auf der Phase L1. Das 95 % Perzentil und das 99 % Perzentil betragen 8,1 % bzw. 8,7 %. Abbildung 13 zeigt den Vergleich der Häufigkeitsverteilung der 1 s-Werte und der 10-Minuten-Werte (nur für Werte > 6 %).

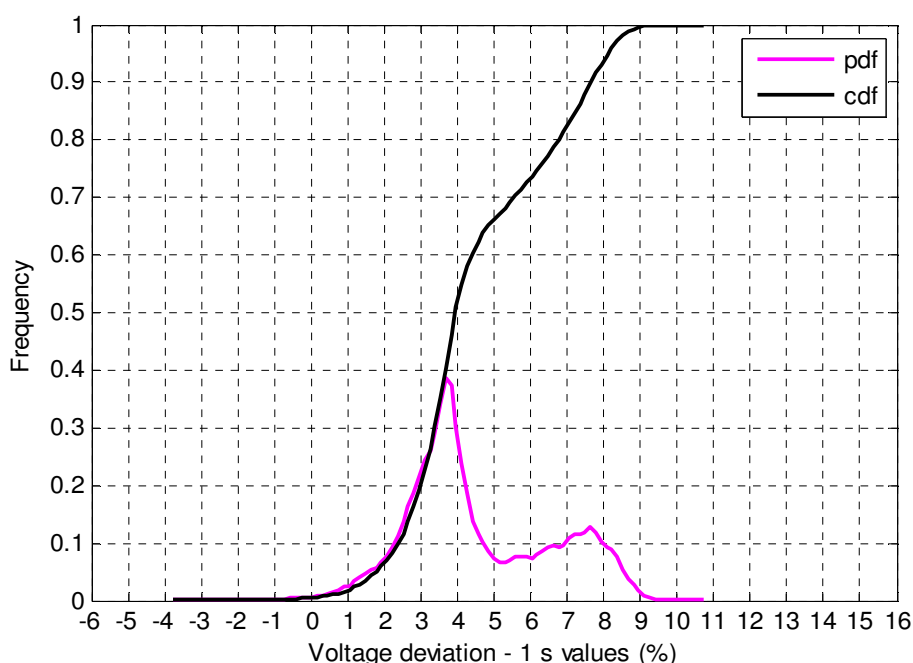


Abbildung 12 – Verteilung der Spannungsanhebung am Knoten 090 (1 s-Werte der Phase L1 in %, Schönwetter-Sommerwoche)

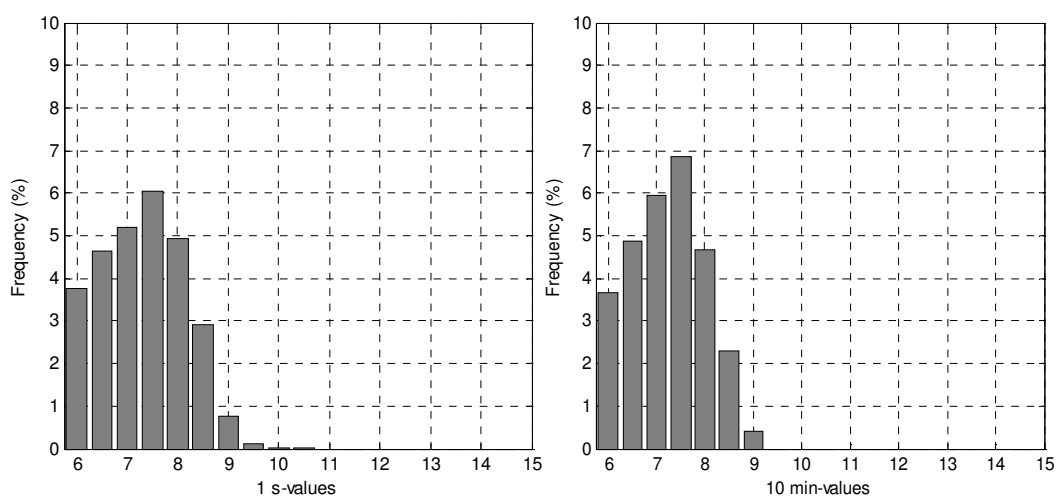


Abbildung 13 – Verteilung der Spannungsanhebung ab 6 % am Knoten 090: vergleich zwischen den 1 s-Werten und den 10-Minuten-Mittelwerten in % (Phase L1, Schönwetter-Sommerwoche)

Abbildung 14 stellt den Vergleich zwischen der Unsymmetrie mit und ohne Einspeisung, für die Schönwetter-Sommerwoche dar. Im oberen Teil wurden die Sekundenwerte verwendet und im unteren Teil die 10-Minuten-Mittelwerte.

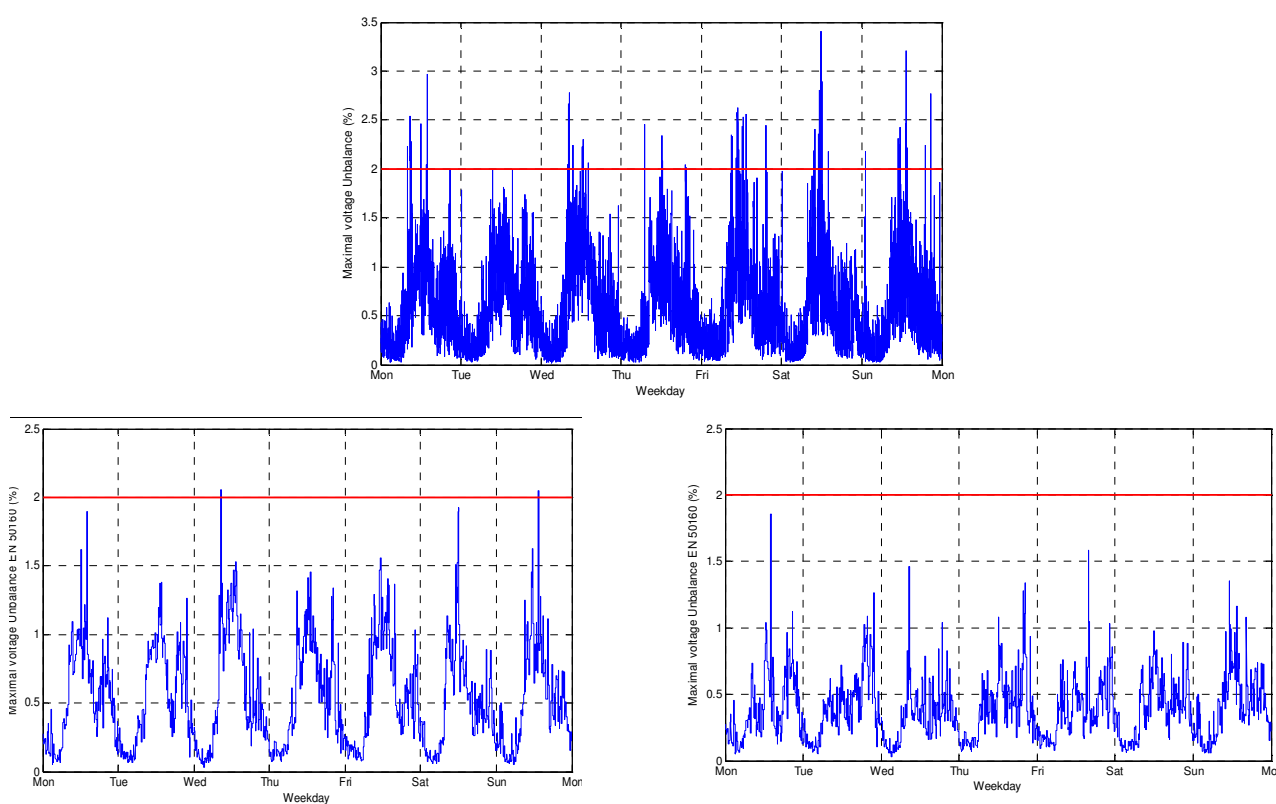


Abbildung 14 – Vergleich der maximalen Unsymmetrie (Schönwetter-Sommerwoche)

- oben: 1 s-Werte mit PV-Einspeisung
- unten links: 10-Minuten-Mittelwerte mit PV-Einspeisung
- unten rechts: 10-Minuten-Mittelwerte ohne PV-Einspeisung

Die zum Teil unsymmetrische PV-Einspeisung führt zu einer Spannungsunsymmetrie von fast 3,5 % (1 s-Werte). Werden hingegen die 10-Minuten-Mittelwerte verwendet (Bewertung nach EN 50160) wird die Grenze von 2 % kaum überschritten. Auf Grund der PV-Einspeisung entstehen neue Unsymmetriespitzen, die allerdings nur ca. 0,2 % höher als die von den Lasten verursachten Spitzen bei den 10-Minuten-Mittelwerten sind. Die Ursache für die höchste Spitze der Unsymmetrie am Montag (siehe Abbildung 14 rechts unten) wurde beispielhaft untersucht: Sie wird von einer Schiefast (Einzellast) von ca. 7 kW verursacht. Die PV-Einspeisung verursacht untertags eine Erhöhung des Grundpegels von ca. 0,5 % auf ca. 1 %. Dies führt an zwei Tagen (Mittwoch, Sonntag) zu einer leichten Überschreitung des 2 %-Grenzwerts, wobei dieser Grenzwert auch ohne PV-Einspeisung am Montag fast erreicht wird. Diese leichte Überschreitung stellt keine Verletzung der EN 50160 dar weil die 2 %-Grenze für 95 % der Zeit einer Woche gilt (die Spitzen über der 2 %-Grenze sind hier nur einzelne Werte).

Abbildung 15 stellt die Verteilung der 10-Minuten-Mittelwerte für die drei Phasen dar. Es ist klar ersichtlich, dass die Spannung vor allem auf Phase L1 bei den Knoten 89,90,193,201,K6 und Kirche (am Ende von Strang 6) angehoben wird, aber noch innerhalb der EN 50160 Grenzen bleibt.

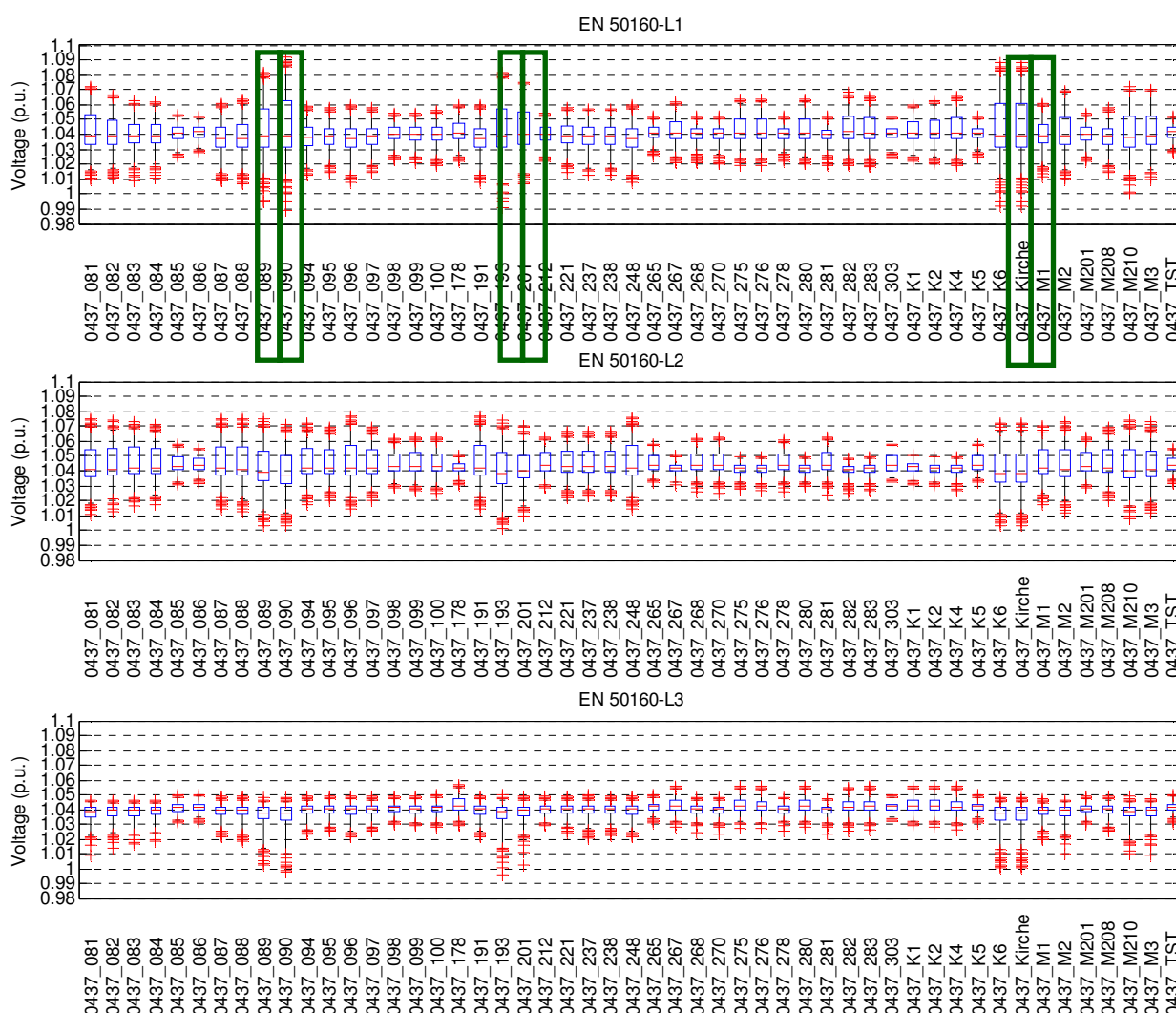


Abbildung 15 – Boxplots der 10-Minuten-Mittelwerte für die 3 Phasen nach EN 50160 mit PV-Einspeisung (Schönwetter-Sommerwoche)

2.1.4 Zieldefinition für einen Beitrag zur Spannungshaltung durch PV-Wechselrichter

Auf Basis der Simulationen wurde im vorigen Kapitel die Auswirkung einer hohen PV-Durchdringung quantifiziert. Hier wird darauf aufbauend eine Zieldefinition für den Beitrag zur Spannungshaltung durch PV-Wechselrichter formuliert. Um die im Kapitel 2.1.3 analysierte Spannungsanhebung wenigstens teilweise mithilfe der PV-Anlagen zu kompensieren, stehen – wie in Gleichung (2) erkennbar – zwei Möglichkeiten zur Verfügung:

- Blindleistungsregelung (untererregter Betrieb)
- Reduktion der eingespeisten Wirkleistung („curtailment“)

Da die Reduktion der eingespeisten Wirkleistung eine Ertragseinbuße bedeutet, ist die erste Möglichkeit zu bevorzugen. Damit PV-Anlagen einen sinnvollen Beitrag zur Spannungshaltung leisten, müssen entsprechende Grenzen bzw. Einstellungen vorgeschlagen werden. In diesem Kapitel werden erste Diskussionspunkte angeführt, die in der weiteren Projektfolge näher untersucht (simuliert) wurden (Kapitel 2.2).

Die Wirksamkeit der Blindleistungsregelung wird maßgeblich von den Impedanz-Verhältnissen bestimmt. Für das betrachtete Netz wurden an jedem Knoten die Sensitivitätsfaktoren für Wirkleistungsreduktion und Blindleistungsbezug gegenübergestellt (Abbildung 16). Die drei Geraden entsprechen einem R/X-Verhältnis von 0,5, 1 und 1,5 (im Uhrzeigersinn). Anhand der Bögen kann gesehen werden wie empfindlich ein Knoten gegenüber (Blind-) Leistungsänderungen ist (stark/schwach). Auf Abbildung 16 ist sichtbar, dass das R/X-Verhältnis der Knoten dieses Netzes zwischen 0,4 und 1,4 liegt. Bei Kabelnetzen kann dieses Verhältnis sogar größer als 3 werden. Schwache Knoten ($\partial U/\partial P$ oder $\partial U/\partial Q > 0,2 \text{ \%/kVA}$) weisen ein Verhältnis $R/X > 1$ auf. Dies bedeutet, dass eine Wirkleistungsreduktion $\Delta P = x \text{ kW}$ wirksamer ist als ein Blindleistungsbezug $\Delta Q = x \text{ kVar}$. Allerdings muss, wie vorher erklärt, der Blindleistungsbezug in einem bestimmten Ausmaß als Maßnahme bevorzugt werden. Weiters können schwache Netzknoten leicht identifiziert werden. Es sind dies jene Knoten, die am weitesten vom Nullpunkt entfernt sind. Der Knoten 043_090, der sich bereits als besonders interessant in den Analysen des Kapitels 2.1.3 herausstellte, hat einen Sensitivitätsfaktor von ca. 0,19 %/kW bzw. 0,14 %/kVar. Dies entspricht einem Verhältnis R/X von ca. 1,4.

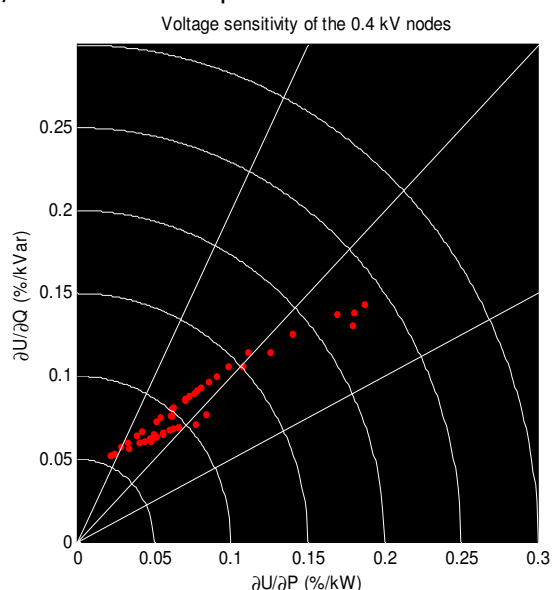


Abbildung 16 – Gegenüberstellung der Sensitivitätskoeffizienten für Wirk- und Blindleistungsregelung aller Knoten aus einer symmetrischen Lastflussberechnung

Zur einfachen Abschätzung des zu leistenden Beitrags einer Blindleistungsregelung wurde der Zeitpunkt der maximalen Spannung (Sonntagmittag, Schönwetter-Sommerwoche) näher untersucht. Um die Spannung zu senken kann bei allen Anlagen Blindleistung bezogen werden. Daher wurde zu diesem Zeitpunkt der Leistungsfaktor aller PV-Anlagen von 1 (Default Wert) auf 0,95 bzw. 0,90 geändert. Die Wirksamkeit dieses Blindleistungsbezugs ist in Tabelle 3 zusammengefasst. Um die Spannung (Sekundenwerte) unter 110 % zu bringen, muss jede Anlage mit einem Leistungsfaktor von 0,95 betrieben werden (Absenkung der Spannung um 1,5 %). Werden die Anlagen mit einem niedrigeren Leistungsfaktor (0,90) betrieben, kann die höchste Spannung zusätzlich um 0,7 % abgesenkt werden.

Tabelle 3 – Kompensation der Spannungsanhebung zum kritischen Zeitpunkt (Sonntagmittag), Schönwetter-Sommerwoche

cosφ	tanφ (Q/P)	U_{max}⁴ 0437_090,L1 (p.u.)	Gesamtblindleistung (kVar)	Verluste (kW)	Neutralleiterstrom am Stranganfang (A)
1	0	1,106	5,0	1,85	38,5
0,95	0,33	1,091	23,9	2,08	43,4
0,90	0,48	1,084	32,9	2,3	46,1

Die Wirksamkeit der Blindleistungsregelung kann anhand der Gleichung (3) einfach abgeschätzt werden. Sie wird für einen bestimmten Leistungsfaktor (oder $Q/P = \tan\varphi$) vor allem durch das R/X-Verhältnis bestimmt.

$$\Delta U \approx \frac{R \cdot P}{U_N^2} \cdot \left[1 - \tan(\varphi) \cdot \frac{1}{R/X} \right] \quad (3)$$

ΔU Relative Spannungsanhebung (nach Blindleistungsregelung)

φ Phasenwinkel

R Ohmscher Anteil der Netzimpedanz (Widerstand)

X Induktiver Anteil der Netzimpedanz (Reaktanz)

P Anlage Nennwirkleistung

U_N Nennspannung am Verknüpfungspunkt

Um die durch die Einspeisung verursachte Spannungsanhebung zumindest teilweise zu kompensieren, muss Blindleistung bezogen werden. Je größer das R/X-Verhältnis, desto mehr Blindleistung muss bezogen werden. Dies verursacht im Allgemeinen eine Erhöhung der Netzverluste. Bei der Definition einer Blindleistungsregelung muss daher das Kosten-Nutzen-Verhältnis im Auge behalten werden. Die derzeitigen Normen und Richtlinien [12][13] schreiben vor, dass Anlagen mit einem Leistungsfaktor von 0,95 bzw. 0,90 betrieben werden können.

Für die Referenzimpedanz nach IEC 60725 [14] würde bei einem Leistungsfaktor von 0,90 die Spannungsanhebung um 30 % reduziert werden. Für den schwächsten Knoten des betrachteten Netzes (0437_090) würde das R/X-Verhältnis 1,4 zu einer Reduktion von ca. 35 % führen. Abbildung 17 stellt die Wirksamkeit der Blindleistungsregelung (vgl. Gleichung (3)) in Abhängigkeit des Leistungsfaktors und des R/X-Verhältnisses dar (oben links). Die beiden weiteren Graphiken in Abbildung 17 stellen zwei Schnitte mit einem

⁴ aus Sekundenwerten

konstantem Leistungsfaktor von 0,90 (rechts oben) bzw. einem konstantem R/X-Verhältnis 1,4 (links unten) dar. Die weißen Markierungen entsprechen dem schwächsten Knoten (043_090) und einem Leistungsfaktor von 0,90.

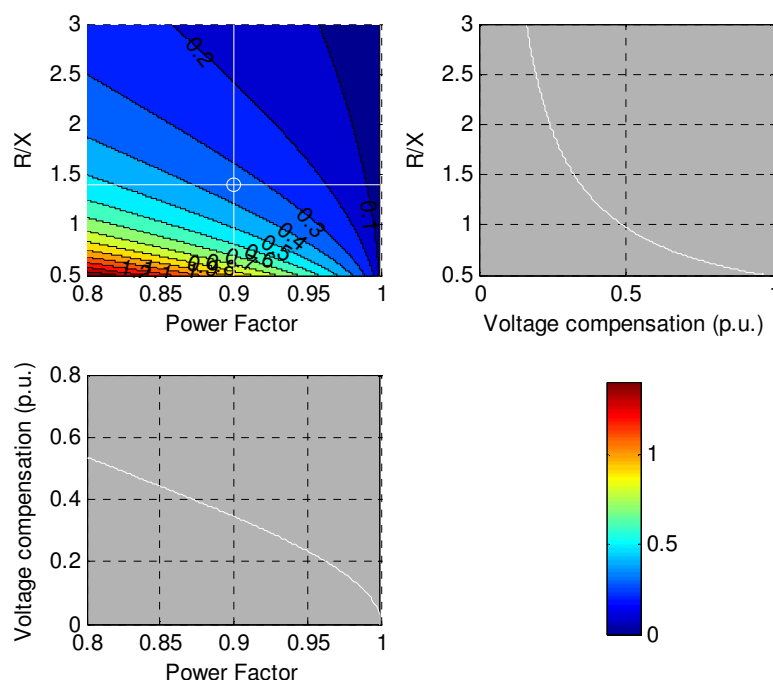


Abbildung 17 – Abschätzung der Wirksamkeit der Blindleistungsregelung in Abhängigkeit des Leistungsfaktors und des R/X-Verhältnisses; die Farbskalierung entspricht der Reduktion der Spannungsanhebung

Auch wenn, wie in Abbildung 12 sichtbar, die Dauer der Überspannungssituationen relativ kurz ist, sollte die Blindleistungsregelung erst bei Erreichen eines bestimmten Spannungspegels (z.B. 1,08 p.u., siehe Abbildung 18) aktiviert werden, um einen unnötigen Blindleistungsbezug zu vermeiden. Das heißt, nur bei jenen PV-Anlagen, bei denen die Spannung einen definierten Pegel überschreitet, wird zu den entsprechenden Zeitpunkten Blindleistung bezogen.

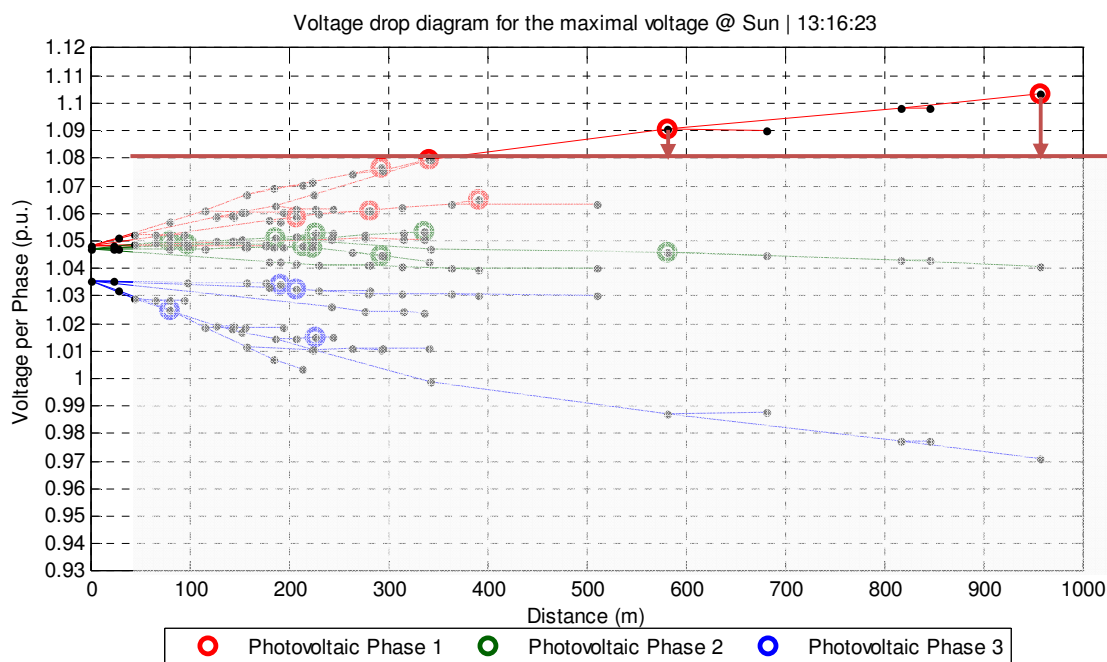


Abbildung 18 – Blindleistungsbezug bei Erreichung eines Pegels. Zeitpunkt der höchsten Spannung im Netz (Knoten 0437_090, Phase L1, Schönwetter-Sommerwoche)

Bei der Auswahl der Einstellungen einer solchen Blindleistungsregelung sollte(n) die eingestellte(n) Überspannungsgrenze(n) beim Entkupplungsschutz betrachtet werden. Die Blindleistungsregelung soll jedenfalls vor dem Entkupplungsschutz eingreifen. In der derzeit geltenden Regelung [12] ist der Einstellwert des Überspannungsschutzes auf 115 % der Nennspannung spezifiziert, wobei die Auslösung innerhalb von 100 ms erfolgen muss. Weiters wird zur Aufrechterhaltung der Spannungsqualität ein zweiter (niedrigerer) Pegel von 112 % (Defaultwert, aber einstellbar zwischen 110 % und 115 %) für den gleitenden 10-Minuten-Mittelwert definiert. Zusätzlich kann eine Wirkleistungsreduktion implementiert werden. Diese hat das Ziel eine durch zu hohe PV-Einspeisung verursachte Überspannungsschutzauslösung zu vermeiden. Genauere Untersuchungen zu den verschiedenen Möglichkeiten einer Wirk- und Blindleistungsregelung werden im Kapitel 2.2 vorgestellt.

Auf Basis der Ergebnisse dieser Simulation zur Quantifizierung der Auswirkung einer hohen PV-Durchdringung auf das Netz wurde die folgende Zieldefinition vorgeschlagen:

Zieldefinition

Entwicklung eines Spannungsregelungskonzepts unter Betrachtung der folgenden Punkte:

- Entwurf einer Spannungsregelung mit Blindleistungsbezug bis zu einem Leistungsfaktor von 0,90 und im „Notfall“ mit einer Wirkleistungsbegrenzung. Diese zwei Maßnahmen sollten koordiniert werden.
- Vorschlag für sinnvolle Parameter der Regelung
- Einsatz eines Mechanismus, der die Regelung nur bei Bedarf aktiviert (um unnötige Blindarbeit, Netzverluste sowie Einbußen des Anlagenertrags zu vermeiden)
- Gewährleistung der Stabilität (Gegenwirkung zwischen mehreren Anlagen)

2.2 Innovative Regelungskonzepte zur Spannungshaltung mit PV-Wechselrichtern

2.2.1 Auswahl zu untersuchender Ansätze der Spannungsregelung

In Österreich und Deutschland schreiben die Anschlussrichtlinien vor, dass Erzeugungsanlagen die Fähigkeit haben müssen, sich an der Spannungshaltung zu beteiligen. Im österreichischen Regelwerk [12] werden Möglichkeiten aufgezählt, die der Netzbetreiber wählen kann, um die Spannungsqualität in seinem Versorgungsgebiet zu wahren. Unter anderem wird hier die Anwendung von Blindleistungsmanagement erwähnt, welches die folgenden Möglichkeiten umfasst:

- Vorgabe von Leistungsfaktoren für Verbrauchs- und Erzeugungsanlagen
- Einsatz eines aktiven Blindleistungsmanagements

Nach dem deutschen Regelwerk müssen sich Erzeugungsanlagen generell an der statischen Spannungshaltung im Netz des Netzbetreibers beteiligen können: „Unter statischer Spannungshaltung ist die Spannungshaltung im Niederspannungsnetz zu verstehen, bei der die langsamen Spannungsänderungen im Verteilungsnetz in verträglichen Grenzen gehalten werden.“ [13] Erzeugungsanlagen müssen unabhängig von der Anzahl der einspeisenden Phasen unter normalen stationären Betriebsbedingungen im Spannungstoleranzband $U_N \pm 10\%$ und in ihren zulässigen Betriebspunkten ab einer Wirkleistungsabgabe über 20 % der Bemessungs-Wirkleistung mit folgenden Verschiebungsfaktoren $\cos\varphi$ betrieben werden können.

- Für Erzeugungsanlagen mit maximalen Einspeiseleistungen bis 3,68 kVA: $\cos\varphi = 0,95_{\text{untererregt}}$ bis $0,95_{\text{übererregt}}$ (nach EN 50438, keine Vorgabe des Netzbetreibers).
- Für Erzeugungsanlagen mit maximalen Einspeiseleistungen zwischen 3,68 kVA und 13,8 kVA: Kennlinienvorgabe des Netzbetreibers innerhalb $\cos\varphi = 0,95_{\text{untererregt}}$ bis $0,95_{\text{übererregt}}$.
- Für Erzeugungsanlagen mit maximalen Einspeiseleistungen größer als 13,8 kVA: Kennlinienvorgabe des Netzbetreibers innerhalb $\cos\varphi = 0,90_{\text{untererregt}}$ bis $0,90_{\text{übererregt}}$.

Im Folgenden werden die auf der Wechselrichterplattform (siehe Kapitel 2.3) zu implementierenden Spannungsregelungsstrategien kurz beschrieben.

Q=konstant

Eine einfache Möglichkeit für die Spannungsregelung ist die Vorgabe eines festen Wertes der Blindleistung. Die Vorgabe kann auf zwei Arten realisiert werden:

- Als Relativwert bezogen auf die maximale Leistung, die das Gerät liefern kann
- Als Absolutwert-Vorgabe in VAR

Durch die Definition des Gradienten der Änderung kann zusätzlich noch die Dynamik der Regelung eingestellt werden, um sprunghafte Änderungen zwischen verschiedenen Betriebszuständen zu vermeiden.

$\cos\varphi$ =konstant

Der Verschiebungsfaktor $\cos\varphi$ kann ebenfalls fest am Wechselrichter eingestellt werden (statisch).

$\cos\phi(P)$ -Kennlinie

Mit einer $\cos\phi(P)$ -Kennlinie wird der Leistungsfaktor der Erzeugungsanlage in Abhängigkeit der Wirkleistung eingestellt. Eine mögliche Realisierung dieser Kennlinie ist in Abbildung 19 zu sehen. Dieses Beispiel zeigt, dass bis zur halben Nennwirkleistung kein Bezug von Blindleistung erfolgt, darüber nimmt der Verschiebungsfaktor linear ab.

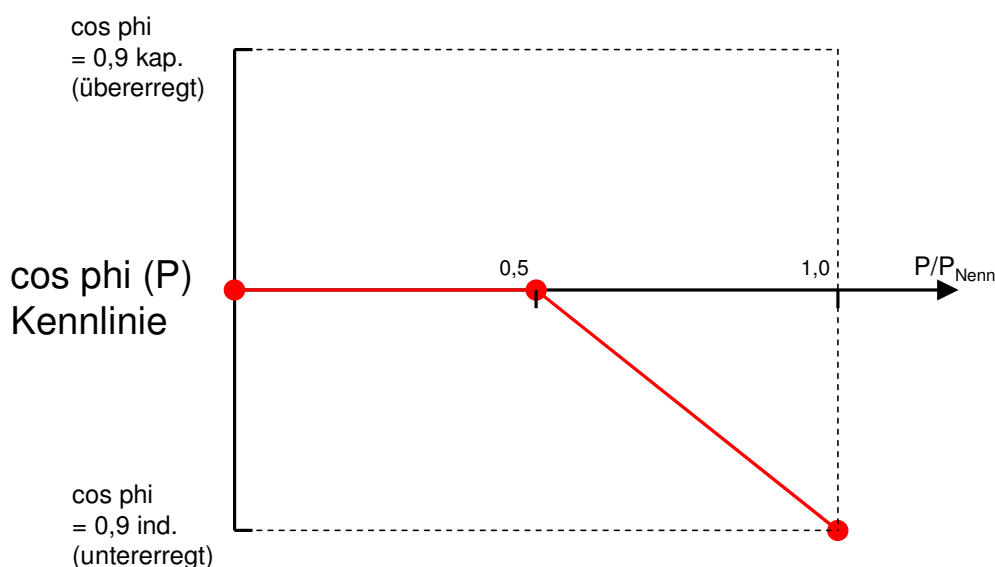


Abbildung 19 – $\cos\phi(P)$ -Kennlinie (Beispiel aus [13] für Anlagen über 13,68 kW)

$Q(U)$ -Kennlinie

Mit der $Q(U)$ -Kennlinie wird das Blindleistungsverhalten des Wechselrichters in Abhängigkeit von der lokal gemessenen Spannung bestimmt. Die Kennlinie besteht in der Regel aus einem Totband, bei dem, solange die Spannung dieses nicht verlässt, der Wechselrichter keine Blindleistung aufnimmt bzw. einspeist. Außerhalb dieses Bereiches ändert sich die Blindleistung proportional zur Spannung, bis sie einen Betrag von Q_{max} bei U_{max} bzw. U_{min} erreicht hat. Im Spannungsbereich von U_{max} bzw. U_{min} bis zu den Abschaltgrenzen verbleibt der Blindleistungswert auf der letzten Stützstelle. Kurz zusammengefasst lässt sich die Kennlinie durch die folgenden Parameter verstellen:

- Totband ΔU_{DB} (Default Wert = $\pm 7\%$ um den unnötigen Blindleistungsbezug einzuschränken)
- Sättigungsbereich ΔU_{max} (Default Wert = $\pm 9\%$ damit beim Annähern an die obere Spannungsgrenze die Wechselrichter ihren maximalen Blindleistungsbezug leisten)
- Maximale Blindleistung: abhängig von $\cos\phi$ und der Nennscheinleistung des Wechselrichters ($Q_{\text{max}} = S_{\text{max}} \times \sin\phi_{\text{max}}$ / Default Wert: $\cos\phi_{\text{min}} = 0,85$ um die Wirkung auch bei ungünstige R/X-Verhältnisse zu maximieren)

Abbildung 20 zeigt die in der Simulation standardmäßig implementierte $Q(U)$ -Kennlinie. Diese wird durch vier Stützstellen bestimmt:

Das Totband (Deadband, DB) der Kennlinie bezeichnet jenen Bereich in welchem kein Blindleistungsaustausch erfolgt. Dieser Bereich liegt standardmäßig bei $\Delta U_{\text{DB}} = \pm 7\%$ der Nennspannung. Der Punkt $\Delta U_{\text{max}} = \pm 9\%$ bezeichnet den Beginn des Sättigungsbereiches. Zwischen Sättigungsbereich und Totband befindet sich der lineare Teil der $Q(U)$ -Kennlinie.

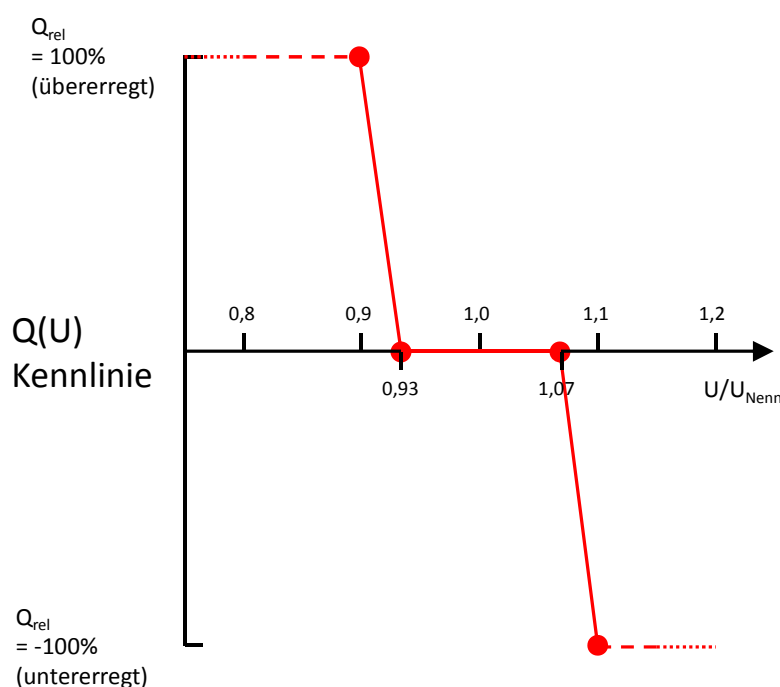


Abbildung 20 – Q(U)-Standardkennlinie (Simulation)

Wichtig ist in diesem Zusammenhang das in Abbildung 21 dargestellte PQ-Betriebsdiagramm eines PV-Wechselrichters. Dieses ist in diesem Fall durch zwei Begrenzungen bestimmt:

- $\cos\varphi_{\min}$
- $S_{\max}$

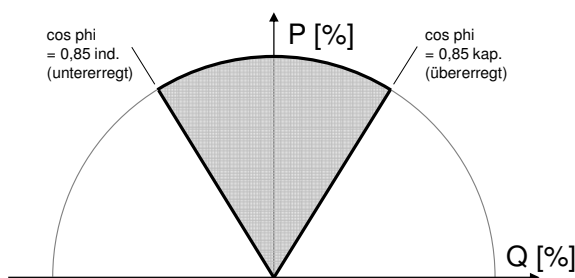


Abbildung 21 – Betriebsdiagramm eines Wechselrichters (gerätespezifisch)

Wenn nach Q(U)-Kennlinie eine hohe Blindleistung gefordert wird, aber die Einspeiseleistung zu gering ist und der Betriebspunkt innerhalb des in Abbildung 21 grau markierten Sektors des Betriebsdiagramms liegt, dann arbeitet der Wechselrichter so, dass er nicht die geforderte Blindleistung liefert. Es wird jene Blindleistung geliefert bzw. bezogen, die mit der Einspeiseleistung und einem $\cos\varphi=0,85$ erreicht werden kann. Das heißt, der Betriebspunkt stellt sich auf die durch die $\cos\varphi$ Begrenzung markierte Grenze des Betriebsdiagramms ein.

Anders ist das Verhalten, wenn der Wechselrichter mit Nennleistung einspeist. Wenn aufgrund der Blindleistungsvorgabe die Scheinleistung größer als die Nennscheinleistung des Gerätes ist, dann wird die eingespeiste Wirkleistung solange reduziert, bis die Nennscheinleistung erreicht ist (Vorrang der Blindleistung).

Der Vorteil der ersten drei Regelungsarten ($Q=\text{konstant}$, $\cos\varphi=\text{konstant}$ und $\cos\varphi(P)$ -Kennlinie) liegt daran, dass Wechselrichter im Parallelbetrieb sich nicht gegenseitig

beeinflussen können auf Grund der fehlenden Rückkopplung. Als Nachteil der $Q=\text{konstant}$ Regelung wird in Situationen Blindleistung bezogen, bei denen es nicht zwingend notwendig oder sogar unerwünscht wäre. Die beiden Regelungsarten $\cos\varphi=\text{konstant}$ und $\cos\varphi(P)$ -Kennlinie berücksichtigen die jeweils eingespeiste Leistung und sind in dieser Hinsicht eine Besserung. Beide können trotzdem zum unnötigen Blindleistungsbezug führen (z.B. bei voller Erzeugung und Starklast) welcher sich auf die Netzverluste auswirkt sogar in manchen Situationen für die Spannungshaltung kontraproduktiv sein kann.

Anders ist es bei der Regelung nach $Q(U)$ -Kennlinie. Durch die Rückkopplung (gemessene Spannung am Anschlusspunkt bzw. an den Anschlussklemmen des Wechselrichters) kann der Blindleistungsbezug auf die Situationen, welche dies erfordern, eingeschränkt werden. Als Nachteil der Rückkopplung ist die theoretische Gefahr einer gegenseitigen Beeinflussung zwischen mehreren Wechselrichtern am gleichen Anschlusspunkt gegeben.

Von allen in diesem Abschnitt vorgestellten Regelkonzepten wurde die vielversprechendste $Q(U)$ -Regelung (und teilweise die $\cos\varphi(P)$ -Kennlinie) detailliert untersucht.

2.2.2 Simulation des statischen und dynamischen Verhaltens

In diesem Kapitel werden die statische sowie die dynamische Gegenbeeinflussung zwischen mehreren Wechselrichtern anschaulich behandelt.

2.2.2.1 Statisches Verhalten

Im Projekt morePV2grid werden ausschließlich Niederspannungsnetze betrachtet. Das Potential der blindleistungsbasierten Spannungsregelung in Niederspannungsnetzen wird auf Grund der Impedanzverhältnisse (hohes R/X-Verhältnis [15]) oft als gering erachtet. Die Kompensation der von einer symmetrischen Einspeisung verursachten Spannungsanhebung kann anhand der Formel (3) (siehe Kapitel 2.1.4) abgeschätzt werden. Grundsätzlich sinkt der mögliche Kompensationsgrad mit steigendem R/X-Verhältnis. Für die Referenzimpedanz nach [14] ($R/X=1,6$) beträgt der Kompensationsgrad bei einem Leistungsfaktor von 0,90 aber noch ca. 30 % (die Spannungsanhebung kann um 30 % reduziert werden).

In den ersten beiden Subkapiteln (2.2.2.1.1 und 2.2.2.1.2) wird die Wirksamkeit einer blindleistungsbasierten Spannungsregelung anhand einfacher Betrachtungen bewertet. Dabei werden unterschiedliche Transformator- und Freileitungs- bzw. Kabeltypen betrachtet. Die Thematik der einphasigen Einspeisung, welche bis jetzt in sehr wenigen Projekten untersucht wurde, steht im Vordergrund dieses Kapitels. Wie im Kapitel 2.1.3 erklärt, bewirkt eine unsymmetrische Einspeisung eine überproportionale Spannungsanhebung im Vergleich zu einer symmetrischen Einspeisung. Im Fall einer einphasigen Einspeisung kann die Spannungsanhebung je nach Erdungsverhältnissen bis zu sechsmal größer als die Spannungsanhebung im symmetrischen Fall sein. In Niederspannungsnetzen mit hoher PV-Durchdringung und ungünstiger Aufteilung auf die drei Phasen kann dies zu einer Herausforderung im Hinblick auf die Spannungshaltung führen. In diesem Kontext wird die Wirksamkeit der im Projekt morePV2grid entwickelten Regelstrategien untersucht. Für diesen Zweck wurde ein neu entwickeltes Simulationsmodell verwendet.

In einem ersten Schritt wird die $\cos\varphi$ -Regelung (Kapitel 2.2.2.1.1) und in einem zweiten Schritt eine Kennlinien-basierte Regelung $Q(U)$ betrachtet (Kapitel 2.2.2.1.1).

2.2.2.1.1 Bewertung der Kompensation der Spannungsanhebung über Niederspannungskabel und -freileitungen

Die Kompensation der Spannungsanhebung mit Blindleistungsbezug kann im symmetrischen Fall anhand folgender Formel (3) abgeschätzt werden (hier wiederholt zur besseren Lesbarkeit):

$$\Delta U \approx \frac{R \cdot P}{U_N^2} \cdot \left[1 - \tan(\varphi) \cdot \frac{1}{R/X} \right] \quad (4)$$

ΔU	Relative Spannungsanhebung (nach Blindleistungsregelung)
φ	Phasenwinkel
R	Ohmscher Anteil der Netzimpedanz (Widerstand)
X	Induktiver Anteil der Netzimpedanz (Reaktanz)
P	Nennwirkleistung der Anlage
U_N	Nennspannung am Verknüpfungspunkt

Die Spannungsanhebung und ihre Kompensation bei $\cos\varphi=0,90$ wurden für gängige Freileitungen und Kabel berechnet (siehe Tabelle 4). Wie oben bereits erklärt, hängt die Wirksamkeit der blindleistungsbasierten Spannungsregelung stark vom R/X-Verhältnis ab. Für typische Freileitungen kann sie auf Grund des niedrigen R/X-Verhältnisses zwischen 26 % und 57 % kompensiert werden. Für Kabel wären es bei Verwendung derselben Querschnitte vergleichsweise nur bis zu ca. 15 %. Für Kabelnetze mit Standardquerschnitt (150 mm² Aluminium) beträgt die Kompensation der Spannungsanhebung dagegen noch fast 20 %, sodass bei gleicher Spannungsanhebung um ca. 20 % mehr PV-Leistung installiert werden könnte.

Tabelle 4 – Kompensation der Spannungsanhebung bei Kabeln und Freileitungen (für $\cos\varphi=0,90$)

Querschnitt ⁵ (mm ²)	Freileitung		Kabel	
	R/X	Kompensation @ $\cos\varphi=0,90$ (%)	R/X	Kompensation @ $\cos\varphi=0,90$ (%)
50	1,9	26,1	7,2	6,8
70	1,4	34,4	5,3	9,1
95	1,1	45,6	3,8	12,9
120	0,8	57,1	3,2	15,2
150			2,6	18,6
240			1,7	29,2

⁵ Material: Aluminium

2.2.2.1.2 Bewertung der Kompensation der Spannungsanhebung über die Traforeaktanz

Bei der Kompensation der Spannungsanhebung kann die Traforeaktanz eine wichtige Rolle spielen. Die Spannungsabsenkung über die Traforeaktanz durch Blindleistungsbezug ($\cos\varphi$ fix in dieser Abschätzung) kann anhand folgender Formel (5) geschätzt werden.

$$\left[\Delta U \approx u_X \cdot \frac{P}{S_N} \cdot \tan\varphi \right] \quad (5)$$

ΔU	Spannungsabsenkung über die Traforeaktanz
$u_X \approx u_K$	Kurzschlussspannung (Traforeaktanz in p.u.)
P	Installierte PV-Leistung im ganzen Niederspannungsnetz
S_N	Trafonennscheinleistung
$\tan\varphi$	$\cos\varphi$ entsprechend

Übliche Transformatoren haben eine Nennscheinleistung von 160 / 250 / 400 / 630 kVA und eine Kurzschlussspannung von 3,5 bis 6 %. Die Spannungsabsenkung welche nur vom Verhältnis installierter PV-Leistung zur Trafonennscheinleistung sowie von der Kurzschlussspannung abhängt wurde für vier verschiedene PV-Durchdringungsszenarien (installierte PV-Leistung zwischen 10 % und 100 %) und zwei verschiedene Kurzschlussspannungen (4 % und 6 %) ermittelt (siehe Tabelle 5).

Tabelle 5 – Spannungsabsenkung über die Traforeaktanz (für $\cos\varphi=0,90$)

	$P/S_N=10\%$	$P/S_N=20\%$	$P/S_N=50\%$	$P/S_N=100\%$
$u_K=4\%$	0,2	0,4	1	1,9
$u_K=6\%$	0,3	0,6	1,5	2,9

Bei schwachen Transformatoren bzw. hohen Durchdringungsszenarien (halbe Trafoleistung) und großer Kurzschlussspannung ($u_K=6\%$ bei älteren Transformatoren) kann die Spannungsabsenkung durch die Traforeaktanz bis zu 1,5 % betragen. Für neuere Transformatoren und bei einer PV-Durchdringung von bis zu 50 % der Trafoleistung beträgt die Spannungsabsenkung durch die Traforeaktanz bis zu 1 %.

Die Reaktanzen grundsätzlich niedrig auszulegen ist wegen der Spannungsänderung durch induktive Last insbesondere beim Motoranlauf hinsichtlich Spannungsqualität (Flicker) erforderlich. Ebenso werden niedrige Reaktanzen zur Sicherstellung ausreichend hoher Kurzschlussströme benötigt. In langausgedehnten Netzen ist insbesondere im Erdfehlerfall zur Sicherstellung der Schutzmaßnahme Nullung zu gewährleisten, dass der entsprechend der Schleifenimpedanz fließende Strom zum Auslösen der Sicherung führt.

2.2.2.1.3 $\cos\varphi$ -Regelung

In einem ersten Schritt wird der Vergleich zwischen drei einfachen Fällen für eine $\cos\varphi$ -Regelung dargestellt. In einem zweiten Schritt wird die Q(U)-Regelung betrachtet.

- dreiphasige Einspeisung und $\cos\varphi$ -Regelung
- einphasige Einspeisung und $\cos\varphi$ -Regelung
- zweiphasige Einspeisung und $\cos\varphi$ -Regelung

Für diesen Vergleich wurde ein einfaches Netz nachgebildet, bestehend aus einer idealen Spannungsquelle mit der Referenzimpedanz [14]. Das Netz wurde als isoliert betrachtet und eine hohe Einspeiseleistung (10 kW pro Phase) wurde ausgewählt, damit die Ergebnisse besser sichtbar sind.

Abbildung 22 stellt die Spannungsanhebung in Abhängigkeit des Leistungsfaktors für die drei oben erwähnten Fälle (dreiphasige, einphasige und zweiphasige Einspeisung) dar. Zusätzlich zu den drei Phase-Neutral Spannungen wird die Neutral-Erde Spannung mit einer Magenta-Linie dargestellt. Die Ergebnisse werden anschließend anhand von Zeigerdiagrammen weiter erklärt.

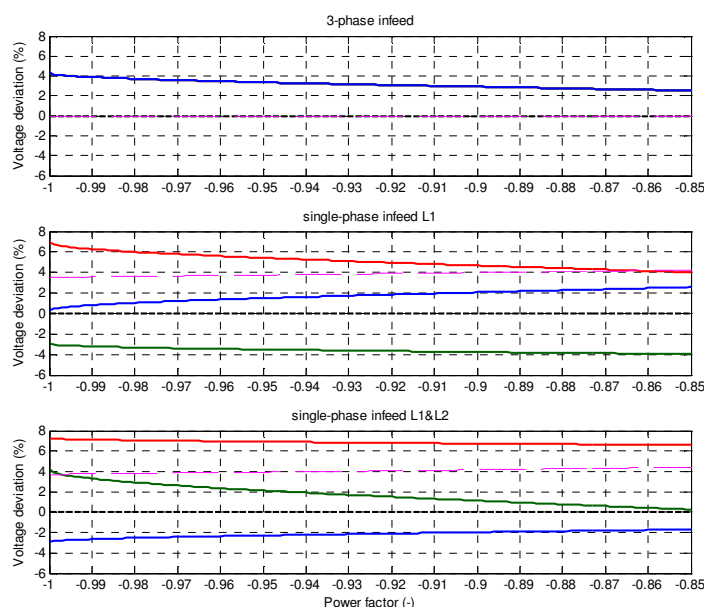


Abbildung 22 – Kompensation der Spannungsanhebung bei unsymmetrischer Einspeisung (10 kW pro Phase, Netzimpedanz nach [14], $\cos\phi$ -Regelung (zwischen 1 und 0,85))

Bei einer dreiphasigen Einspeisung und Blindleistungsbezug mit konstantem Leistungsfaktor kann, wie vorher schon erwähnt, mit einem Leistungsfaktor von 0,90 mehr als 30 % der Spannungsanhebung kompensiert werden. Bei einphasiger Einspeisung (L1) kann die Spannungsanhebung an der Phase in der eingespeist wird ebenfalls um mehr als 30 % reduziert werden. Gleichzeitig wird die Spannung in einer der anderen beiden Phasen angehoben ($L3$) und in der anderen abgesenkt. Wird gleichzeitig eine hohe Leistung an der Phase $L2$ bezogen, könnte die Spannung an dieser Phase unzulässige Werte erreichen (Unterspannung). Weiters wurde die Knotenspreizung berechnet. Diese ist als größter Unterschied zwischen den Phasenspannungen eines Knotens definiert und hat in Bezug auf die Spannungshaltung eine besondere Bedeutung. Die Knotenspreizung beträgt in diesem Fall ohne $\cos\phi$ -Regelung ca. 9,9 % und bei einem Leistungsfaktor von 0,90 noch ca. 8,4 % der Nennspannung. Durch Blindleistungsbezug wird die Spannung in der Phase $L1$ um 2,2 % gesenkt und die Spreizung um 1,5 % der Nennspannung. Die tatsächliche Wirksamkeit der blindleistungsbasierten Spannungsregelung wird durch die Unsymmetrie etwas reduziert.

Bei zweiphasiger Einspeisung ($L1$ und $L2$) kann die höchste Spannungsanhebung um nur 7 % reduziert werden. Gleichzeitig steigt die Spannung in der Phase ohne Einspeisung ($L3$). Die Knotenspreizung beträgt in diesem Fall ohne $\cos\phi$ -Regelung ca. 10,2 % und bei einem Leistungsfaktor von 0,90 noch ca. 8,7 % der Nennspannung. Durch Blindleistungsbezug wird die höchste Spannung ($L1$) um 0,5 % und die Spreizung um 1,5 % der Nennspannung gesenkt. Die Wirksamkeit der blindleistungsbasierten Spannungsregelung, welche niedriger als im einphasigen Fall ist, wird in diesem Fall durch die Unsymmetrie nicht reduziert. Tabelle 6 fasst die Ergebnisse für diese drei Fälle (Kompensation der Spannungsanhebung und die

Spreizung) zusammen. Die Kompensation wird jeweils in Prozent angegeben, wobei als Referenz der Zustand ohne Regelung herangezogen wurde. Als Beispiel kann bei einem Leistungsfaktor von 0,90 und dreiphasiger Einspeisung die Spannungsanhebung um 31,5 % kompensiert werden, während sie bei zweiphasiger Einspeisung nur um 7,2 % kompensiert werden kann. Die Verringerung der Spreizung bei einphasiger Einspeisung (-14,8 % bei $\cos\varphi=0,90$) ist geringer als die Absenkung der Spannungsanhebung (-32,4 % bei $\cos\varphi=0,90$), wodurch die tatsächliche Wirksamkeit der blindleistungsbasierten Spannungsregelung bei unsymmetrischen Verhältnissen geringer ist.

Tabelle 6 – Kompensationsgrad und Spreizung für die drei untersuchten Fälle (Extremfall 10 kW pro Phase an einem schwachen Knoten)

Fall	Kompensationsgrad (%) @PF=0,90		Kompensationsgrad (%) @PF=0,85	
	Anhebung	Spreizung	Anhebung	Spreizung
Dreiphasig	31,5	-	40,7	-
Einphasig	32,4	14,8	42	19,5
Zweiphasig	7,2	14,6	9,3	18,8

2.2.2.1.4 Q(U)-Regelung

In diesem Kapitel werden die im vorigen Kapitel ausgeführten Betrachtungen wiederholt, wobei eine Q(U)-Regelung statt einer $\cos\varphi$ -Regelung verwendet wurde. Zu diesem Zweck wurden das gleiche Netz und die gleiche Einspeisung (10 kW pro Phase) verwendet. Für die Simulation wurde eine Q(U)-Kennlinie ohne Totband und mit einer maximalen Spannung $U_{\max}=1,05$ p.u. beim jedem Wechselrichter hinterlegt. Der minimale Leistungsfaktor wurde zwischen 1 und 0,85 variiert ($\Rightarrow$ Änderung der Steigung der Kennlinie), wobei die Wechselrichter nicht überdimensioniert sind (Nennscheinleistung = STC-Leistung). Im Betrieb mit voller Einspeisung muss entsprechend dem Betriebsdiagramm die Wirkleistung reduziert werden.

Abbildung 23 stellt die Kompensation der Spannungsanhebung in Abhängigkeit des eingestellten minimalen Leistungsfaktors dar. Vergleicht man bei dieser Abbildung und Abbildung 22 die Endpunkte ($\cos\varphi=0,85$), sieht man, dass die Ergebnisse ähnlich sind. Bei der dreiphasigen Einspeisung wird die Spannungsanhebung mit der Q(U)-Kennlinie etwas weniger kompensiert als bei der $\cos\varphi$ -Regelung. Grund dafür ist, dass der minimale Leistungsfaktor bei der verwendeten Q(U)-Regelung erst beim Erreichen von $U_{\max}$ verwendet wird, was hier nicht der Fall ist. Bei der zweiphasigen Einspeisung wird die Spannungsanhebung mit der Q(U)-Regelung auf Grund der Reduktion der Wirkleistung (Scheinleistungsgrenze ohne Überdimensionierung) stärker reduziert.

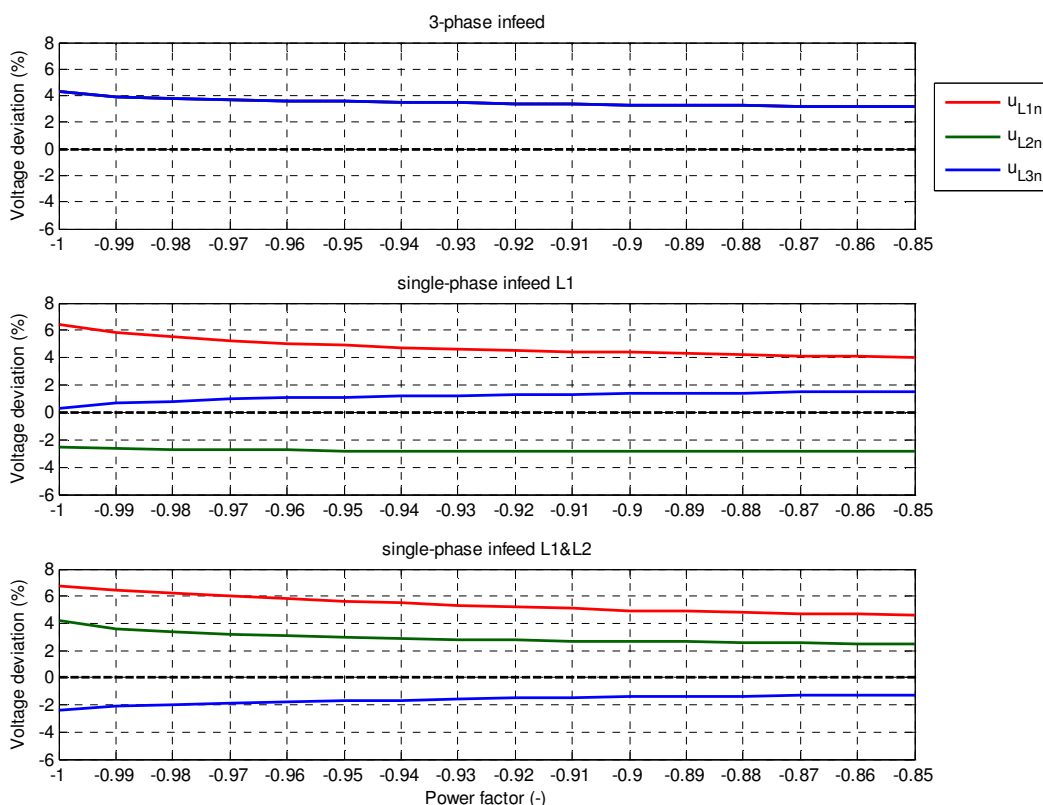


Abbildung 23 – Kompensation der Spannungsanhebung bei unsymmetrischer Einspeisung (10 kW pro Phase, Netzimpedanz nach [14], $Q(U)$ -Kennlinie ohne Deadband mit $U_{\min}=0,95$ p.u. und $U_{\max}=1,05$ p.u. und einem minimalen Leistungsfaktor zwischen 1 und 0,85)

Zusätzlich wurde der Fall einer Einspeisung an zwei verschiedenen Knoten und Phasen betrachtet (Abbildung 24). In diesem Fall haben beide Wechselrichter eine Leistung von 10 kW. Beim ersten Anschlusspunkt beträgt die Netzimpedanz die halbe Referenzimpedanz und beim zweiten die volle Referenzimpedanz nach [14].

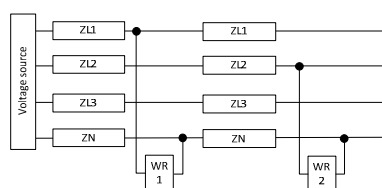


Abbildung 24 – Untersuchung der Gegenwirkung zwischen zwei Wechselrichtern an verschiedenen Knoten und Phasen

Die Spannungen werden für beide Knoten in Abhängigkeit des eingestellten minimalen Leistungsfaktors dargestellt (Abbildung 25). Eine einfache Berechnung zeigt, dass in dieser Konstellation die Spannung auf Phase L1 des zweiten Knotens höher ist als die Spannung derselben Phase am ersten Knoten, und sogar die Spannung in der Phase L2 des zweiten Knotens übersteigt. Dies bedeutet, dass die höchste Spannung in diesem Strang trotz lokaler $Q(U)$ -Regelung in einer anderen Phase steigen kann (hier um weniger als ein Prozent der Nennspannung bei einem Leistungsfaktor von 0,85). Dieser Effekt tritt hier bei niedrigen Leistungsfaktoren ($<0,90$) auf.

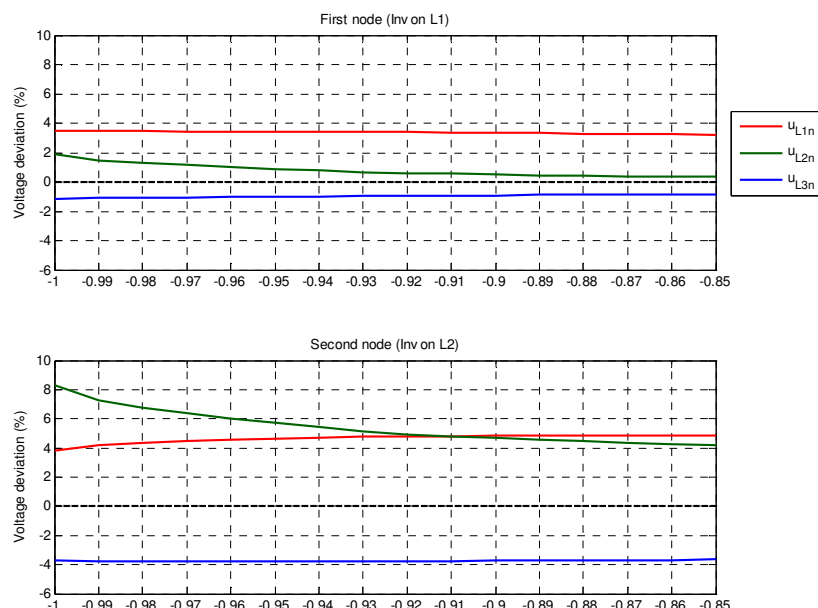


Abbildung 25 – Kompensation der Spannungsanhebung bei unsymmetrischer Einspeisung (10 kW am Knoten 1-L1 und 10 kW am Knoten 2-L2, Netzimpedanz $0,5 \times$ Referenzimpedanz bis Knoten 1 und $1 \times$ Referenzimpedanz bis Knoten 2 [14], Q(U)-Kennlinie ohne Deadband mit $U_{\min}=0,95$ p.u. und $U_{\max}=1,05$ p.u. und einem minimalen Leistungsfaktor zwischen 1 und 0,85)

Der Verlauf der Phasenspannungen entlang des Strangs wird für diesen einfachen Fall in Abbildung 26 dargestellt.

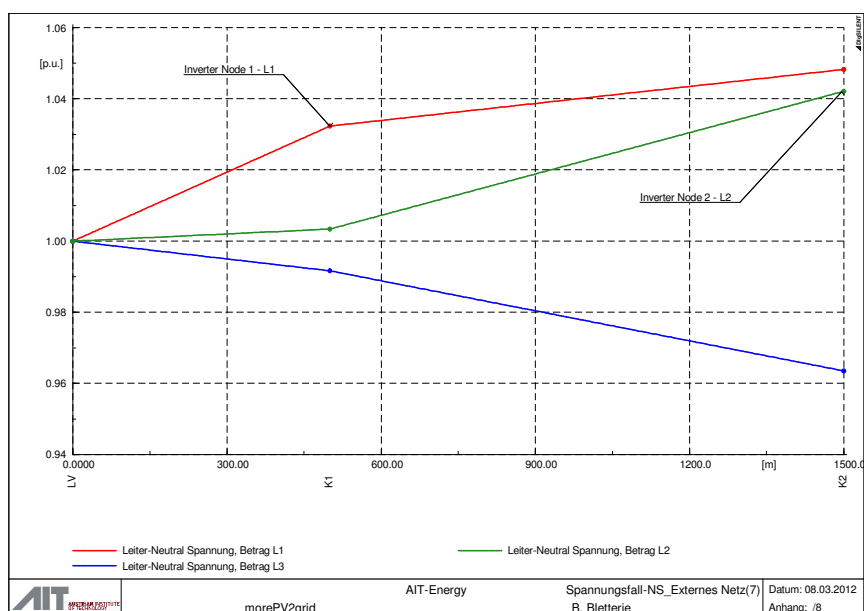


Abbildung 26 – Kompensation der Spannungsanhebung bei unsymmetrischer Einspeisung (10 kW am Knoten 1-L1 und 10 kW am Knoten 2-L2, Netzimpedanz $0,5 \times$ Referenzimpedanz bis Knoten 1 und $1 \times$ Referenzimpedanz bis Knoten 2 [14], Q(U)-Kennlinie ohne Deadband mit $U_{\min}=0,95$ p.u. und $U_{\max}=1,05$ p.u. und einem minimalen Leistungsfaktor von 0,85)

2.2.2.2 Dynamisches Verhalten

Für die dynamischen Untersuchungen wurden Simulationsfälle definiert, die in der Praxis möglicherweise auftretende Betriebszustände beschreiben. Darüber hinaus werden auch „künstliche“ Fälle, welche selten zu erwarten sind, untersucht um das Verhalten der Q(U)-Regelung zu charakterisieren. Bei der Spezifikation der Simulationsfälle wurde vor allem darauf geachtet, Betriebszustände zu finden, in denen ein instabiles Verhalten der Wechselrichter beim Parallelbetrieb auftreten könnte. Das bedeutet, dass es durch Auslenkung der Wechselrichter aus einem stationären Betriebszustand, z.B. durch sprungartige Spannungsänderung aufgrund einer Lastumschaltung (schaltbedingte Spannungsänderung) oder einer Stufenregelung im MS-Netz, zu einer gegenseitigen negativen Beeinflussung kommen könnte und Schwankungen der Netzspannung auftreten oder verstärkt werden. Dafür wurden mehrere einfache Versuche anhand verschiedener Netztopologien implementiert:

- 1, 2 oder 3 Wechselrichter
- Anschluss am gleichen oder an verschiedenen Knoten
- Anschluss an gleichen oder verschiedenen Phasen

Es wird von einem bestimmten Betriebspunkt ausgegangen und mit Hilfe einer „Anregungsquelle“ wird der Wechselrichter aus dem aktuellen Betriebspunkt ausgelenkt. Es wurden folgende „Anregungsquellen“ betrachtet:

- „Fremdverursacht“ (Netzquelle)
 - o Spannungssprung bzw. periodische Spannungsschwankungen
 - o Spannungseinbruch
 - o Reale gemessene Spannungsprofile
- „Eigenverursacht“ (Wechselrichter)
 - o Wechselrichter Ab- oder Zuschaltung
 - o Einstrahlungssprung

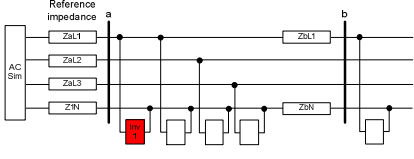
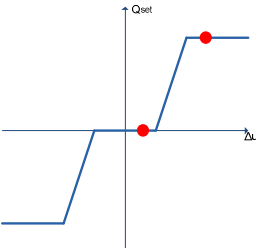
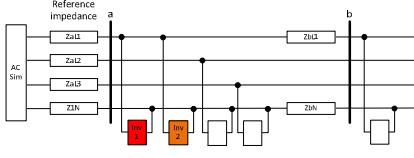
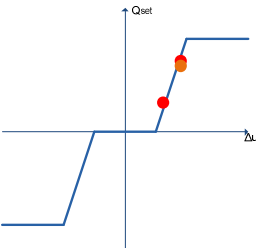
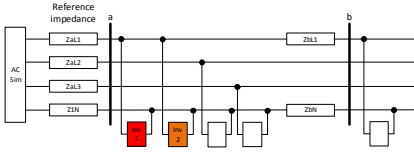
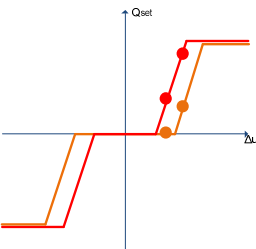
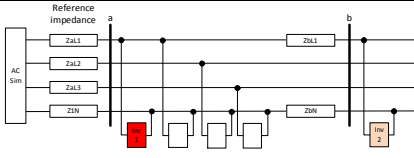
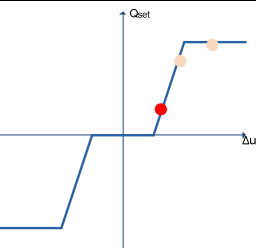
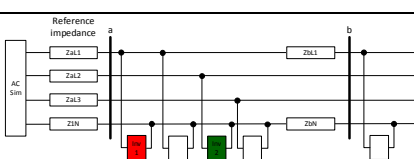
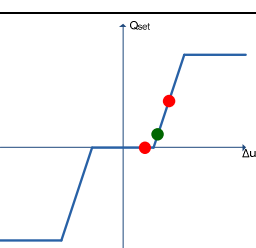
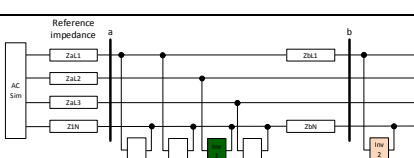
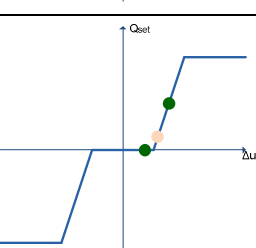
Folgende Untersuchungsziele wurden betrachtet:

Zunächst wurde das Verhalten der Wechselrichter bei unterschiedlichen Regelgeschwindigkeiten der Blindleistung analysiert, wobei die Q(U)-Kennlinie bei den Wechselrichtern gleich eingestellt bleibt. Dabei wurde die Änderungsgeschwindigkeit der Blindleistung im Bereich zwischen 10 %/s und 400 %/s variiert. Für die Mittelungsdauer der Spannung wurden standardmäßig 32 Perioden (0,64 s) gewählt. In wenigen Fällen wurde eine Mittelungsdauer von einer Periode gewählt.

Weiters wurde das Verhalten von Wechselrichtern mit unterschiedlich eingestellter Kennlinie untersucht. Dazu wurde von der Standard-Kennlinie in Abbildung 20 ausgegangen und das Totband sowie die Sättigungsspannung verändert. Die Werte für ΔU_{DB} wurden im Bereich von 0 % bis 7 % und die Werte für U_{max} wurden von 6 % bis 9 % variiert.

In Tabelle 7 sind die Simulationsfälle zusammengefasst, wobei die aussagekräftigsten Ergebnisse dargestellt sind.

Tabelle 7 – Übersicht der Simulationsfälle

Simulationsfall	Topologie	Betriebspunkte auf der Kennlinie	Erläuterung
1) „WR1 allein“			Grundlegende Untersuchung der Regelung anhand einer einfachen Konfiguration.
2) „WR1 und WR2 am gleichen Knoten und an gleicher Phase (gleiche Q(U)-Kennlinie)“			Gleich wie 1) aber 2 Geräte welche auf die gleiche Regelgröße zugreifen. Überprüfung ob Gefahr eines „Aufschaukelns“ besteht.
3) „WR1 und WR2 am gleichen Knoten und an gleicher Phase (unterschiedliche Q(U)-Kennlinie)“			Prinzipielles Verhalten bei unterschiedlich eingestellter Q(U)-Kennlinie
4) „WR1 und WR2 an gleicher Phase und unterschiedlichen Knoten“			Spannungssprung oder Zuschaltung von WR 1 bewirkt Auslenkung von WR 5 aus linearem Bereich. Gefahr eines Schwingens zwischen linearem und Sättigungsbereich von WR 2.
5) „WR1 und WR2 am gleichen Knoten und an unterschiedlichen Phasen“			Untersuchung der gegenseitigen Beeinflussung über die „Neutralleiter-Kopplung“ bei Spannungsänderungen bzw. Zuschaltung von WR 2.
6) „WR1 und WR2 an unterschiedlichen Knoten und unterschiedlichen Phasen“			Wie 5) mit einer größeren Kopplung durch zusätzliche Neutralleiterimpedanz.

Für die Simulation des dynamischen Verhaltens der Wechselrichter wurde ein in Simulink implementiertes Simulationsmodell herangezogen. Dieses Modell besteht aus zwei Wechselrichtern, zwei schaltbaren Lasten und einer dreiphasigen Spannungsquelle. Zwischen den Wechselrichtern und der Netzspannungsquelle befindet sich jeweils ein Kabel, dessen Impedanz eingestellt werden kann. In Abbildung 28 ist das Simulink Simulationsmodell dargestellt. Dieses besteht aus folgenden Komponenten:

→ **Netzspannungsquelle**

Standardmäßig kann mit der Netzspannungsquelle die Amplitude für alle drei Phasen gleichzeitig variiert werden womit Spannungssprünge und periodische Spannungsschwankungen simuliert werden können. Weiters wurde die Spannungsquelle dahingehend erweitert, dass für jede Phase einzeln ein Spannungsprofil vorgegeben werden kann, womit auch reale Spannungsverläufe (Spannungssprünge, Spannungsunsymmetrien) nachgebildet werden können.

→ **Netzimpedanz**

Für die Netzimpedanz wurde sowohl für Phasenleiter als auch für Neutralleiter $(0,4+j0,25) \Omega$ angenommen. Diese Impedanz entspricht in etwa dem Doppelten der Referenzimpedanz nach IEC 60725 [14] und wurde deswegen ausgewählt, damit auch die niedrige Wechselrichterleistung einen nennenswerten Einfluss auf die Netzspannung hat. Werden in der Simulation zwei Anschlusspunkte betrachtet, so wurde bei den Kabelimpedanzen und der Neutralleiterimpedanz der halbe Wert der Referenzimpedanz eingestellt.

→ **Last**

Das Simulationsmodell ermöglicht es, auch schaltbare Lasten zu verwenden. In der Simulation wurden die Lasten allerdings nicht verwendet.

→ **Wechselrichter**

Das Wechselrichtermodell besteht aus zwei Blöcken. Der erste Block dient der Sollwertvorgabe („SollWerte1“ und „SollWerte2“). Der zweite Block stellt das Wechselrichtermodell (DynPhasorWechselrichter1 und DynPhasorWechselrichter2, siehe Abbildung 28) dar. Für die Simulation wurde die Nennscheinleistung für jedes Gerät auf 4 kVA festgelegt.

Als Sollwerte können dem Wechselrichter folgende Größen vorgegeben werden:

- DC bzw. AC-Leistung
- $\cos\varphi$
- Blindleistung

Mit dem Wechselrichtermodell ist es möglich, die statischen und dynamischen Eigenschaften des Wechselrichters einzustellen (siehe Abbildung 27). Die Statik des Wechselrichters wird durch die Stützpunkte der $Q(U)$ -Kennlinie eingestellt.

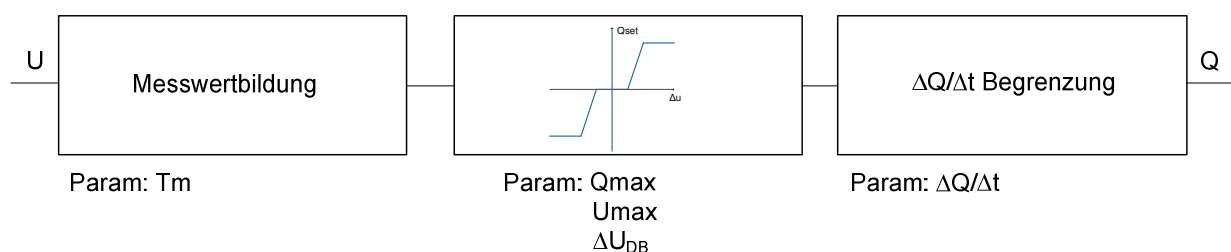


Abbildung 27 – Blockschaltbild $Q(U)$ -Regelung

Essentiell für jede Regelung ist die Messwerterfassung. Da die Netzspannung starken stochastischen Schwankungen unterliegt, muss das gemessene Signal entsprechend gefiltert werden.

Die Dynamik wird durch die Definition der Blindleistungsänderungsgeschwindigkeit ($\Delta Q/\Delta t$) sowie die Mittelungsdauer der Spannungsmessung (T_m) bestimmt. Diese beiden Parameter bestimmen, wie schnell eine Spannungsänderung festgestellt wird und wie schnell der Wechselrichter in Form eines Blindleistungsbezugs oder einer -lieferung reagiert.

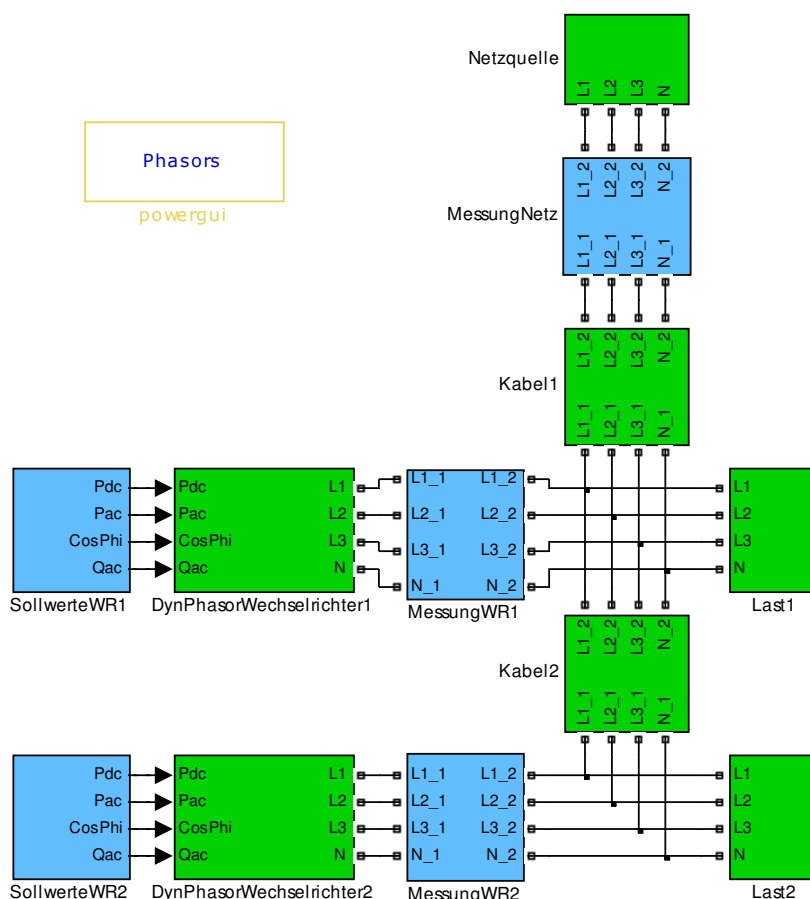


Abbildung 28 – Simulationsmodell aus Simulink

2.2.2.2.1 Simulationsfall 1 – "WR1 allein"

Bei diesem Simulationsfall wurde untersucht ob Schwingungen auftreten, wenn der Wechselrichter in seinen Arbeitspunkten auf der Q(U)-Kennlinie innerhalb des linearen Bereiches springt. In Abbildung 29 ist das Ergebnis dieser Simulation zu sehen. Am Wechselrichter wurde die standardmäßige Q(U)-Kennlinie (siehe Abbildung 20) eingestellt. Hinsichtlich der dynamischen Eigenschaften wurde eine Mittelungsdauer von 32 Perioden und eine Blindleistungsänderungsgeschwindigkeit von $\Delta Q/\Delta t = 200 \text{ \%}/s$ gewählt. Der Sprung innerhalb des linearen Bereiches auf der Q(U)-Kennlinie wurde durch einen Netzspannungssprung von 104 % auf 105 % hervorgerufen. Auf Grund der ausgewählten Regelungsparameter tritt ein Einschwingvorgang auf, welcher aber sehr gut gedämpft ist. Wäre die Beobachtungsdauer (hier 32 Perioden) länger, wäre der Einschwingvorgang schlechter gedämpft. Um eine gute Dämpfung zu erreichen sollte die Antwortzeit (hier festgelegt durch die Begrenzung der Änderungsgeschwindigkeit der Blindleistung) größer als die Beobachtungszeit sein.

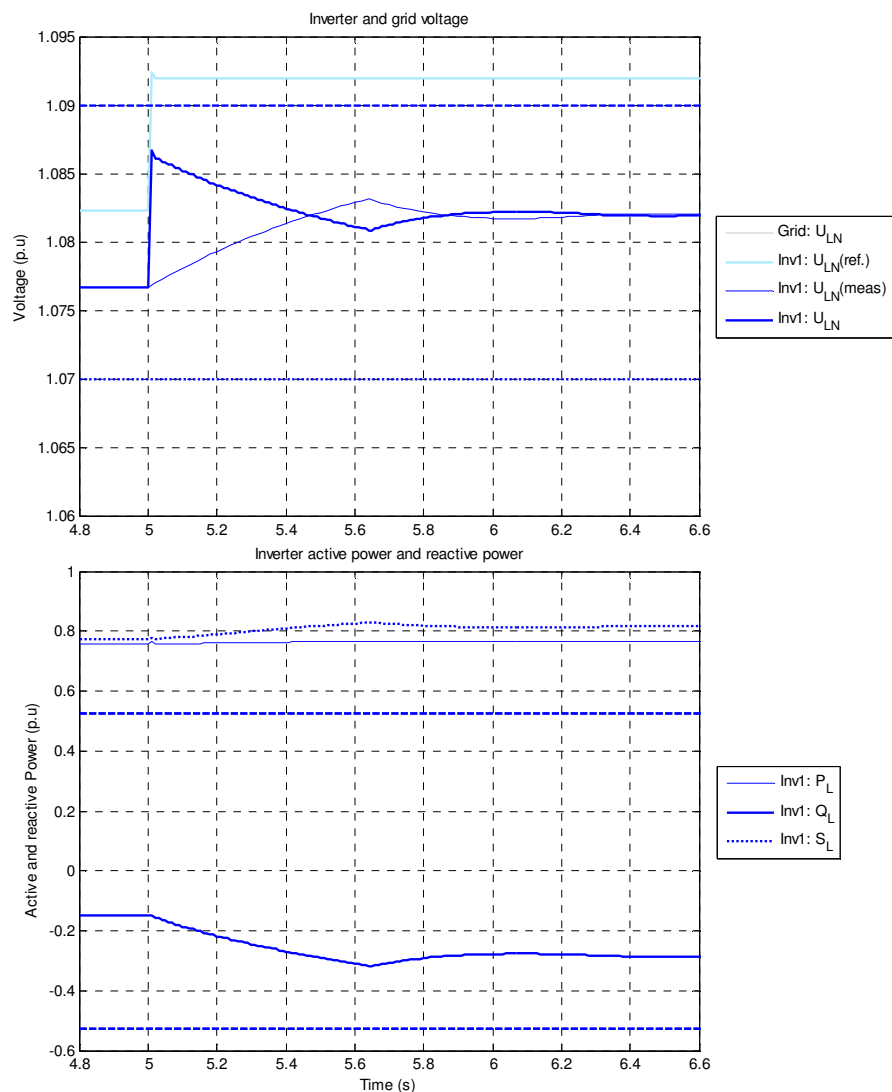


Abbildung 29 – Sprungantwort, $T_m=32$ Perioden, $\Delta Q/\Delta t=200 \text{ \%}/s$

2.2.2.2.2 Simulationsfall 2 – „Zwei Wechselrichter am selben Knoten mit identischer Q(U)-Kennlinie“

Bei einer periodischen Netzspannungsschwankung zeigt sich ebenfalls ein Einschwingen in den stationären Zustand, wie aus Abbildung 30 ersichtlich.

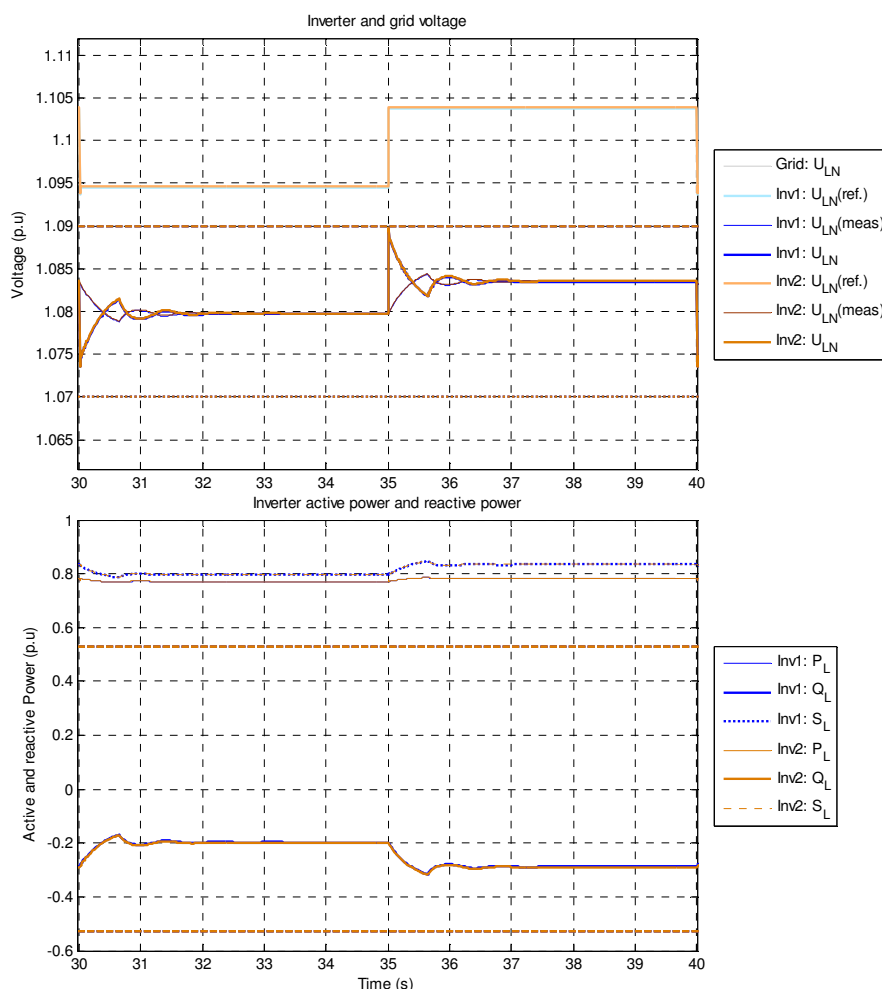


Abbildung 30 – Periodische Spannungsschwankungen WR1: $T_m=32$ Perioden, $\Delta Q/\Delta t=200 \text{ \%/s}$; WR2: $T_m=32$ Perioden, $\Delta Q/\Delta t=200 \text{ \%/s}$

Die Simulationsergebnisse für periodische Spannungsschwankungen zeigen, dass bei schneller Einstellung der Blindleistungsregelung eine Einschwingzeit von ca. 2 Sekunden nach jeder Spannungsflanke auftritt. Bei Verlangsamung der Blindleistungsregelung kann eine Antwort ohne Einschwingen erzielt werden. Als weitere Betrachtung wurde die Auswirkung eines Einstrahlungssprungs des zweiten Wechselrichters untersucht, der den bereits am Netz befindlichen ersten Wechselrichter aus seinem Betriebspunkt auslenkt. Wie aus Abbildung 31 ersichtlich ist, treten hier keine Schwingungen auf. Der Einstrahlungssprung wird vom MPP-Tracker des Wechselrichters in eine Wirkleistungsrampe mit einer Dauer von ca. 1,5 s umgewandelt. In dieser Abbildung sieht man die Abregelung (Wirkleistung wird reduziert) beim Erreichen der Nennscheinleistung. Es ist ein leichtes Einschwingen zu erkennen.

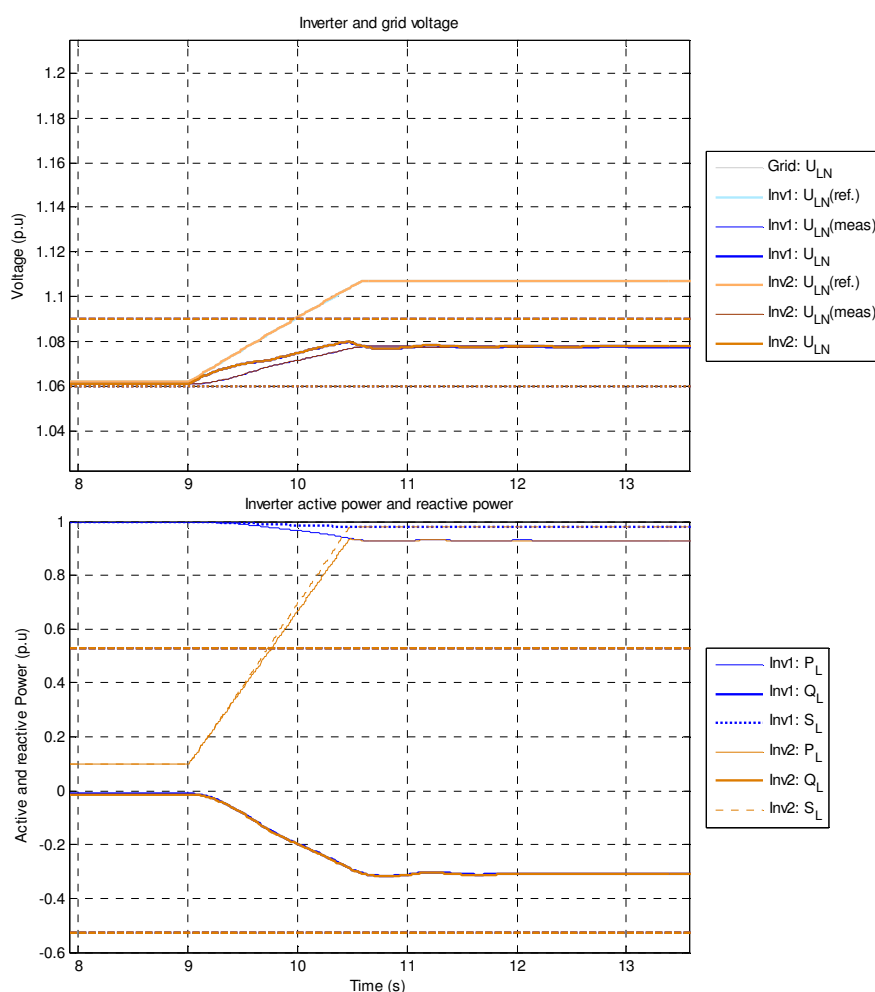
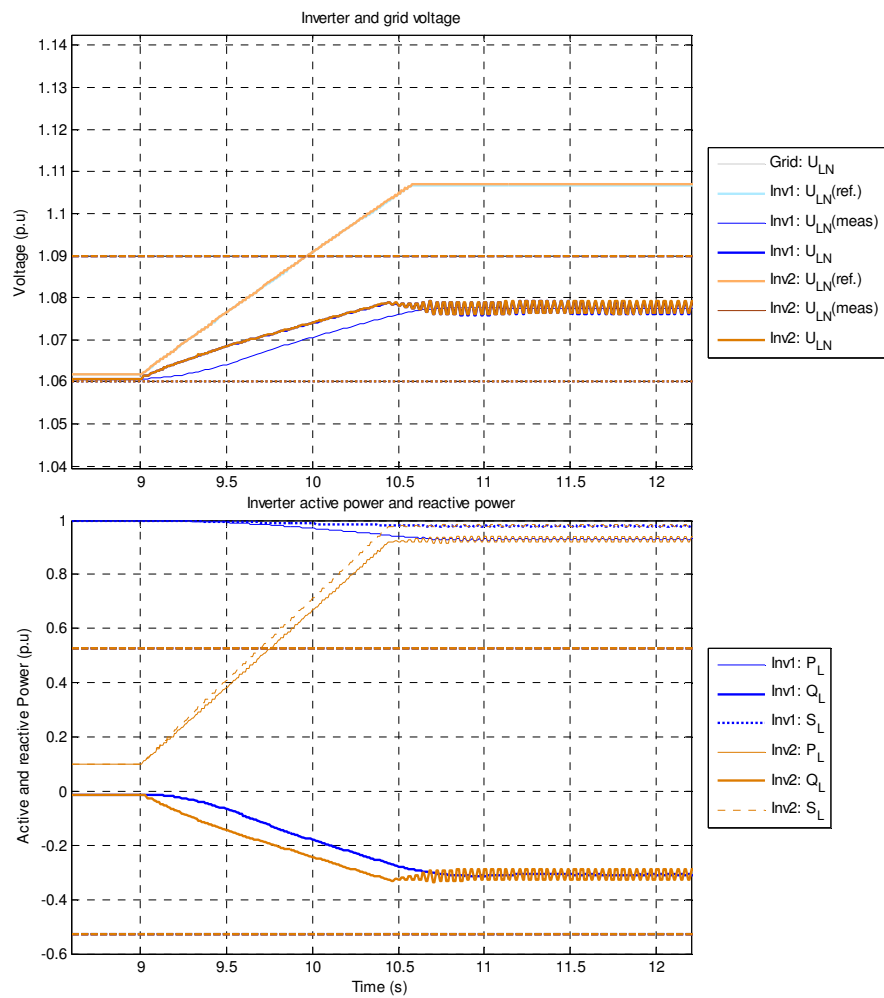


Abbildung 31 – $T_m=32$ Perioden, $\Delta Q/\Delta t=200$ %/s-Einstrahlungssprung WR 2: 400 W → 4000 W

Bei Änderung der Konfiguration eines Wechselrichters auf T_m gleich 1 Periode kann es nach Erreichen der maximalen Scheinleistung (4 kVA) mit diesen Einstellungen (sehr schnelle Antwort) zu Dauerschwingungen der Netzspannung kommen (siehe Abbildung 32). Der Grund dafür ist das Zusammenspiel zwischen zwei schnellen Regelmechanismen (beide ca. 20 ms) mit senkender Wirkung auf die Netzspannung:

- Abregelung beim Erreichen der Nennscheinleistung: Die Wirkleistung sinkt und daraus folgt, dass die Netzspannung ebenfalls sinkt.
- Q(U)-Regelung: Durch das Sinken der Netzspannung wird betragsmäßig die bezogene Blindleistung gesenkt. In weiterer Folge kann die Wirkleistung wiederum erhöht werden.

Die Amplitude der Blindleistungsschwingungen ist größer als die Amplitude der Wirkleistungsschwingungen, weil die Netzreaktanz größer als der Netzwiderstand ist (mehr Blindleistung notwendig um ΔP zu kompensieren). Dieser Effekt ist nur bei sehr hohen Änderungsgeschwindigkeiten (bzw. kleinen Zeitkonstanten) möglich (z.B. $\Delta Q/\Delta t=400$ %/s). Mit empfohlenen Geschwindigkeiten (<100 %/s) treten solche Effekte praktisch nicht mehr auf.



**Abbildung 32 – WR1: $T_m=32$ Perioden, $\Delta Q/\Delta t=200\text{ \%/s}$
 WR2: $T_m=1$ Periode, $\Delta Q/\Delta t=400\text{ \%/s}$ - Einstrahlungssprung WR 2**

2.2.3 Zu validierende Simulationsergebnisse

Zusätzlich zu den dargestellten wurden viele andere Fälle simuliert, woraus folgende Schlussfolgerungen gezogen werden konnten:

- 1) Von den denkbaren lokalen Regelkonzepten ($Q=\text{konstant}$, $\cos\varphi=\text{konstant}$, $\cos\varphi(P)$ -Kennlinie, $Q(U)$ -Kennlinie) weist die $Q(U)$ -Kennlinie mit Totband Vorteile wie z.B. niedrige Netzverluste auf, weil Blindleistung nur wenn tatsächlich notwendig bezogen wird. Es wird vorgeschlagen, ein breites Totband (z.B. $\pm 7\%$) zu verwenden, um die Netzverluste in Grenzen zu halten. Weiters kann zur Konfiguration der Kennlinie eine Reserve zur oberen Spannungsgrenze von 1% behalten werden ($U_{\max}=1,09 \text{ p.u.}$).
- 2) Wie vorher schon erwähnt, kann zusätzlich zur $Q(U)$ -Regelung eine $P(U)$ -Regelung eingesetzt werden, um hohe Spannungen zu vermeiden. Diese soll so parametrisiert werden, dass sie zwischen der $Q(U)$ -Regelung und der Abschaltgrenze der Schutzvorrichtung (z.B. 112% der Nennspannung) eingreift.
- 3) Damit auch bei hohen Einstrahlungswerten die Regelung ihren vollen Beitrag liefert, muss der Blindleistungsbeitrag Vorrang gegenüber der Wirkleistung haben. Je nach Anlagendimensionierung können bei Erreichen der Scheinleistungsgrenze Ertragseinbußen auftreten. Dies bedeutet, dass auch eine rein blindleistungsbasierte Spannungsregelung einen Einfluss auf den Ertrag haben kann. Bei einer sinnvollen Anlagenauslegung (Wechselrichterdimensionierung) ist dieser Einfluss als gering zu betrachten.
- 4) Auch in Niederspannungsnetzen, welche am Endknoten üblicherweise ein hohes R/X -Verhältnis aufweisen, ist der Einsatz einer blindleistungsbasierten Spannungsregelung sinnvoll. Bei schwachen Netzknoten kann unter günstigen Voraussetzungen bis zu 30% der Spannungsanhebung kompensiert werden. Anders ausgedrückt kann beim Einsatz einer Spannungsregelung 30% mehr PV-Leistung angeschlossen werden ohne dass die Spannungsgrenzen verletzt werden.
- 5) Die Wirksamkeit der blindleistungsbasierten Spannungsregelung ist bei unsymmetrischer Einspeisung komplexer zu bewerten. Bei einphasiger Einspeisung kann die Spannung in der Phase, in welcher eingespeist wird, erfolgreich gesenkt werden. Allerdings sinkt auch die Spannung in einer der anderen beiden Phasen. Dadurch dass die Knotenspreizung mit einphasiger Regelung begrenzt ist, sinkt die tatsächliche Wirksamkeit der Spannungsregelung bei unsymmetrischen Bedingungen. Im betrachteten Fall der Referenzimpedanz, einer einphasigen Einspeisung von 10 kW und einem Leistungsfaktor von $0,90$ beträgt der tatsächliche Spannungsbandgewinn nur $1,5\%$ der Nennspannung, obwohl die Spannung an der Phase, in welcher eingespeist wird, um $2,2\%$ reduziert wird.
- 6) Die Einhaltung der Unsymmetriegrenzen, definiert als Verhältnis zwischen Gegen- und Mitsystem, ist weniger problematisch als die Einhaltung der Spannungsgrenzen.
- 7) Zahlreiche dynamische Simulationen lieferten sehr positive Ergebnisse hinsichtlich der Stabilität der Regelungen. Lediglich bei ungünstigen Einstellungen konnten problematische Verhaltensweisen festgestellt werden.
- 8) Für die dynamischen Untersuchungen wurden die zwei wichtigsten Parameter Mittelungszeit und Blindleistungsänderungsgeschwindigkeit (bestimmt die Anstiegszeit) variiert. Die Untersuchungen zeigten, dass die Art der Messwertbildung am Eingang der

Regelung eine wichtige Rolle spielt. Weitere Untersuchungen zeigten, dass die Regelung ein Einschwingverhalten aufweist, wenn die Anstiegszeit nicht deutlich größer als die Mittelungszeit ist. Dieses Einschwingverhalten stellt als solches kein Problem dar, kann aber durch eine richtige Auswahl der Parameter gänzlich vermieden oder zumindest gut gedämpft werden. Die Dämpfung der Regelung, welche aus einer gleitenden Mittelwertbildung sowie einer Begrenzung der Blindleistungsänderungsgeschwindigkeit besteht, wird zusätzlich zu diesen zwei Parametern auch von der Steilheit der Q(U)-Kennlinie (k-Faktor), von der der Netzreaktanz und von der PV-Leistung beeinflusst.

- 9) Auch bei komplexeren Fällen mit mehreren Wechselrichtern am selben oder an verschiedenen Knoten und Phasen wurden keine problematischen Verhaltensweisen festgestellt. Wie erwartet zeigten die Simulationen, dass die dynamischen Einstellungen der Regelung keinen Einfluss auf den stationären Zustand haben.
- 10) Im Rahmen des Projekts wurde entschieden, die Spannungsregelung nicht zum Zweck der Kompensation schneller Spannungsschwankungen einzusetzen obwohl sich auch bei schnelleren Regelungen keine Stabilitätsprobleme gezeigt haben.
- 11) Durch die Simulationen hat sich gezeigt, dass mit einer Mittelungsdauer von 100 ms zusammen mit einer Blindleistungsänderungsgeschwindigkeit von 20 %/s, ein guter Kompromiss zwischen schneller Reglereinstellung und Schwingverhalten gefunden werden kann. Es gibt aber keinen nachteiligen Grund für eine möglichst kurze Mittelungszeit (z.B. 20 ms). Eine kleine Mittelungszeit hat den Vorteil, dass man bei der Anstiegsbegrenzung sehr flexibel ist ohne in Schwingungsgefahr zu kommen. Für die Feldtests wurde die Beobachtungszeit auf 32 Perioden gemeinsam mit einer Änderungsgeschwindigkeit der Blindleistung von 20 %/s gewählt.

Um die positiven Simulationsergebnisse zu bestätigen, wurde vor den Feldtests eine Reihe von Labortests durchgeführt (siehe Kapitel 2.3.3).

2.3 Wechselrichterplattform zur Untersuchung von Spannungsregelungskonzepten

Um die oben analysierten Konzepte zur Spannungsregelung umsetzen und in einem Feldversuch validieren zu können, wurde dafür geeignete, flexible Wechselrichterplattform entwickelt. Die allgemeinen Anforderungen sowie die Implementierung der erforderlichen Funktionalitäten werden im Folgenden dargestellt.

2.3.1 Anforderungen an PV-Anlagen für die Spannungshaltung

Wie bereits oben dargestellt, steigen mit einer wachsenden Dichte von PV-Anlagen in den Niederspannungsnetzen die Anforderungen an die einspeisenden Wechselrichter hinsichtlich ihres Verhaltens als Erzeugungsanlagen. Von den PV-Anlagen wird zunehmend ein den Netzbetrieb aktiv unterstützendes Verhalten gefordert. Darunter werden im Allgemeinen Mechanismen verstanden, die innerhalb definierter Abschaltgrenzen zur statischen und dynamischen Spannungshaltung beitragen. Während sich die dynamische Netzstützung auf das Verhalten der Erzeugungsanlage bei gestörtem Betrieb (Spannungseinbruch) bezieht und vor allem für die Ebene der Mittelspannung relevant ist, zielt die statische Spannungshaltung auf das Verhalten der Anlage im Normalbetriebsfall ab [17]. Auf den Aspekt der statischen Spannungshaltung im Niederspannungsnetz konzentriert sich das Projekt morePV2grid – mit dem Ziel, durch geeignete Regelungskonzepte die für bestimmte Netze verträgliche Dichte an PV-Anlagen zu steigern. Diese Zielsetzung deckt sich mit der seit der Projekteinreichung beobachteten Weiterentwicklung der einschlägigen Regelwerke zur Netzintegration auf der Ebene der Niederspannung.

Zum Zeitpunkt der Einreichung des Projekts im Jahr 2009 zeichneten sich etwa in Deutschland für PV-Anlagen am Mittelspannungsnetz bereits Anforderungen hinsichtlich der statischen Spannungshaltung in Form bestimmter Regelungsfunktionen der Wirk- und Blindleistung ab (BDEW Technische Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“ [17]). Auf Basis dieser Forderungen für die Ebene der Mittelspannung wurde das Projekt morePV2grid initiiert – in der Erwartung, dass die Forderungen nach aktiver Beteiligung an der statischen Spannungshaltung (lokale Regelung) mit zunehmender PV-Dichte in der Niederspannung auch die auf dieser Netzebene integrierten Wechselrichter erreichen werden. Diese Erwartung hat sich bestätigt. Beispielsweise bestehen in Deutschland mit der VDE-Anwendungsregel „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“ [13] seit dem Jahr 2011 entsprechende Forderungen einer Beteiligung an der statischen Spannungshaltung auch für die unterste Netzebene. Mit zunehmender Integration von PV-Erzeugern in die Niederspannungsnetze zogen auch andere Länder nach, wie etwa Italien, Slowenien oder Dänemark. Auch in Österreich wurde im Herbst 2013 eine Novelle des einschlägigen Regelwerks (TOR D4 [12]) veröffentlicht. Ähnlich gelagerte Weiterentwicklungen finden sich auch außerhalb Europas, wie etwa in den USA.

Vor dem Hintergrund der erwähnten Anforderungen an große Erzeugungseinheiten auf der Ebene der Mittelspannung wurden mögliche zukünftige Anforderungen an die statische Spannungshaltung für verteilte PV-Anlagen antizipiert und als Rahmenbedingungen für das Projekt definiert. Dementsprechend wurde der Beitrag von PV-Wechselrichtern zur statischen Spannungshaltung untersucht und es wurden zur Erreichung dieses Beitrags geeignete Regelungskonzepte erarbeitet (siehe Kapitel 2.1). Um diese Konzepte umsetzen und praktisch

untersuchen zu können, war die Bereitstellung einer geeigneten Wechselrichterplattform nötig, deren Entwicklung und funktionale Validierung in den nachfolgenden Abschnitten dargestellt wird.

2.3.2 Flexible Wechselrichterplattform

Erzeugungsanlagen mit Wechselrichter sind innerhalb bestimmter Betriebsgrenzen in der Lage, sich aktiv an der Netzstützung zu beteiligen. An dieser Stelle wird – wie auch im Projekt insgesamt – die statische Netzstützung im Sinne der statischen Spannungshaltung näher betrachtet. Sie hat das Ziel, die Spannung im Netz innerhalb verträglicher Grenzen zu halten. Entscheidend für die statische Spannungshaltung ist der Einfluss zweier physikalischer Größen der Erzeugungsanlage – der Wirkleistungsabgabe P sowie der Blindleistung Q . Entsprechend kann eine Regelung dieser beiden Größen implementiert werden.

Im Normalbetrieb sorgt der Wechselrichter dafür, dass der Solargenerator (die PV-Module) im optimalen Arbeitspunkt (Maximum Power Point) betrieben wird und damit ein Maximum an Wirkleistung generiert wird. Wenn es der Netzbetrieb erfordert, kann die **Wirkleistung** kontrolliert reduziert werden. Folgende Strategien sind dazu anwendbar (auch in Kombination):

- Kennlinie Wirkleistung P in Abhängigkeit von der Netzfrequenz f : $P(f)$
- Kennlinie Wirkleistung P in Abhängigkeit von der lokalen Netzspannung U : $P(U)$

Zur Reduktion der abgegebenen Wirkleistung wird der durch (DC-) Spannung und (DC-) Strom definierte Betriebspunkt des Solargenerators durch den Wechselrichter aus dem Maximum Power Point (MPP) hin zu einem Punkt mit entsprechend geringerer Leistung verschoben. Hinsichtlich der statischen Netzstützung im Sinne der Spannungshaltung ist eine Regelung der Wirkleistung in Abhängigkeit von der lokalen Netzspannung relevant. Dagegen handelt es sich bei der Netzfrequenz um eine globale Größe im Verbundnetz, die zwar lokal messbar, aber – im Gegensatz zur Netzspannung – nicht für eine lokale Optimierung geeignet ist und damit außerhalb des Untersuchungsrahmens des Projekts liegt.

Unabhängig von der Wirkleistungseinspeisung (und damit prinzipiell unabhängig vom Anlagenertrag) kann die Netzstützung durch **Blindleistungsaustausch** der Erzeugungsanlage mit dem Netz erfolgen. Analog zur Synchronmaschine ist mit einem blindleistungsfähigen Wechselrichter sowohl ein unter- als auch ein übererregter Betrieb möglich. Blindleistungslieferung (übererregter Betrieb) hat zusätzlich zur Wirkleistungslieferung eine spannungsanhebende Wirkung, Blindleistungsbezug (untererregter Betrieb) dagegen einen spannungssenkenden Effekt. Hinsichtlich der Spannungshaltung sowie eines ausgeglichenen Blindleistungshaushalts kommen sowohl der über- als auch der untererregte Betrieb in Betracht. Allerdings steht in Niederspannungsnetzen regelmäßig die (Teil-) Kompensation der durch dezentrale Einspeiser hervorgerufenen Spannungsanhebung und damit ein untererregter Betrieb der Erzeugungsanlagen im Vordergrund.

Innerhalb der Betriebsgrenzen können unterschiedliche Blindleistungsbetriebsarten zum Einsatz kommen, wie etwa die Einstellung fixer Sollwerte oder die Konfiguration von Kennlinien, die das Blindleistungsverhalten des Wechselrichters in Abhängigkeit einer bestimmten Größe (z.B. Wirkleistung oder Spannung) festlegen bzw. regeln. Hier näher betrachtet werden folgende Mechanismen zur Beeinflussung der Blindleistung:

- Fixer Verschiebungsfaktor $\cos\varphi$
- Fixe Blindleistung Q (relativ oder absolut)
- Kennlinie $\cos\varphi$ in Abhängigkeit der Wirkleistung P : $\cos\varphi(P)$
- Kennlinie Blindleistung φ in Abhängigkeit der Wirkleistung P : $Q(P)$
- Kennlinie Blindleistung φ in Abhängigkeit der Netzspannung U : $Q(U)$

Möglich ist auch eine Kombination zwischen einer Strategie der Blindleistungsregelung und den beschriebenen Wirkleistungsregelungen.

Unabhängig von der konkreten Ausprägung der Regelungskonzepte stellt die Blindleistungsfähigkeit des Wechselrichters eine Grundanforderung für die statische Spannungshaltung dar. Konsequenterweise wurde eine dafür geeignete Wechselrichterplattform bereitgestellt, indem die Leistungselektronik einer bestehenden – auf maximalen Wirkungsgrad bei reiner Wirkleistungseinspeisung optimierten – Basistechnologie soweit adaptiert wurde, dass der Ausgangsstrom unabhängig von der Phasenlage der Netzspannung regelbar und damit der Leistungsfaktor innerhalb bestimmter Grenzen frei wählbar wird. Energetisch betrachtet bedeutet das, dass zu bestimmten Zeiten ein Rückfluss von Energie über die leistungselektronische Ausgangsschaltung in den DC-Zwischenkreis des Wechselrichters möglich sein muss. Jener Teil der Energie, der durch eine Phasenverschiebung zwischen Strom und Spannung periodisch zwischen dem Netz und dem Zwischenkreis pendelt, stellt die Blindenergie (Integral der Blindleistung über die Zeit) dar. Um diese Energieflüsse stabil und verlustarm führen zu können, war eine Änderung der leistungselektronischen Schalter (Hardware) sowie eine Adaptierung ihrer Taktung (Software) nötig.

Die neue Wechselrichterplattform integriert sämtliche oben beschriebenen Regelungsfunktionen von Wirk- und Blindleistung und erlaubt damit einen flexiblen Einsatz zur Spannungsregelung. Phasenlage und Höhe des Ausgangsstroms werden durch eine entsprechende Ansteuerung der Ausgangsbrückenschaltung bestimmt. Ein entsprechender Regler vergleicht den aus der jeweils aktiven Betriebsart resultierenden Sollwert mit dem gemessenen Istwert des Ausgangsstroms. Daraus wird die Ansteuerung für die neue Ausgangsbrücke errechnet. Die Betriebsgrenze der Ansteuerung der neuen Plattform ist $\cos\varphi$ gleich 0,85 induktiv/kapazitiv. Zusammen mit der Scheinleistungsgrenze (Kreisbogen) ergibt sich daraus folgendes projektrelevante Betriebsdiagramm, wobei der Betriebspunkt – definiert durch Wirkleistung P und Blindleistung Q – an jeder Stelle der umrandeten Fläche liegen kann.

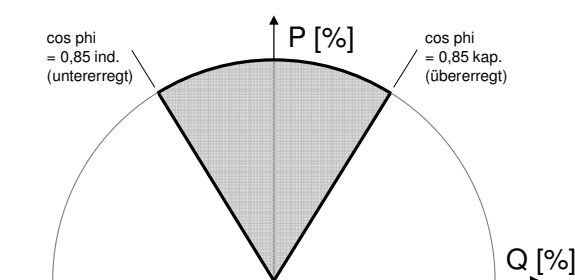


Abbildung 33 – Betriebsdiagramm der Wechselrichterplattform

Im Übrigen wurde auf der neuen Plattform eine **Kommunikationsschnittstelle** geschaffen, die eine Fernkonfiguration unterschiedlicher Betriebsparameter ermöglicht. Diese Möglichkeit

ist kein Bestandteil der lokalen und autonomen Regelung, sondern dient lediglich dazu, während der Validierungsphase auf möglichst effiziente Weise zwischen den einzelnen zu untersuchenden Regelalgorithmen zu wechseln. Konkret wurde die Fernparametrierung als anlagenindividuelle Fernzugriffsmöglichkeit auf Teile der Gerätefirmware realisiert. Für eine Automatisierung im Sinne eines Zugriffs durch ein übergeordnetes System, eine größere Anzahl von Anlagen (flächige Anwendung) oder eine (zeitlich) dynamische Änderung von Parametern wäre diese Form des Eingriffs nicht praktikabel. Konsequenterweise erfordert die Einbindung von PV-Wechselrichtern in eine Regelung aus der Ferne die Möglichkeit zur automatisierten (Re-) Konfiguration von Parametern über eine definierte Schnittstelle (Hardware und Protokoll). Diese Herausforderung wird im 2011 gestarteten Projekt „DG DemoNet – Smart LV Grid“ (FFG 829867) angenommen. Dabei werden die im Rahmen von morePV2grid untersuchten, lokalen Regelungsalgorithmen durch eine übergeordnete Regelung erweitert. Der lokale Regelkreis bleibt bestehen, kann allerdings mittels Datenkommunikation aus der Ferne rekonfiguriert und um eine dynamische Vorgabe von Sollwerten oder Kennlinien ergänzt werden. Insgesamt vernetzt das Projekt „DG DemoNet – Smart LV Grid“ viele einzelne, mittels lokaler Regelung netzstützende PV-Anlagen zu einem optimierbaren Gesamtsystem.

2.3.3 Funktionale Validierung mittels Labortests

Nachfolgend werden die Ergebnisse der Labortests der Wechselrichterplattform erläutert. Die Tests bauen auf den in Kapitel 2.2 angeführten dynamischen Simulationen auf. Ziel dieser Arbeit war es, anhand von Labortests die Stabilität mehrerer Wechselrichter mit lokaler Spannungsregelungsfunktion im Parallelbetrieb zu untersuchen und das aus den Simulationen ermittelte Verhalten zu validieren. Dabei sollte überprüft werden, ob unerwünschte Schwingungen auftreten, wobei die Simulationen durch zusätzlich durchgeführte Versuche erweitert wurden.

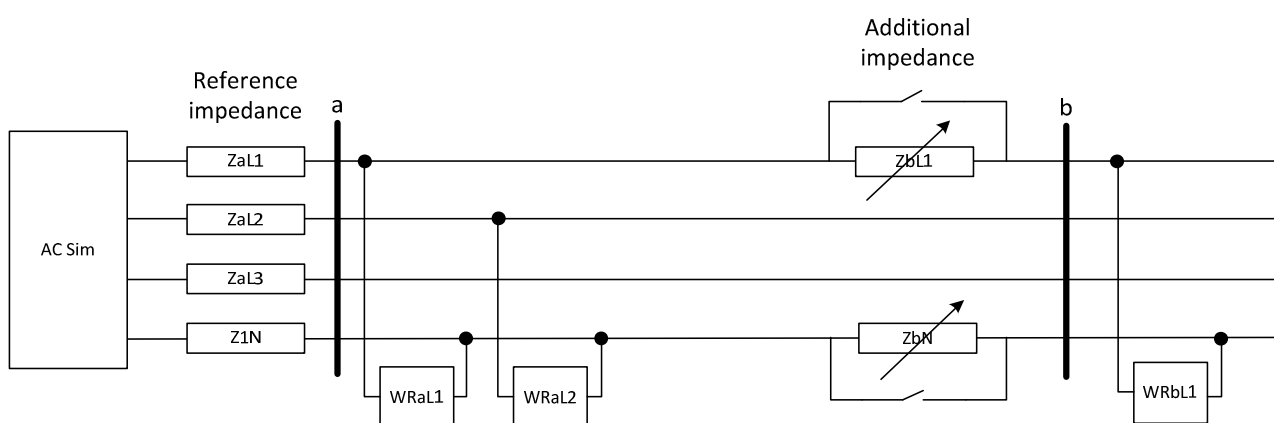


Abbildung 34 – Schematische Darstellung des Versuchsaufbaus am Wechselrichterprüfstand

In Abbildung 34 ist der Versuchsaufbau für die Labortests am Wechselrichterprüfstand schematisch dargestellt. In diesem Versuchsaufbau wurde das in den dynamischen Simulationen verwendete Testnetz annähernd nachgebildet. Die Netznachbildung erfolgt durch einen Netzsimulator AC Sim (SPS PAC10000, 3-phase 4-Q linear grid simulator) sowie nachgeschaltete Impedanzen. Insgesamt wurden für die Labortests 3 Wechselrichter der im Rahmen des Projekts neu entwickelten Plattform (siehe 2.3.2) verwendet und entsprechend Abbildung 34 an einen bestimmten Netzknoten und eine bestimmte Phase gehängt. Die

Leiterimpedanz und die Neutralleiterimpedanz vor dem Anschlussknoten b können kurzgeschlossen werden, um jene Fälle zu untersuchen wo zwei Wechselrichter am gleichen Knoten und an derselben Phase angeschlossen sind. Die Impedanzwerte vor dem Anschlussknoten a sind fix eingestellt, während die Impedanzen Z_{bL1} und Z_{bN} variabel sind.

Netzmodell:

- Ideale Spannungsquelle, Leerlaufspannung: 230,0 V / 50 Hz;
- Kabel a; Referenzimpedanz nach IEC 60725 [14] (bzw. nach EN61000-3-3 [16]):
 $Z_{aL1}=0,24+0,15j \Omega$; $Z_{aN}=0,16 + 0,10j \Omega$;
- Kabel b; variable Impedanz: $Z_{bL1}=0,531+1,025 \Omega j$; $Z_{bN}=0,427+0,549 \Omega j$;
- Wechselrichternennscheinleistung: 4 kVA;

Messungen:

- Komplette Signalerfassung aller DC- und AC-Größen;

Die Impedanzen Z_{bL1} und Z_{bN} wurden hinreichend groß gewählt, damit auch mit niedrigen Leistungen (d.h. 4 kW pro Phase) nennenswerte Auswirkungen beobachtet werden.

In der Folge werden interessante Ergebnisse aus den Labortests zusammengefasst (Auswahl an Labortestfällen).

2.3.3.1 Labortestfall 1 – „WR1 allein“

Hier wird das Verhalten der Q(U)-Regelung in einem einfachen Fall bei fremdverursachten periodischen Spannungsschwankungen charakterisiert. Für die Untersuchung des Verhaltens bei periodischen Spannungsschwankungen gilt:

Einstellungen:

-) AC Simulator: 239,2 V $\leftrightarrow$ 253,3 V (variable Zeitdauer der Spannungsänderungen);
-) DC Simulator: P=3 kW;
-) Wechselrichter WR1: $T_m=32$ cyc; $\Delta Q/\Delta t=200$ %/s; Q(U)-Standardkennlinie (siehe Abbildung 20)

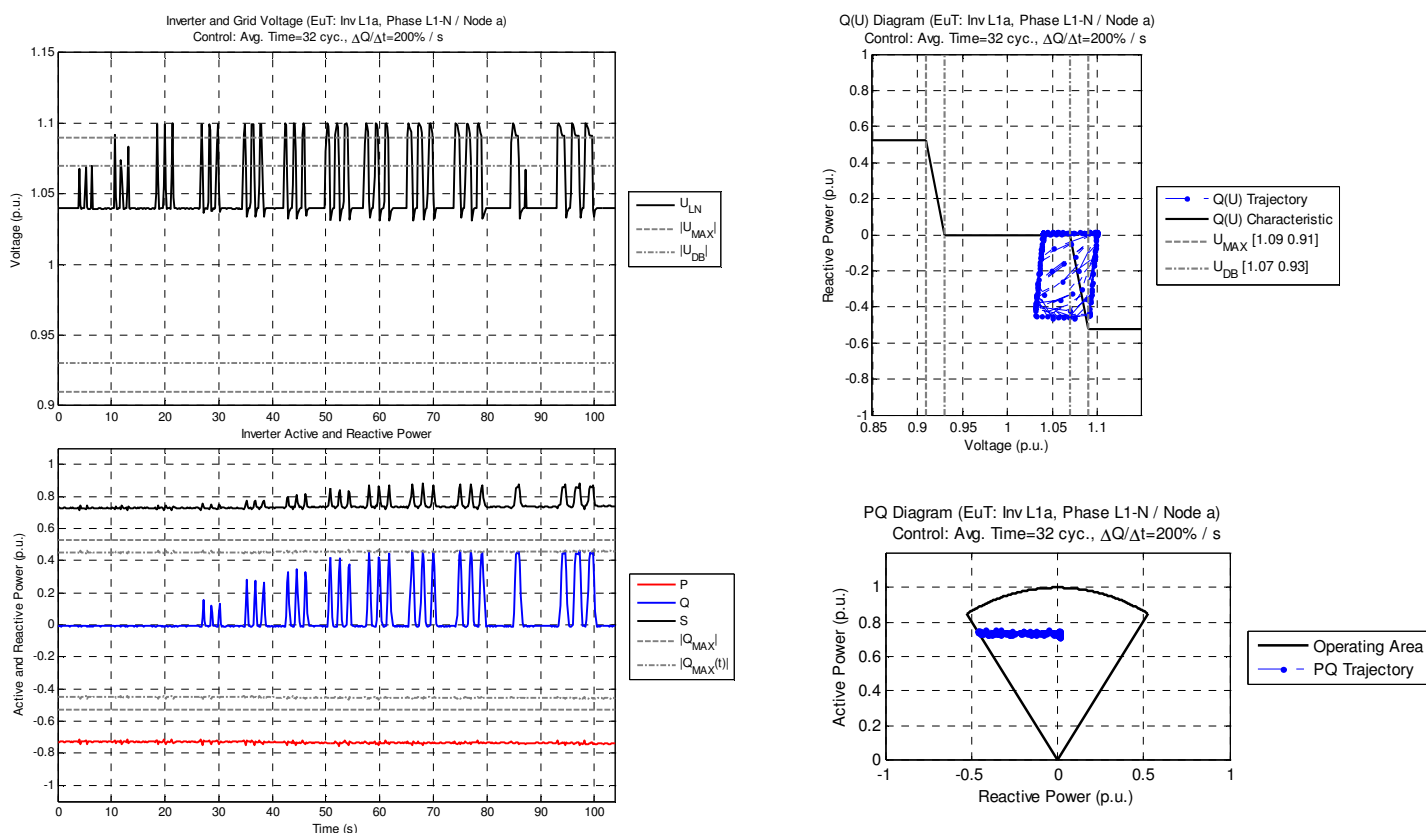


Abbildung 35 – Periodische Spannungsschwankungen; $T_m=32$ cyc; $\Delta Q/\Delta t=200$ %/s

Die Q(U)-Regelung reagiert schnell auf die Spannungsschwankungen und es treten keine zusätzlichen Spannungsschwankungen durch die gleitende Mittelung der Messwerterfassung auf. Bei den ersten (schnellen) Spannungsschwankungen reagiert die Regelung auf Grund der Mittelwertbildung und der Begrenzung der Blindleistungsänderungsgeschwindigkeit kaum. Bei den langsameren Spannungsschwankungen (ab Zeit 40 s relativ) sind kleine Spannungsspitzen nach unten zu sehen. Diese stellen die Antwort der Regelung auf eine sinkende Flanke ausgehend von einer Situation mit hoher Spannung dar. Der Wechselrichter bezieht für eine kurze Dauer noch Blindleistung.

2.3.3.2 Labortestfall 4 – „WR1 und WR2 an gleicher Phase und unterschiedlichen Knoten“

In diesem Versuch wird das Verhalten der Q(U)-Regelung untersucht, wenn die Wechselrichter an derselben Phase aber an unterschiedlichen Knoten angeschlossen sind. Für die Untersuchung des Verhaltens bei periodischen Spannungsschwankungen gilt:

Einstellungen:

-) AC Simulator: 230 V $\leftrightarrow$ 232,2 V;
-) DC Simulator:
 - WR1: P=3 kW (InvL1a);
 - WR2: P=2 kW (InvL1b);
-) Wechselrichter:
 - WR1: $T_m=32$ cyc; $\Delta Q/\Delta t=200$ %/s; Q(U)-Standardkennlinie;
 - WR2: $T_m=32$ cyc; $\Delta Q/\Delta t=200$ %/s; Q(U)-Standardkennlinie;

Einstellungen für Einstrahlungssprünge:

-) AC Simulator: 240 V;
-) DC Simulator:
 - WR1: P=0,1 kW $\leftrightarrow$ 3,0 kW (InvL1a);
 - WR2: P=2 kW const. (InvL1b);
-) Wechselrichter:
 - WR1: $T_m=32$ cyc; $\Delta Q/\Delta t=200$ %/s; Q(U)-Standardkennlinie;
 - WR2: $T_m=32$ cyc; $\Delta Q/\Delta t=200$ %/s; Q(U)-Standardkennlinie.

In Abbildung 36 ist das Ergebnis des Versuches zu sehen. Es ist zu sehen, dass während der Dauer des Spannungssprunges der Wechselrichter 2, welcher am schwächeren Netzknoten angeschlossen ist, stark schwingt. Die Schwingung der Netzspannung ist gedämpft (Einschwingen nach ca. 10 s), allerdings ist die Dauer der Spannungsanhebung zu kurz als dass sich Wechselrichter 2 auf den Endwert einschwingen könnte. In diesem Versuch ist die Netzimpedanz (vor allem die Reaktanz) am zweiten Anschlusspunkt 2 sehr groß ($1,4+1,8j \Omega$) – eine kleine Blindleistungsänderung bewirkt eine große Spannungsänderung. Bei realistischen Impedanzverhältnissen wurde ein solches Verhalten nicht festgestellt.

Abbildung 37 zeigt – wie bei den Simulationen festgestellt – dass bei der Wahl einer kürzeren Mittelungszeit (20ms) keine Schwingungen mehr auftreten.

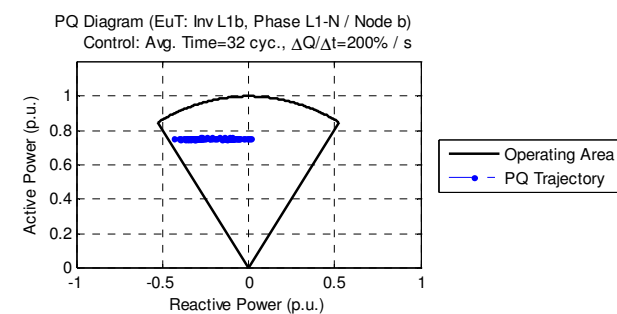
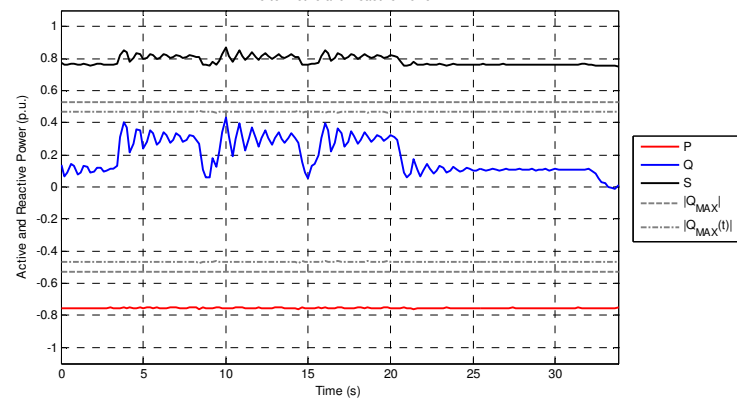
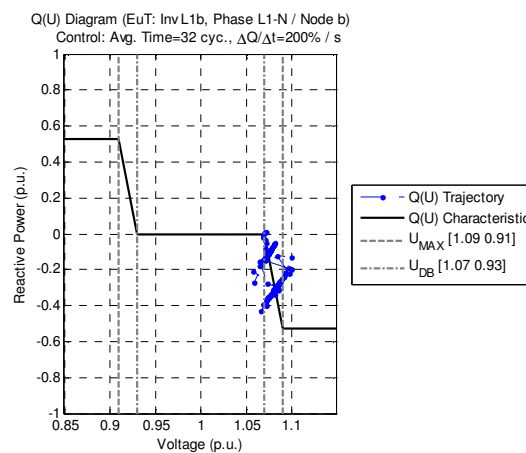
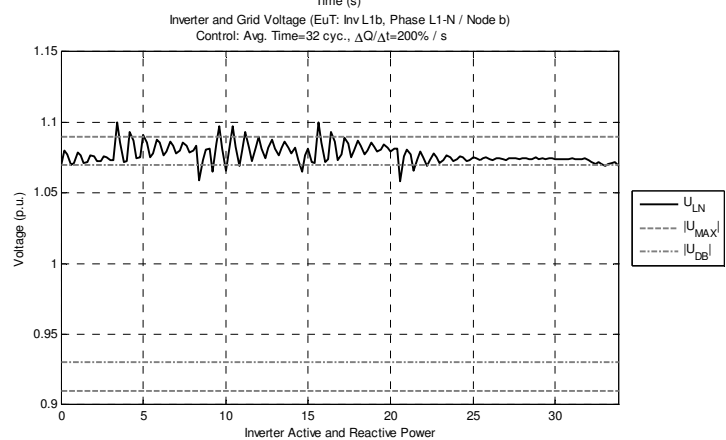
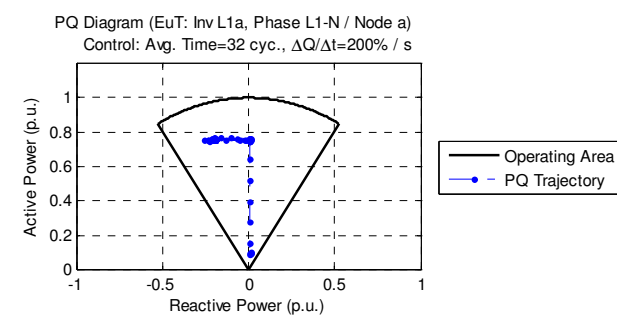
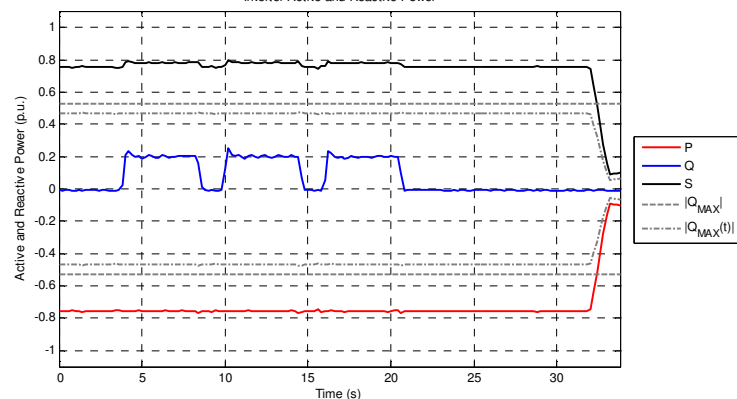
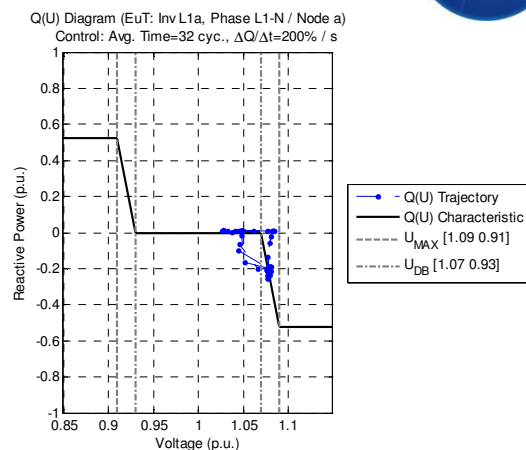
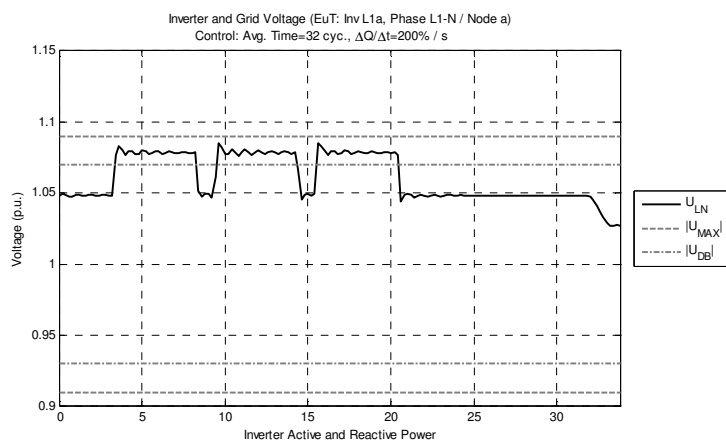


Abbildung 36 – Periodische Spannungsschwankungen; WR1: $T_m=32$ cyc; $\Delta Q/\Delta t=200$ %/s; WR2: $T_m=32$ cyc; $\Delta Q/\Delta t=200$ %/s

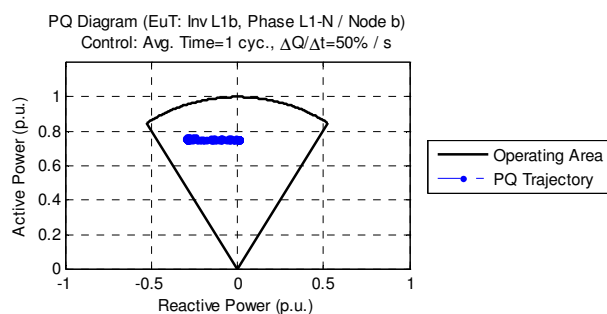
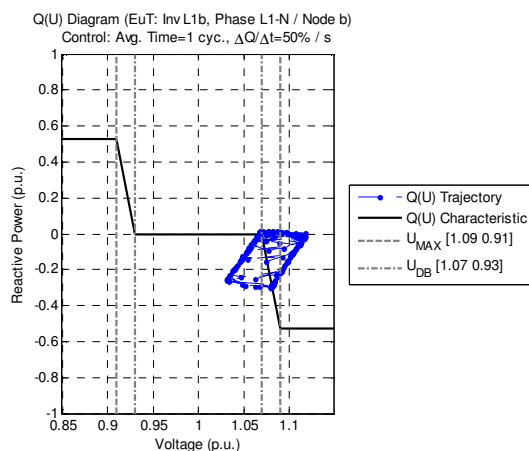
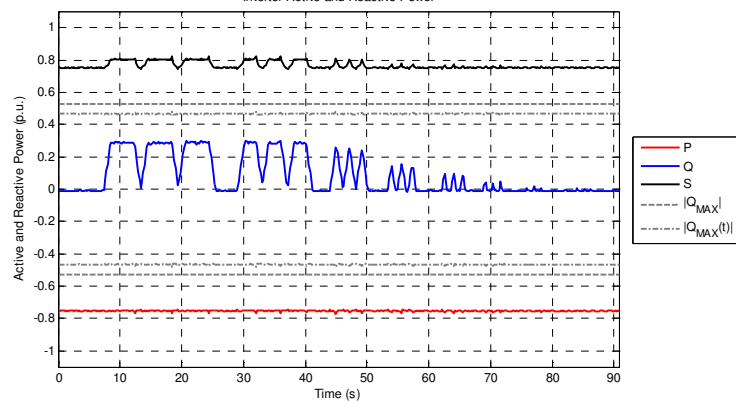
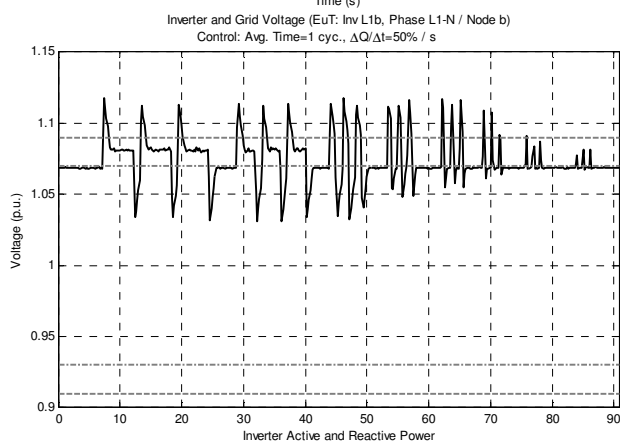
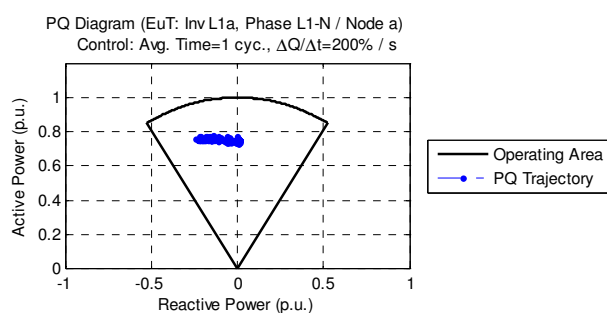
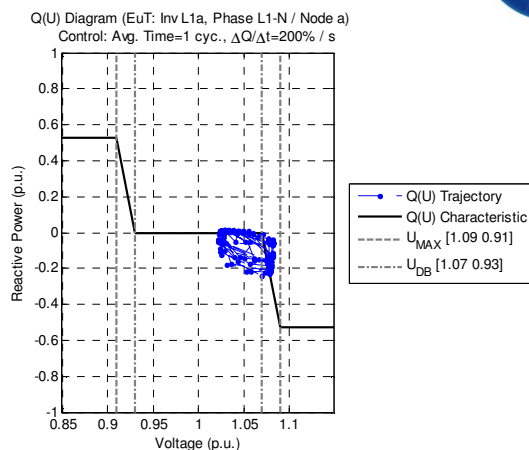
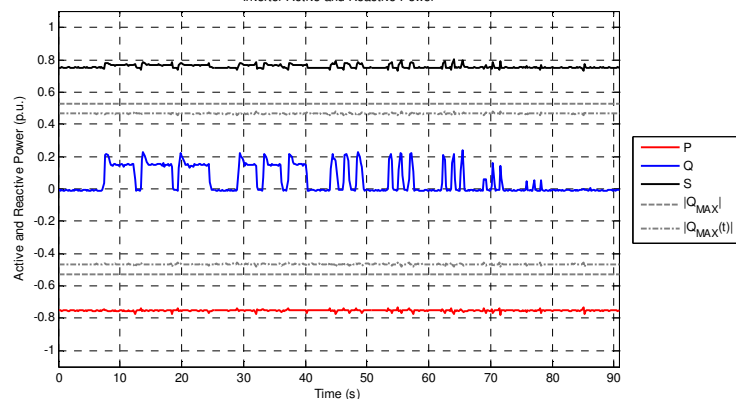
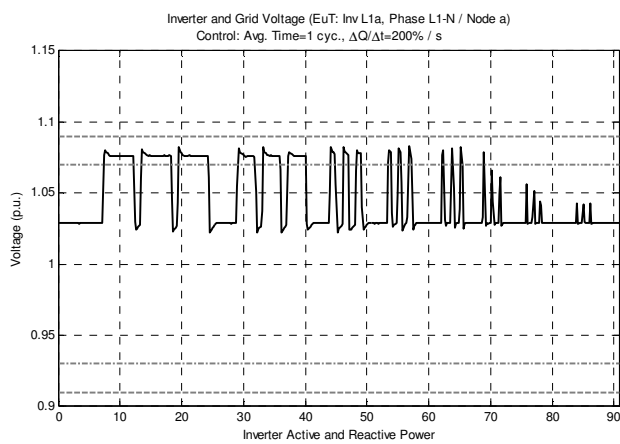


Abbildung 37 – Periodische Spannungsschwankungen; WR1: $T_m=1$ cyc; $\Delta Q/\Delta t=200$ %/s; WR2: $T_m=1$ cyc; $\Delta Q/\Delta t=50$ %/s

In der Folge werden die wichtigsten Schlussfolgerungen aus den Labortests zusammengefasst.

Grundsätzlich ist das erwartete Verhalten aufgrund der Simulationsergebnisse in den Laborversuchen sehr gut bestätigt worden und es wurden nur wenige Abweichungen beobachtet. Die Modellierung ist demnach ausreichend gut implementiert und kennzeichnende Charakteristika sind qualitativ bestätigt.

Im Labortestfall 2 „WR1 und WR2 am gleichen Knoten und an gleicher Phase (gleiche Charakteristik)“ (in diesem Dokument nicht eigens dargestellt) zeigt sich eine gute Übereinstimmung von Simulation und Labortest. Es trat auch im Labortest nach einer Spannungsflanke ein kurzes Überspringen auf, welches in der Tat kein Überspringen sondern eine verzögerte Kompensation ist.

Wie bei Labortestfall 4 zu sehen war, treten bei zwei Wechselrichtern, die auf derselben Phase aber an unterschiedlichen Anschlussknoten angeschlossen sind, schlecht gedämpfte Schwingungen in der Blindleistung auf wenn sich die Netzspannung sprunghaft ändert. Dieses Verhalten wurde in der Simulation ebenfalls beobachtet jedoch mit einer geringeren Ausprägung. Grund dafür ist die für die Laborversuche verwendete große Netzimpedanz. Bei solchen Impedanzverhältnissen spielen die dynamische Einstellungen (Mittelungszeit und Begrenzung der Änderungsgeschwindigkeit) eine wichtige Rolle.

Als Fazit der Labortests wurden die Erkenntnisse und Empfehlungen aus dem Kapitel 2.2 (Innovative Regelungskonzepte zur Spannungshaltung mit PV-Wechselrichtern) bestätigt. Durch zahlreiche Versuche mit besonders ungünstigeren Einstellungen und Netzverhältnissen konnten mögliche Probleme aufgezeigt werden. Die allgemeine Empfehlung aus Kapitel 2.2, die Regelung nicht zu schnell zu implementieren, bzw. den „Abstand“ zwischen Mittelungszeit und Blindleistungsänderungsgeschwindigkeit groß zu halten, wurde bestätigt. Die Mittelungszeit sollte kurz, bzw. die Anstiegszeit im Verhältnis zur Mittelungszeit lange sein (z.B. Mittelungszeit von 20 ms und Änderungsgeschwindigkeit von max. 100 %/s, oder eine Mittelungszeit von 100 ms und 20 %/s). Dadurch werden Einschwingvorgänge, welche bei schwachen Netzknoten wenig gedämpft sind, vermieden.

2.4 Validierung und Bewertung der Regelungskonzepte anhand von Feldtests

2.4.1 Auswahl eines geeigneten Netzabschnitts für die Validierung im Feld

In einer frühen Phase des Projekts wurde ein für die Feldtests geeignetes Netz bzw. ein Strang gesucht. Das wichtigste Kriterium für die Suche war die Anzahl bzw. Leistung der bestehenden PV-Anlagen, wobei darauf geachtet wurde, dass diese Anlagen vom Projektpartner MEA Solar errichtet und betrieben werden (damit Umbauarbeiten, Einbau von Messeinrichtungen und eventuelle Ertragseinbußen durch Wirkleistungsregelung keine Schwierigkeiten verursachen), in Kombination mit einem möglichst langen Strang.

Der Strang 9 des Ortsnetzes Krenglbach (Energie AG Oberösterreich Netz GmbH) wurde nach intensiven Erhebungen auf Basis dieser Anforderungen ausgewählt (siehe Abbildung 38). Dieser Strang wies zu Projektbeginn sowohl mehrere Bestandsanlagen (gelbe Kreise auf Abbildung 38), als auch das Potential für zusätzliche Installationen (graue Kreise auf Abbildung 38) auf. Dieser Strang besteht aus zwei Hauptästen („links“ und „rechts“ bezeichnet), welche sich nach ca. 230 m trennen. Der obere Ast weist eine Länge von fast 580 m und der untere von ca. 260 m auf (siehe Abbildung 38). Beide versorgen insgesamt 43 Anschlüsse (überwiegend private Haushalte). An Bestandanlagen befanden sich an diesem Strang drei PV-Anlagen mit einer Gesamtleistung von fast 9 kW_p. Für das Projekt konnten weitere zwei neue PV-Anlagen mit einer Gesamtleistung von fast 7 kW_p gewonnen werden. Für die Errichtung dieser beiden Anlagen wurde eine Sonder-Investitionsförderung des Landes Oberösterreich lukriert. Unter den beiden neu errichteten PV-Anlagen befindet sich eine Anlage geringer Leistung ohne Regelung, für die keine Messung vorgesehen war und somit keine Messwerte zur Verfügung stehen.



Abbildung 38 – Netzübersicht Krenglbach Strang 9 (Darstellung aus dem GIS)

Um die spannungsanhebende Auswirkung der PV-Einspeisung zu steigern, wurde an den Enden der beiden nur zwei Häuserreihen auseinanderliegenden Versorgungsäste eine strukturelle Ringschlussverbindung gebaut. Die Trennstelle wurde entsprechend der Verteilung der Anlagen in einem Kabelkasten gewählt, sodass sich eine Stranglänge von rund 1 km ergab (vgl. Abbildung 39 und Abbildung 40). Das entspricht einem weit ausgedehnten Ortsnetz.

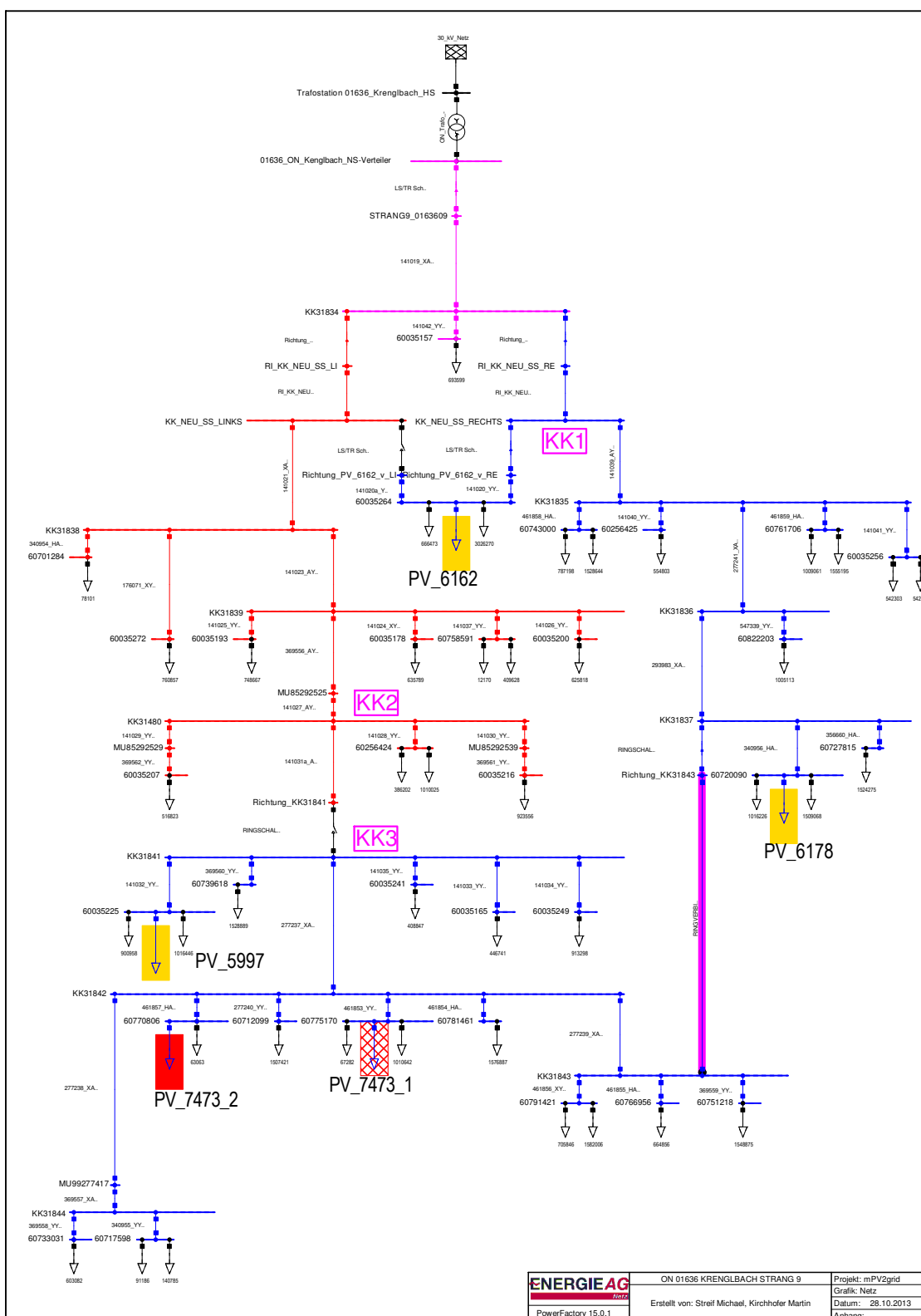


Abbildung 39 – Netzübersicht Krenglbach Strang 9 (topologische Darstellung)

2.4.2 Monitoring und Datenverwaltung

Aus Sicht der Spannungsqualität wird die Spannungsanhebung durch eine Erzeugungsanlage als Netzurückwirkung bezeichnet. Weiters sind durch den Betrieb von PV-Anlagen älterer Bauart Oberschwingungsemissionen und bei rasch schwankender Sonneneinstrahlung generell schnelle Spannungsänderungen zu erwarten. Insbesondere wenn eine Regelung den Blindleistungsbezug aus dem Netz oder die Blindleistungslieferung in das Netz zur Haltung der Spannung einsetzt, können auch schnelle Spannungsänderungen auftreten. Um diese Ausprägungen der Spannungsqualität bzw. den Einfluss der PV-Anlagen bzw. Wechselrichter mit Spannungsregelungsfunktion (neue Wechselrichterplattform) zu bestimmen, wurden im Testnetzabschnitt drei Messstellen für Spannungsqualität (Power Quality) errichtet.

Abbildung 40 zeigt die Lage der drei Messstellen im Ortsnetz (in den Kabelkästen KK1, KK2 und KK3; blaue Kreise). Zusätzlich steht in der Ortsnetzstation 30-kV-seitig ein Power-Quality-Messgerät zur Verfügung. Für die Analyse der Wirksamkeit der Regelungen wurden Werktage untersucht, da sich die Lastgänge an Werktagen deutlich von jenen an Wochenenden bzw. Feiertagen unterscheiden. Zusätzlich wurde während der Feldtests bei einer PV-Anlage eine hochaufgelöste (3 s) Power-Quality-Messung (mit FLUKE 1760) durchgeführt. Um eine Fernauslesung zu ermöglichen, wurde das netzwerkfähige Messgerät über eine Appliance in das interne Firmennetzwerk des AIT eingebunden. Außerdem wurden Messdaten aus dem (für das individuelle Monitoring des PV-Anlagenbetreibers konzipierten) „Fronius Datalogger Web“ für die Validierungsphase des Feldtestbetriebs genutzt. Diese Datalogger waren bei den vier mit Regelungsfunktionen ausgestatteten PV-Anlagen verbaut.

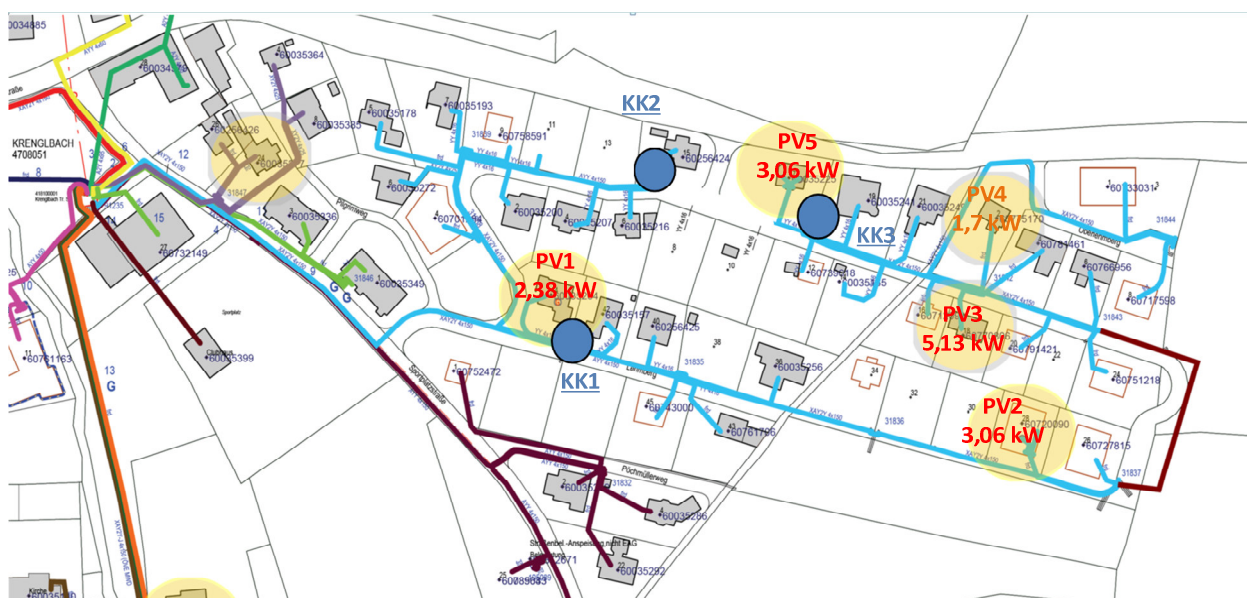


Abbildung 40 – Lage der Power-Quality-Messstellen im Ortsnetz

Die zur Verfügung stehenden Messdaten wurden mit unterschiedlichen Systemen erfasst, die für eine gemeinsame Auswertung zuerst aufbereitet werden mussten, denn die Kombination der Messdaten ermöglicht eine detailliertere Auswertung aus der ein höherer Erkenntnisgewinn erwartet werden kann. In Abbildung 41 sind die einzelnen Datenquellen und der jeweilige Import in die zentrale Datenbank (mySQL) dargestellt.

In der MySQL-Datenbank (MySQL-DB) wurde für jede Datenquelle Tabellen angelegt, um die Daten zentral abrufbar bereitzustellen und automatisierte Auswertungen zu ermöglichen. Im oberen Bereich der Abbildung 41 sind die Datalogger der 4 geregelten PV-Anlagen in einer „Cloud“ dargestellt. Mit einer von Fronius bereitgestellten Software konnten die Messwerte der Datalogger eingelesen werden. Die eingebaute Exportfunktion erlaubte den Export von Excel-Dateien (1 Tabellenblatt pro Variable; xls-Format 2003) für ausgewählte Zeitpunkte und PV-Anlagen. In der MySQL-Datenbank wurde für die durch den Datalogger aufgezeichneten Werte eine Tabelle angelegt. Für den Import der Excel-Dateien in die Datenbank wurde eine Java-Applikation („morePV2gridDBimport.jar“) programmiert, die einen vordefinierten Ordner nach Excel-Dateien durchsucht und den Import in die Datenbank durchführt.

Im rechten Bereich der Abbildung 41 ist das Power-Quality-Messgerät mit hoher zeitlicher Auflösung dargestellt, welches bei der PV-Anlage mit der größten Leistung (Anlage 3) installiert wurde. Das Messgerät wurde über das Mobilfunknetz und einer „Appliance“ in das Firmennetz (VPN) eingebunden. Die Daten konnten mit einem lokal installierten Programm (PQ Analyze) aus der Ferne ausgelesen werden. Das Programm erlaubt einen Export der Daten im txt-Format. Es wurde analog zu „morePV2gridDBimport.jar“ eine Java-Applikation („FlukeDBimport.jar“) für den Import in die MySQL-DB programmiert. Auch diese Applikation prüft einen vordefinierten Ordner auf vorhandene txt-Dateien und importiert diese in die zentrale Datenbank.

Im linken Bereich der Abbildung 41 ist der Import der Messdaten von den Power-Quality-Stationen (Kabelkästen im Feldtestgebiet) in die zentrale Datenbank dargestellt. Die vom Projektpartner Energie AG bereitgestellten Daten werden mit einem Server/Client System (Software „Q4U“) verwaltet. Die Datenübertragung erfolgt zwischen Server und Client über E-Mails. Um seitens AIT auf die Daten zugreifen zu können, musste ein lokaler Client mit einer zugewiesenen E-Mail-Adresse eingerichtet werden, der dem Server (bei der Energie AG) mitgeteilt wurde. Die Messdaten der im Projekt verwendeten Messstationen (DB-ID: 91, 474, 475, 476) wurden daraufhin bei jeder Auslesung der Stationen und Übertragung an den Server der Energie AG an den Client (AIT) weitergeleitet. Die Daten wurden vom Client in einer „Nexus“-Datenbank gespeichert, die sich aufgrund der Datenarchitektur für automatisierte bzw. mit anderen Messquellen vergleichende Auswertungen nur bedingt eignet. Daher wurde eine Java-Applikation „NexusDBimport.jar“ programmiert, mit der Exportdateien aus der Nexus-Datenbank unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Tabellenstrukturen in eine MySQL-Datenbank (zentrale Datenbank für die Auswertung) importiert wurden. Auch diese Java-Applikation durchsucht einen vordefinierten Ordner nach csv-Dateien und führt den Import in die Datenbank durch.

Die positiven Erfahrungen, die mit der Verwendung einer MySQL-Datenbank für die Q4U-Messstellen gemacht wurden, führten dazu, dass auch Q4U-Stationen im Projekt „DG DemoNet – Smart LV Grid“ in dasselbe System integriert werden. Aufgrund der Vervielfachung der Messstellen, musste die Tabellenstruktur für die Q4U-Datenbank aus Performancegründen umgestellt und die Java-Applikation „NexusDBimport.jar“ an die neue Datenbankstruktur angepasst werden.

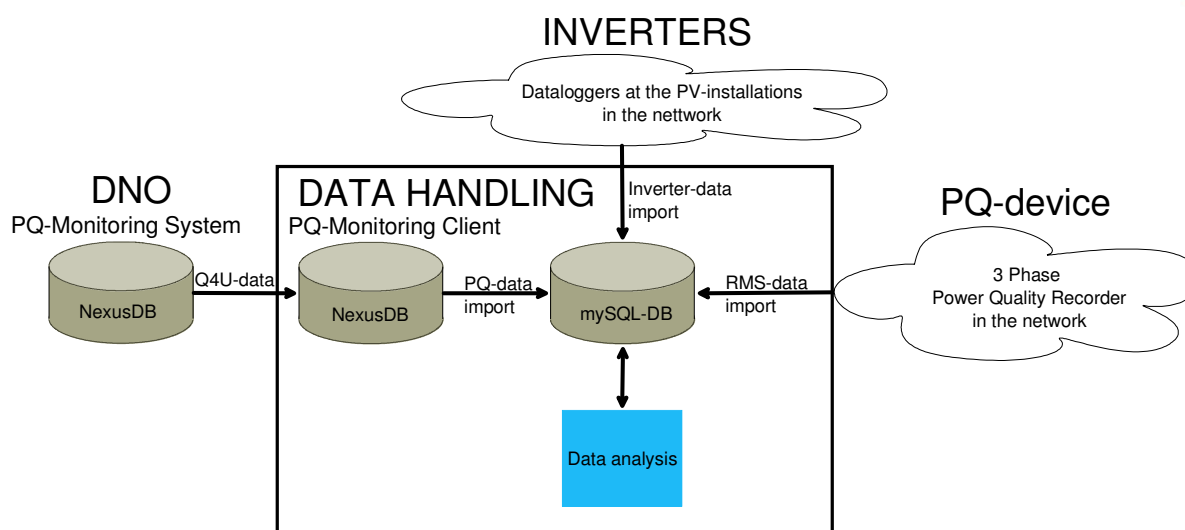


Abbildung 41 – Schematische Darstellung der Datenaufbereitung

Mit der in Abbildung 41 dargestellten MySQL-Datenbank (MySQL-DB) können somit alle verfügbaren Messwerte gespeichert und über standardisierte Abfragen (Queries) systemunabhängig abgefragt werden.

2.4.3 Definition von Testfällen

In diesem Abschnitt werden die Ziele und Einstellungen der einzelnen Testfälle beschrieben, die im Projekt untersucht wurden. Für jeden Testfall war eine Dauer von ca. 2 Wochen bis zu einem Monat vorgesehen. Der Zeitplan wurde während der Feldtests laufend auf Basis der Wochenberichte aktualisiert, um eine ausreichende Anzahl an sonnigen Tagen zu messen.

2.4.3.1 Referenz

Name	„Referenz“
Ziel	- Erfassung der Ist-Situation ohne Regelung für spätere Vergleiche - Ableitung von sinnvollen Einstellungen für die weiteren Testfälle
WR-Einstellungen	Keine Regelung, Einspeisung von Wirkleistung ($\cos\varphi=1$)

2.4.3.2 Testfall 1: „Q(U) ohne Deadband“

Name	„Q(U _{>}) ohne Deadband“
Ziel	- Untersuchung der Q(U)-Regelung ohne Deadband - Bewertung des Beitrags - Bewertung der Wirksamkeit der Regelung
WR-Einstellungen	- Lineare Q(U)-Kennlinie: $U \leq 0,96 \text{ p.u.} \rightarrow Q = Q_{\max} = -S_n \times \sin\varphi_{\max} = 0,53 \times S_n;$ $U = 0 \text{ p.u.} \rightarrow Q = 0$ $U > 1,04 \rightarrow Q = -Q_{\max} = -S_n \times \sin\varphi_{\max} = -0,53 \times S_n;$

2.4.3.3 Testfall 2: „Q(U) mit Deadband“

Name	„Q(U) mit Deadband“
Ziel	▪ Untersuchung der Q(U)-Regelung mit Deadband und Beitrag bei Überspannungen ($U_{>}$) und Unterspannungen ($U_{<}$) ▪ Bewertung des Beitrags ▪ Bewertung der Wirksamkeit der Regelung ▪ Bewertung des für die Spannungshaltung nicht notwendigen Blindleistungsbezugs
WR-Einstellungen	▪ Q(U)-Kennlinie: ▪ $U \leq 0,96$ p.u. $\rightarrow Q = Q_{\max} = S_n \times \sin \varphi_{\max} = 0,53 \times S_n$; ▪ $U < 1,02$ p.u. und $U > 0,98$ p.u. $Q = 0$; ▪ $U > 1,04$ p.u. $\rightarrow Q = -Q_{\max} = -S_n \times \sin \varphi_{\max} = -0,53 \times S_n$;

2.4.3.4 Testfall 3: „Q(U) mit Deadband und P(U)“

Name	„Q(U) mit Deadband und P(U)“
Ziel	▪ Untersuchung der Q(U)-Regelung mit Deadband und Beitrag bei Überspannungen ($U_{>}$) und Unterspannungen ($U_{<}$) ▪ Untersuchung der P(U)-Regelung und Auswirkung bei Überspannungen ▪ Bewertung des Beitrags ▪ Bewertung der Wirksamkeit der Regelung
WR-Einstellungen	▪ Q(U)-Kennlinie: ▪ $U \leq 0,98$ p.u. $\rightarrow Q = Q_{\max} = S_n \times \sin \varphi_{\max} = 0,53 \times S_n$; ▪ $U < 1,01$ p.u. und $U > 0,99$ p.u. $Q = 0$; ▪ $U > 1,03$ p.u. $\rightarrow Q = -Q_{\max} = -S_n \times \sin \varphi_{\max} = -0,53 \times S_n$; ▪ Lineare P(U)-Kennlinie ▪ $U > 1,03$ p.u. $\rightarrow P = P(U)$ – Reduktion 20 %/V

2.4.3.5 Testfall 4: „Q(U) mit Deadband und P(U)“

Name	„Q(U) mit Deadband und P(U)“
Ziel	▪ Untersuchung der Q(U)-Regelung mit Deadband und Beitrag bei Überspannungen ($U_{>}$) und Unterspannungen ($U_{<}$) ▪ Untersuchung der P(U)-Regelung und Auswirkung bei Überspannungen ▪ Bewertung des Beitrags ▪ Bewertung der Wirksamkeit der Regelung
WR-Einstellungen	▪ Q(U)-Kennlinie: ▪ $U \leq 0,98$ p.u. $\rightarrow Q = Q_{\max} = S_n \times \sin \varphi_{\max} = 0,53 \times S_n$; ▪ $U < 1,01$ p.u. und $U > 0,99$ p.u. $Q = 0$; ▪ $U > 1,03$ p.u. $\rightarrow Q = -Q_{\max} = -S_n \times \sin \varphi_{\max} = -0,53 \times S_n$; ▪ Lineare P(U)-Kennlinie ▪ $U > 1,03$ p.u. $\rightarrow P = P(U)$ – Reduktion 100 %/V

Testfall 4 wurde zur speziellen Validierung der steilen P(U)-Kennlinie (Reduktion der gesamten Wirkleistungseinspeisung innerhalb 1 V) verwendet und wurde daher in der Auswertung nicht berücksichtigt.

2.4.3.6 Testfall 5: „Q(U) mit Deadband und P(U)“

Name	„Q(U) mit Deadband“
Ziel	- Untersuchung der Q(U)-Regelung mit Deadband und Beitrag bei Überspannungen ($U_{>}$) und Unterspannungen ($U_{<}$) - Bewertung des Beitrags - Bewertung der Wirksamkeit der Regelung
WR-Einstellungen	- Q(U)-Kennlinie: $U \leq 0,98$ p.u. $\rightarrow Q = Q_{\max} = S_n \times \sin \varphi_{\max} = 0,53 \times S_n$; $U < 1,01$ p.u. und $U > 0,99$ p.u. $Q = 0$; $U > 1,03$ p.u. $\rightarrow Q = -Q_{\max} = -S_n \times \sin \varphi_{\max} = -0,53 \times S_n$; - Lineare P(U)-Kennlinie $U > 1,03$ p.u. $\rightarrow P = P(U)$ – Reduktion 100 %/V

2.4.3.7 Testfall 6: „cosφ-fix“

Name	„cosφ(P) Standard“
Ziel	- Untersuchung der Regelung, welche mit wenig Planungs- und Administrationsaufwand eingesetzt werden kann - Bewertung des Beitrags - Bewertung der Wirksamkeit der Regelung
WR-Einstellungen	Konstantwert $\cos \varphi = 0,85$

2.4.3.8 Testfall 7: „cosφ(P) Standard“

Name	„cosφ(P) Standard“
Ziel	- Untersuchung der Regelung, welche mit wenig Planungs- und Administrationsaufwand eingesetzt werden kann - Bewertung des Beitrags - Bewertung der Wirksamkeit der Regelung
WR-Einstellungen	- cosφ(P)-Kennlinie: $P = 0,0 \times P_{\max} \rightarrow \cos \varphi = 1,00$; $P = 0,45 \times P_{\max} \rightarrow \cos \varphi = 1,00$; $P = 0,9 \times P_{\max} \rightarrow \cos \varphi = 0,90$;

Bei jedem Wechsel zwischen zwei Testfällen mussten die neuen Regelungsparameter eingestellt werden. Dies erfolgte anhand der entsprechenden Kommunikationsschnittstelle (IP-Fernzugriff auf Betriebsparameter, siehe Kapitel 2.3.2). Jene Tage an denen eine Umstellung durchgeführt wurde, sind keinem Testfall zugeordnet.

Für jeden Testfall wurde anhand der vorhandenen Messdaten die Funktionalität der eingestellten Regelungsart überprüft. Beispielsweise wurde aus den Monitoringdaten der Wechselrichter bzw. der hochaufgelösten Messung an Anlage 3 ein PQ-Diagramm erstellt. Abbildung 42 stellt die Betriebspunkte des Wechselrichters 3 in Form eines PQ-Diagramms für den Testfall 5 (P&Q(U)) beispielhaft dar. Dieses Diagramm wurde anhand der hochaufgelösten Power-Quality-Daten erstellt (3 s-Mittelwerte). Diese Art der Darstellung ist für alle Testfälle verfügbar (für diese Anlage).

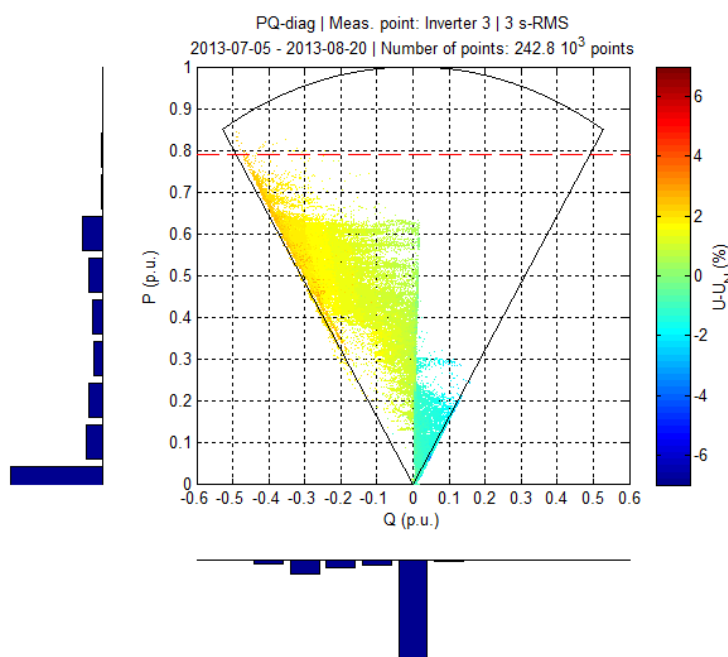
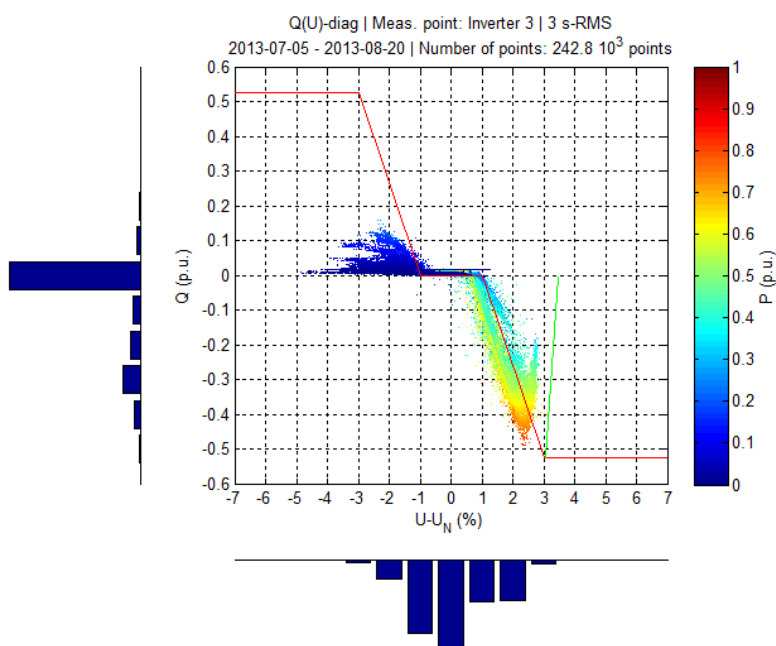


Abbildung 42 – PQ-Diagramm / Wechselrichter 3 / 3 s RMS Mittelwerte [Test Q(U)&P(U)-5]

Abbildung 43 zeigt die Betriebspunkte des Wechselrichters 3 in Form eines Q(U)-Diagramms. Die rote Linie stellt die in diesem Testfall eingestellte Kennlinie für die Q(U)-Regelung und die grüne Linie die eingestellte P(U)-Kennlinie dar. Die P(U)-Kennlinie bewirkt wegen der $\cos\varphi$ -Begrenzung (Betriebsgrenze $\cos\varphi=0,85$) neben der Wirkleistungsreduktion auch eine entsprechende Blindleistungsreduktion. Die Punkte liegen um die Q(U)-Kennlinie. Die Tatsache, dass sie nicht genau auf der Kennlinie liegen ist auf die Übergänge zwischen stationären Zuständen zurückzuführen. Die Q(U)-Regelung wurde hier mit einer maximalen Blindleistungsänderungsgeschwindigkeit von 20 %/s betrieben, was bedeutet, dass der Wechselrichter 5 s braucht um die gerätemäßig maximale Blindleistung zu erreichen. Bei einem Spannungssprung (z.B. Sprung von 1,02 auf 1,03 p.u. durch das Wegschalten einer Last verursacht) bewegen sich die Betriebspunkte auf einer horizontalen Gerade bis der Wechselrichter den endgültigen Betriebspunkt erreicht hat (Blindleistungssollwert laut Kennlinie). Daraus ergibt sich eine gewisse Breite der Punkteverteilung um die Q(U)-Kennlinie. Die Punkte unterhalb der Kennlinie treten bei positiven Spannungssprüngen und die Punkte oberhalb der Kennlinie bei negativen Spannungssprüngen auf.

Diese Grafik zeigt auch, dass die P(U)-Regelung tatsächlich eingegriffen hat und die Wirkleistung bei Spannungen größer als ca. 1,025 p.u. reduziert hat. Die P(U)-Regelung sowie die Q(U)-Regelung scheinen spannungsmäßig geringfügig früher als eingestellt eingegriffen zu haben (Reduktion der Wirkleistung ab 1,025 p.u statt 1,03 p.u.). Dieser kleine Unterschied ist auf die Impedanz zwischen Messpunkt und Wechselrichterklammer sowie auf die Toleranz der Spannungsmessung des Wechselrichters zurückzuführen. Bei den Labortests lagen die Betriebspunkte im stationären Zustand immer auf der Kennlinie.



**Abbildung 43 – Q(U)-Diagramm / Wechselrichter 3 / 3 s RMS Mittelwerte
[Test Q(U)&P(U)-5]**

2.4.4 Quantifizierung der Spannungsanhebung und deren Kompensation

2.4.4.1 Bewertung der Regelungsparameter und -arten

Bei der Quantifizierung der Spannungsanhebung sind mehrere Störvariablen (Niveau der Mittelspannung, Lastverhalten) zu beachten, die das Ergebnis stark beeinflussen können, jedoch durch den Messaufbau nicht erfasst werden. Um diese Einflüsse möglichst herauszufiltern, wurden einerseits nur sonnige Werktage in der Quantifizierung berücksichtigt und außerdem die Differenzspannung zwischen zwei Kabelkästen quantifiziert. Die Definition „sonniger Tag“ beinhaltet eine Bewertung der Abweichung der tatsächlichen zur theoretischen Sonneneinstrahlung (clear sky). Im Folgenden werden die Unterschiede an sonnigen Tagen zwischen Referenzphasen (ohne Regelung) und Testfällen (mit Regelung) sowie die durch die einzelnen Regelungsarten erzielte Spannungsreduktion untersucht. In Abbildung 44 und in den folgenden ähnlichen Abbildungen ist **die Spannungsanhebung zwischen den Q4U Stationen 474 und 476** dargestellt. Die Verteilung der Spannung während der Testfälle wurde aus Gründen der Übersichtlichkeit mit einem Pfeil markiert. Außerdem wurden die Verteilungen von Testfall und Referenzfall jeweils im unteren Spannungsbereich übereinander gelegt.

Abbildung 44 zeigt den Unterschied zwischen Testfall 3 (P&Q(U)) und Referenzphase 2. Die Verteilung von Testfall 3 ist mit einem Pfeil markiert. Die Verteilungen schneiden sich ebenfalls beim 90 % Perzentil. Aufgrund der P(U)-Regelung ist ein etwas stärkerer Unterschied der höchsten Werte zu sehen. Die Spannungsanhebung zwischen den Stationen 474 und 476

konnte mit der eingestellten P&Q(U)-Regelung um etwas mehr als 0,5 % reduziert werden, das ergibt eine Gesamtreduktion um etwa 1,5 %.

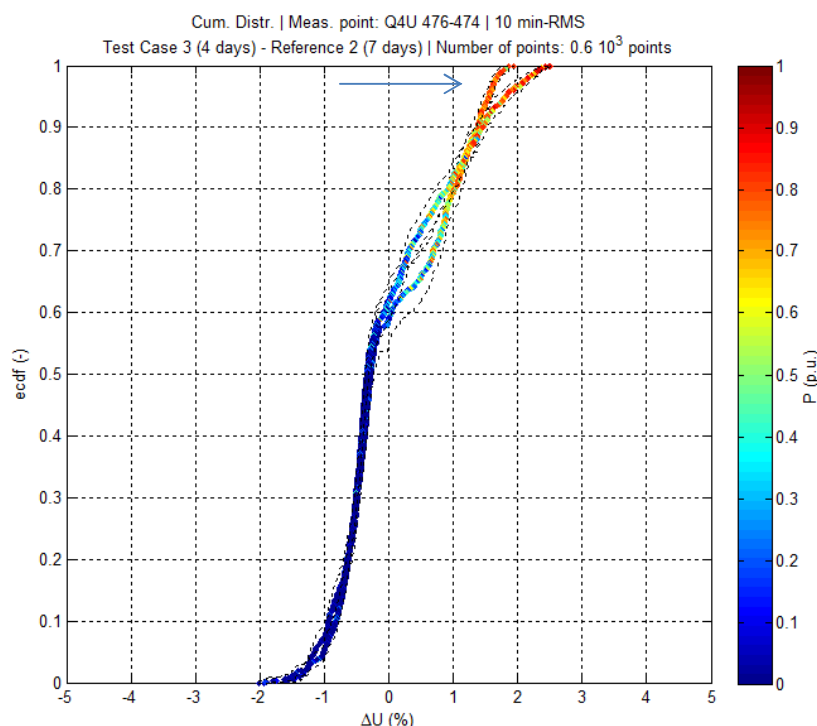


Abbildung 44 – Kum. Häufigkeitsverteilung des Spannungsunterschieds zwischen Q4U Station 476 und 474 an sonnigen Werktagen / 10 min RMS Mittelwerte [Test Q(U)-3 sonnig und Referenz 2 sonnig]

Abbildung 45 zeigt den Unterschied zwischen Testfall 5 (P&Q(U)) und Referenzphase 2. Die Verteilung von Testfall 5 ist mit einem Pfeil markiert. Die Verteilungen schneiden sich ebenfalls beim 90 % Perzentil. Aufgrund der P(U)-Regelung ist ein etwas stärkerer Unterschied der höchsten Werte zu sehen. Die Spannungsanhebung konnte mit der eingestellten P&Q(U)-Regelung um ca. 0,75 % reduziert werden. Dies entspricht auf den gesamten Strang umgerechnet ca. 2,25 % der Nennspannung.

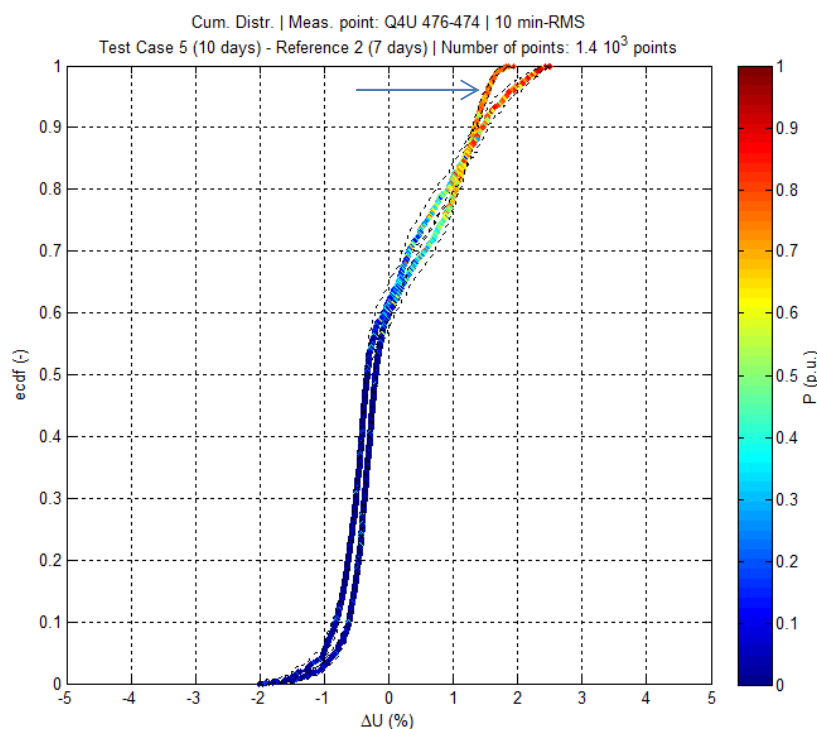


Abbildung 45 – Kum. Häufigkeitsverteilung des Spannungsunterschieds zwischen Q4U Station 476 und 474 an sonnigen Werktagen / 10 min RMS Mittelwerte [Test Q(U)&P(U)-5 sonnig und Referenz 2 sonnig]

Abbildung 46 zeigt für die vier geregelten Anlagen den Verlauf der Wirkleistung an einem sonnigen Tag zwischen 14:00 und 16:00 Uhr anhand der 5-Minuten-Mittelwerte (Datalogger des Wechselrichtermonitorings). In dieser Grafik wurde die Wirkleistung auf die STC-Modulleistung normiert um einen Vergleich zwischen Anlagen zu ermöglichen. Zusätzlich wurde die hoch aufgelöste Messung bei Anlage 3 dargestellt (rot) sowie die gemessene Einstrahlung (lila, auch hier 5-Minuten-Mittelwerte) dargestellt.

Ein Vergleich zwischen diesen 4 bzw. 5 Kurven bringt folgende Erkenntnisse:

- Die P(U)-Regelung greift nur bei den Anlagen 3 und 5 (letzte am Strangende, siehe Abbildung 40) ein – die Verläufe der Wirkleistung folgen bei den Anlagen 1 und 2 dem Verlauf der Einstrahlung.
- Die sichtbaren Leistungsspitzen nach unten für Anlage 3 treten nicht auf Grund von Einstrahlungsschwankungen sondern auf Grund lastbedingter Spannungsschwankungen auf. Es konnte verifiziert werden, dass die Änderungsgeschwindigkeit der Wirkleistung dem eingestellten Gradienten (10 % der Nennleistung pro Sekunde) entspricht.
- Die an diesem Tag auf Grund der P(U)-Regelung nicht eingespeiste Energie ist sehr gering. Im dargestellten Zeitraum (14:00 bis 16:00 Uhr an einem bestimmten Tag) handelt es sich um ca. 2,5 % der Energie.

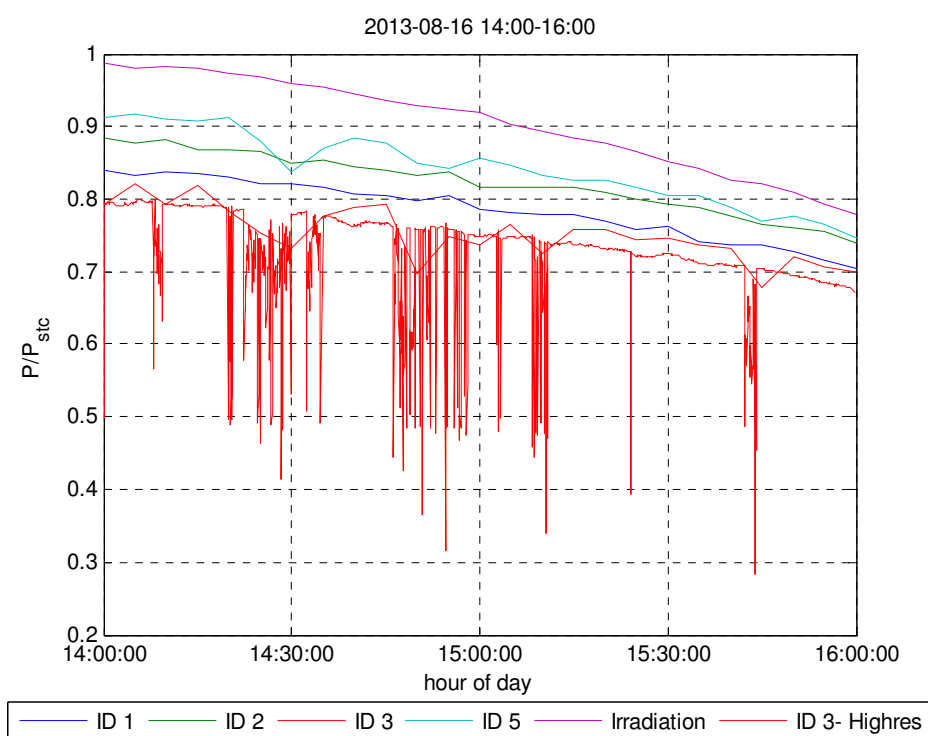


Abbildung 46 – Wirkleistungsabregelung durch P(U)-Regelung / 3s bzw. 5 min RMS Mittelwerte [Test Q(U)&P(U)-5]

In Abbildung 47 ist der Unterschied zwischen Testfall 6 ($\cos\varphi=0,85$) und Referenzphase 2 dargestellt. Die Verteilung von Testfall 6 ist mit einem Pfeil markiert. Die Verteilungen schneiden sich ebenfalls beim 90 % Perzentil. Aufgrund der fixen $\cos\varphi$ -Regelung ($\cos\varphi=0,85$) wird die maximal erlaubte Blindleistung eingestellt. Es ist praktisch die gleiche Reduktion wie in Abbildung 45 zu sehen. Die Spannungsanhebung konnte mit der eingestellten $\cos\varphi$ -Regelung um etwas mehr als 0,5% reduziert werden (ca. 1,5 % für den gesamten Strang). Der gesamte Blindleistungsbezug bei der der fixen $\cos\varphi$ -Regelung ist jedoch wesentlich höher als bei der P&Q(U)-Regelung.

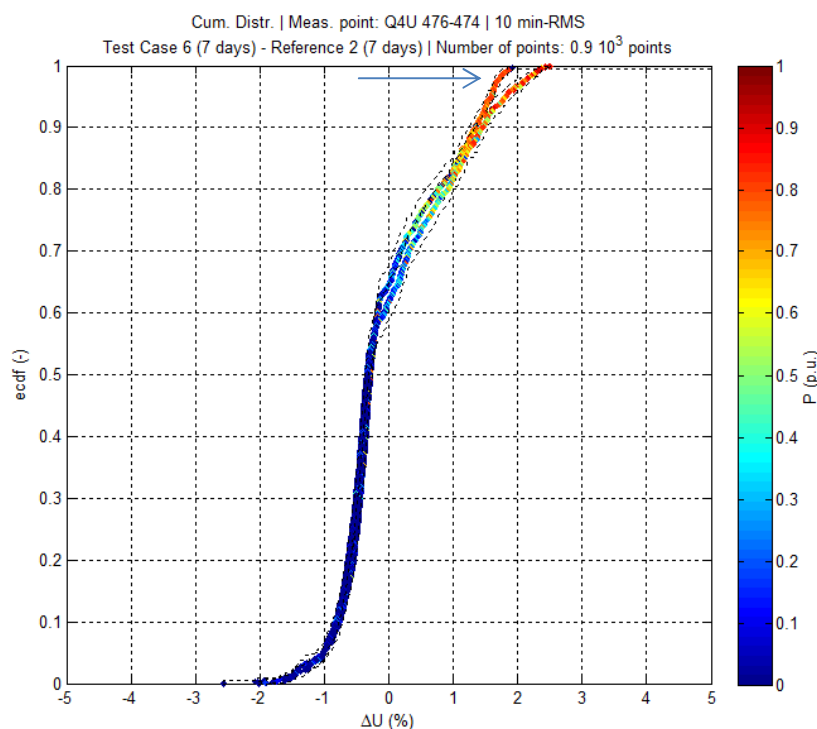


Abbildung 47 – Kum. Häufigkeitsverteilung des Spannungsunterschieds zwischen Q4U Station 476 und 474 an sonnigen Werktagen / 10 min RMS Mittelwerte [$\cos\varphi=0,85$ sonnig und Referenz 2 sonnig]

Zuletzt ist in Abbildung 48 der Unterschied zwischen Testfall 7 ($\cos\varphi(P)$) und Referenzphase 2 dargestellt. Die Verteilung von Testfall 7 wurde mit einem Pfeil markiert. Im Vergleich zu den bisherigen Regelungsarten, befindet sich beim 90%-Perzentil die Verteilung der Regelung rechts der Referenzphase, also bei höheren Spannungswerten. Die für diesen Testfall wählten Regelungsparameter der $\cos\varphi(P)$ -Regelung bewirken nur eine geringe Blindleistungsvorgabe, die außerdem spannungsunabhängig ist. Die Reduktion der Spannungsanhebung ist mit ca. 0,25 % im Vergleich zur Referenzphase 2 relativ gering. Dies liegt es an der relativ hohen Überdimensionierung aller Anlagen sowie an den Einstellparametern (z.B. höherer Leistungsfaktor).

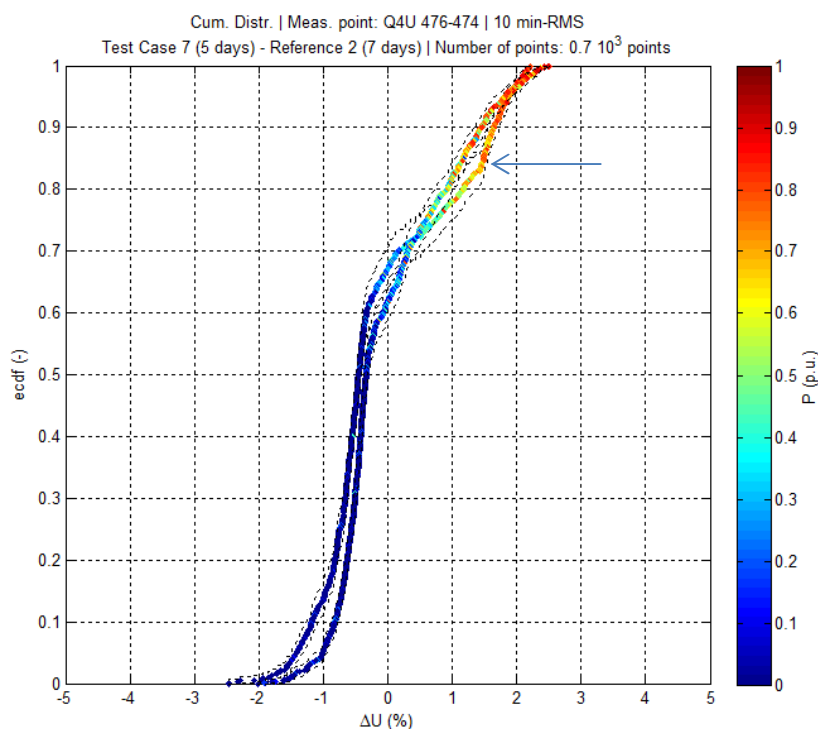


Abbildung 48 – Kum. Häufigkeitsverteilung des Spannungsunterschieds zwischen Q4U Station 476 und 474 an sonnigen Werktagen / 10 min RMS Mittelwerte [$\cos\varphi(P)$ sonnig und Referenz 2 sonnig]

2.4.4.2 Bewertung der Blindarbeit

In diesem Abschnitt wird die Blindarbeit der Wechselrichter für die verschiedenen Testfälle diskutiert. Für die Bewertung wurden Wechselrichter-Monitoringdaten (Datalogger) und hochaufgelöste 3-s-Werte der Anlage 3 verwendet. Abbildung 49 zeigt für die 4 Anlagen die durchschnittliche positive und negative Blindarbeit pro Tag für die Testfälle 5, 6 und 7. Die Diagramme wurden mit Datalogger-Daten aufbereitet. Im Testfall 5 (Q(U) & P(U)) wird von den beiden Anlagen (ID 3 und 5) die am Ende des Strangs liegen mehr Blindarbeit bezogen als von den Anlagen 1 und 2. Insgesamt beträgt an sonnigen Tagen während Testfall 5 die Blindarbeit ca. 26 kVArh. Im Testfall 6 fällt aufgrund der fix eingestellten $\cos\varphi$ -Regelung die meiste Blindarbeit an (49 kVArh), wobei die Blindarbeit der einzelnen Anlagen proportional zur installierten Leistung bzw. Scheinleistung ist. Bei dieser Regelungsart fällt an sonnigen Tagen die doppelte Blindarbeit im Vergleich zu Testfall 5 an. Im letzten Testfall 7 wurde aufgrund der gewählten Regelungsparameter die geringste Blindleistung bezogen und liegt insgesamt bei etwa 20 kVArh. Die Blindarbeit ist in diesem Fall ebenfalls proportional zur Wechselrichterscheinleistung bzw. installierten Leistung.

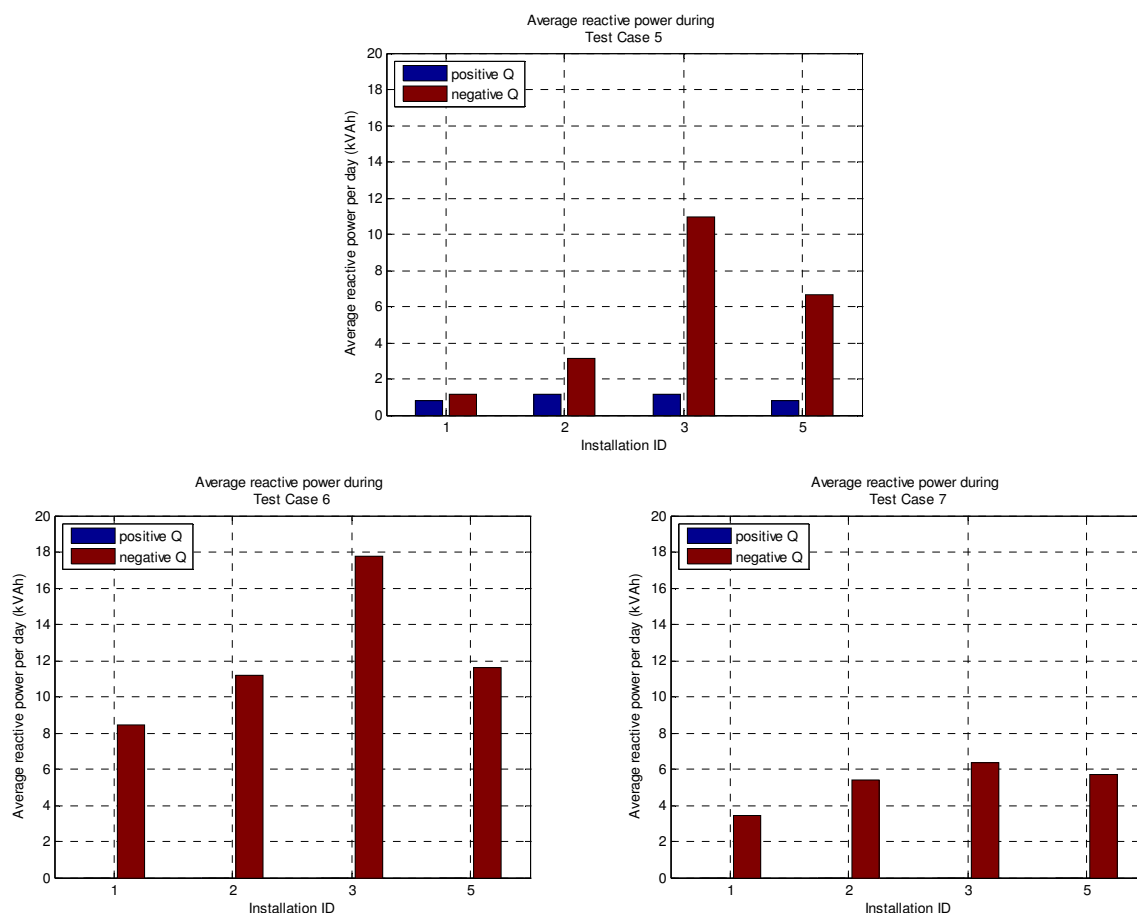


Abbildung 49 – Blindarbeit für alle Anlagen. Oben: Testfall 5 (Q&P(U)) / links: Testfall 6 ($\cos\phi=0,85$) / rechts: Testfall 7 ($\cos\phi(P)$) [5 min RMS Mittelwerte]

In Abbildung 50 ist für die Anlage 3 die Blindarbeit für die einzelnen Testfälle mit hochaufgelösten Werten dargestellt. Der Vergleich mit der vorigen Abbildung zeigt, dass der Trend abhängig von den Regelungsarten bestätigt werden kann. Zusätzlich wurde die Blindarbeit im Referenzfall 2 dargestellt. Hierbei handelt es sich um das Netzfilter des Wechselrichters. Der Messfehler durch die Berechnung der Blindarbeit aus der Wirk- und Blindleistung mit Datalogger-Daten ist im Vergleich zur hochaufgelösten Messung relativ gering.

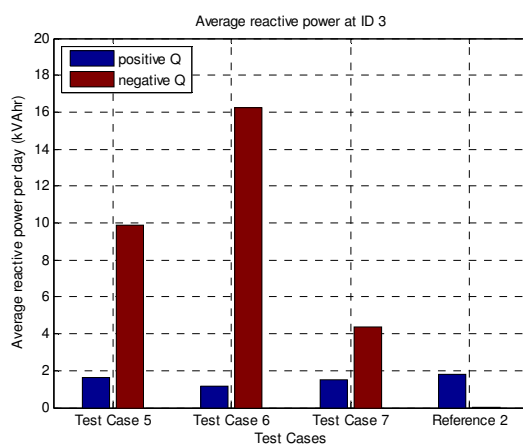


Abbildung 50 – Blindarbeit für die verschiedenen Testfälle (Anlage 3) [3 s Mittelwerte]

Abbildung 51 veranschaulicht für eine Situation bei der nur Blindleistung bezogen wird (P(U)-Regelung greift nicht) die Lage der Betriebspunkte für die vier geregelten Anlagen auf der Q(U)-Kennlinie. Für diese Grafik mussten die Wechselrichter-Monitoringdaten (5-Minuten-Mittelwerte; Datalogger) verwendet werden weil hochaufgelöste Messungen nur bei Anlage 3 zur Verfügung stehen. Wie vorher erwähnt ist die Genauigkeit dieser Art der Messung nicht sehr hoch. Abgesehen des gleichen Offsets von ca. 0,5 % liegen die vier Punkte auf der Q(U)-Kennlinie. Während die erste Anlage noch im Deadband liegt, befinden sich die anderen 3 Anlagen im linearen Bereich der Kennlinie.

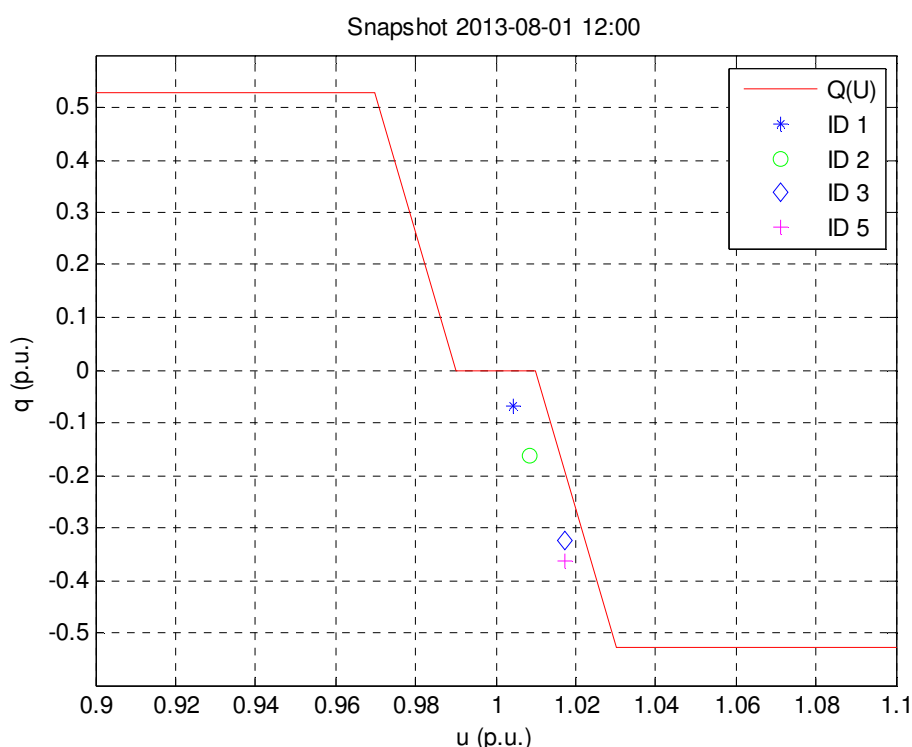


Abbildung 51 – Lage der Wechselrichter auf der Q(U)-Kennlinie zu einem Zeitpunkt [Testfall 5 - 01.08.2013 12:00 Uhr]

2.4.5 Ergebnisse aus den Feldtests

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse zusammengefasst und diskutiert. Die Aussagen beziehen sich auf die oben dargestellten Testfälle. Allgemeine Schlussfolgerungen können nur unter Berücksichtigung der spezifischen Verhältnisse im Testgebiet abgeleitet werden. Einige Schlussfolgerungen werden im Kapitel 3 in einen breiteren Zusammenhang gestellt.

Tabelle 8 fasst die aus den Messungen ermittelte Spannungsanhebung zwischen den Kabelkästen KK1 und KK3 zusammen. Aus dem Vergleich zwischen den Testfällen und der Referenz kann die Wirksamkeit der Regelung abgeleitet werden.

Tabelle 8 – Übersichtstabelle der Ergebnisse aus den Feldtests

Testfall	Beobachtete Spannungsanhebung zwischen KK1 und KK3	Kompensation der Spannungsanhebung ΔU (%)
	ΔU (%)	
Referenz 2	1,75	-
Testfälle 1/2/3 (Q(U))	1,25	-0,50 => -28,5%
Testfall 5 (Q&P(U))	1,00	-0,75 => -42,9%
Testfall 6 ($\cos\phi=0,85$)	1,25	-0,50 => -28,5%
Testfall 7 ($\cos\phi(P)$)	1,50	-0,25 => -14,3%

- Die Spannungsanhebung zwischen KK1 und KK3 konnte bei den Testfällen 1 bis 3 (Q(U) ohne und mit Deadband sowie „flache“ Q&P(U)) um ca. 0,50 % der Nennspannung reduziert werden. Das entspricht fast 30 % der im Referenzfall verursachten Spannungsanhebung. Zwischen allen diesen Fällen kann in den Feldtests kein bedeutender Unterschied festgestellt werden. Diese liegen innerhalb der Streuung zwischen den Testfällen auf Grund der nicht zu 100 % identischen Lastsituation.
- Beim Testfall 5 (Q(U) und steile P(U)) wurde auf Grund der parametrisierten P(U)-Regelung die Spannungsanhebung zwischen KK1 und KK3 mehr reduziert als in den Testfällen 1 bis 3 (um ca. 0,75 % der Nennspannung).
- Beim Testfall 6 ($\cos\phi=0,85$) konnte die Spannungsanhebung zwischen KK1 und KK3 um ca. 0,50 % der Nennspannung reduziert werden. Dieser Testfall sollte theoretisch der wirksamste sein weil alle Anlagen immer mit einem Leistungsfaktor von 0,85 betrieben werden. Hingegen werden bei der Q(U)-Regelung je nach Spannungsniveau tendenziell nur Anlagen am Strangende mit dem vollen Blindleistungsbezug betrieben.
- Beim Testfall 7 ($\cos\phi(P)$) konnte die Spannungsanhebung zwischen KK1 und KK3 um nur ca. 0,25 % der Nennspannung reduziert werden. Der Grund dafür liegt einerseits darin, dass die $\cos\phi(P)$ -Kennlinie auf die Wechselrichternennleistung bezogen wird (bei großzügiger Überdimensionierung – wie bei den Feldtestanlagen – greift die Regelung selten ein) und andererseits darin, dass ein Mindestleistungsfaktor von 0,90 (statt 0,85 wie in den vorigen Testfällen) gewählt wurde.

Die Kompensation der Spannungsanhebung zwischen KK1 und KK3 liegt somit ca. bei 0,50 % der Nennspannung bei den Testfällen Q(U) und $\cos\phi=0,85$. Dieser Wert stimmt mit dem errechneten Wert (0,40 %) gut überein. Umgerechnet auf den ganzen Strang beträgt die Kompensation der Spannungsanhebung ca. 1,5 %, was bereits die Hälfte des typischerweise für Erzeugungsanlagen im Niederspannungsnetz zur Verfügung stehenden Spannungsbands ausmacht.

Insgesamt konnte also für die im Rahmen der Feldtests untersuchten Regelungsarten

- die Funktionalität validiert werden (die Wechselrichter verhalten sich wie erwünscht), und
- die Wirksamkeit der Regelung größenordnungsmäßig validiert werden.

3 Ergebnisse und Schlussfolgerungen

In diesem Kapitel werden die wesentlichen Schlussfolgerungen aus dem Projekt zusammengefasst.

3.1 Schlussfolgerungen aus der Analyse und der Simulation

1. Die Integration einer hohen PV-Durchdringung in das Niederspannungsnetz stellt im Hinblick auf die Spannungshaltung eine Herausforderung dar. Die Problematik der Spannungsanhebung wird durch die hohe Gleichzeitigkeit der PV-Einspeisung in Niederspannungsnetzen und durch die mögliche unsymmetrische Einspeisung aber auch durch lastbedingte Unsymmetrie verschärft.
2. Im Rahmen des Projekts wurde aufgezeigt, dass die Behandlung der unsymmetrischen Einspeisung nicht ausreichend geregelt ist. Die konservativste Annahme zur Verteilung der PV-Einspeisung auf die drei Phasen führt zu einer sehr reduzierten Netzaufnahmefähigkeit (ein Sechstel der Aufnahmefähigkeit unter Annahme einer symmetrischen Einspeisung).
3. Die „Dynamik“ der Spannung in Niederspannungsnetzen ist auf Grund der reduzierten Gleichzeitigkeit bzw. Korrelation zwischen Lasten viel höher als in Mittelspannungsnetzen. Aus den durchgeführten Simulationen wurde beobachtet, dass die durch die PV-Einspeisung verursachte Spannungserhöhung bei einer Sekundenauflösung nicht von Lasten kompensiert wird. Hingegen wird die Spannungserhöhung auf einer 10-Minuten-Basis teilweise kompensiert (1 % im betrachteten Netz). Hier besteht insbesondere im Bereich der Definition des Spannungsbandes laut EN 50160 hinsichtlich Swells Handlungsbedarf.
4. Im Projekt wurden mehrere blindleistungsbasierte Spannungsregelmodi untersucht (z.B. $\cos\phi(P)$, $Q(U)$). Zusätzlich zur $Q(U)$ -Regelung kann eine $P(U)$ -Regelung eingesetzt werden um sehr hohe Spannungen zu vermeiden. Diese soll so parametrisiert werden, dass sie zwischen der $Q(U)$ -Regelung und der Abschaltgrenze der Schutzvorrichtung (z.B. 112 % der Nennspannung) eingreift. Diese Art von kombinierter Regelung $Q\&P(U)$ wurde auch im Projekt implementiert und untersucht (Simulationen, Labortests und Feldtests).
5. Durch die statischen Simulationen wurde die Nutzung der entwickelten Spannungsregelungsmodi untersucht. Die Wirksamkeit ist bei hohen R/X-Verhältnissen, wie sie in verkabelten Niederspannungsnetzen zu finden sind, eingeschränkt. Trotzdem kann selbst in ungünstigen Fällen die Spannungsanhebung um 20 bis 30 % reduziert werden. Dies bedeutet wiederum, dass bei gleicher Spannungsanhebung um 20 bis 30 % mehr PV-Leistung angeschlossen werden kann.
6. Die Wirksamkeit des Blindleistungsbezugs zur Kompensation der Spannungsanhebung ist in Freileitungsnetzen deutlich höher. Eine Freileitung mit einem ähnlichen Querschnitt (120 mm^2) hätte ein R/X-Verhältnis von 0,8. Das würde eine Kompensation der Spannungsanhebung von ca. 73 % bedeuten würde.
7. Tendenziell sind Freileitungen eventuell kombiniert mit einem kleinen Transformator mit großer Kurzschlussleistung in älteren Netzabschnitten zu finden. In solchen Netzen kann eine sehr hohe Kompensation der Spannungsanhebung erreicht werden (bis zu 80 %), was bedeutet, dass um diesen Faktor mehr PV-Leistung installiert werden könnte. Wird ein

solches Netz aber erneuert, werden die Freileitungen üblicherweise durch Kabel und der Transformator durch einen Transformator mit einer kleineren Kurzschlussspannung ersetzt. Der Vorteil der geringeren Impedanz liegt in der Verbesserung der Spannungsqualität, da Anlaufvorgänge weniger Rückwirkungen verursachen, sowie in der Sicherstellung der Nullungsbedingung. Dies führt dazu, dass die hohe Reaktanz, welche sich für die blindleistungsbasierte Spannungsregelung sehr positiv auswirkt, zum größten Anteil nicht mehr vorhanden ist. Dadurch würde die Spannungsanhebung nur noch in einem niedrigen Umfang kompensiert werden können und eine Verletzung der Obergrenze wäre nicht ausgeschlossen. Das bedeutet, dass die Netzintegration mit den Parametern der alten Leitungen nicht nachhaltig geplant werden kann. Vielmehr sind für die Netzintegration Parameter der Komponenten, die dem aktuellen Stand der Technik entsprechen zu wählen.

8. Der Anteil des Transformators an der Kompensation der Spannungsanhebung durch Blindleistungsregelung ist bei neuen Transformatoren relativ niedrig. Im einzelnen Fall kann die Spannungsabsenkung 1,5 % erreichen (bei größeren Durchdringungsszenarien wie z.B. Erzeugerleistung in der Höhe der halben Trafoleistung, und einer Kurzschlussspannung von 6 %).
9. Die Wirksamkeit des Blindleistungsbezugs ist bei symmetrischen Verhältnissen, welche aufgrund der zunehmenden Forderung nach dreiphasiger Einspeisung auch für kleine Anlagen realistisch sind, höher als bei unsymmetrischen Verhältnissen.
10. Durch umfangreiche Simulationen (RMS) wurde die Stabilität der Q(U)-Regelung untersucht. Dabei wurde ein vereinfachter Niederspannungsstrang mit mehreren einphasigen Wechselrichtern (an verschiedenen Knoten und Phasen angeschlossen) betrachtet. Die Simulationen lieferten sehr positive Ergebnisse hinsichtlich der Stabilität der Regelungen. Lediglich bei ungünstigen Einstellungen (unnötig hohen Änderungsgeschwindigkeiten) konnten schlecht gedämpfte Schwingungen festgestellt werden.
11. Bei schwachen Netzverhältnissen bzw. hoher PV-Durchdringung kombiniert mit einer steilen Kennlinie (z.B. steile P(U)-Kennlinie um eine unnötige Wirkleistungsreduktion zu vermeiden) soll auf eine gute Dämpfung der Einschwingvorgänge geachtet werden. Um dies zu erreichen, soll die Blindleistungs- oder Wirkleistungsregelung nicht zu schnell ausregeln bzw. die Messwertbildung auf kurzen Zeitintervallen beruhen. Die Antwortzeit (durch die Anstiegszeit bzw. durch ein PT1-Verhalten bestimmt) soll um eine Größenordnung größer als die Beobachtungszeit (Messwertbildung mit z.B. gleitendem Mittelwert) sein. Die Dämpfung der Regelung, wird zusätzlich zu diesen zwei Parametern auch von der Steilheit der Q(U)-Kennlinie (k-Faktor), von der Netzreaktanz und von der PV-Leistung beeinflusst.
12. Durch die Simulationen hat sich gezeigt, dass mit einer Mittelungsdauer von 100 ms zusammen mit einer Blindleistungsänderungsgeschwindigkeit von 20 %/s ein guter Kompromiss zwischen schneller Reglereinstellung und Schwingverhalten gefunden werden kann. Für die Feldtests wurden eine Mittelungszeit von 32 Perioden (0,64 s) und eine Blindleistungsänderungsgeschwindigkeit von 20 %/s verwendet.
13. Auch bei komplexeren Fällen mit mehreren Wechselrichtern am selben oder an verschiedenen Knoten und Phasen wurden mit geeigneten Einstellungen keine problematischen Verhaltensweisen festgestellt.

3.2 Schlussfolgerungen aus den Labor- und Feldtests

1. Durch die Labortests konnten die Ergebnisse aus den Simulationen bestätigt werden: Die Stabilität der Regelung ist unter Verwendung sinnvoller Parameter gegeben. Trotzdem lieferten die Labortests zusätzliche Erkenntnisse.
2. Bei extremen Netzverhältnissen (sehr hohe Reaktanz) und mit einem sehr schnellen Regler konnten im Labor die in den Simulationen beobachteten, schlecht gedämpften Schwingungen nachgewiesen werden. Durch die Feldtests wurden die entwickelten Spannungsregelungsmodi $\cos\phi(P)$, $Q(U)$ und $Q\&P(U)$ funktional validiert – die Wechselrichter haben sich wie erwünscht verhalten.
3. Als erster Schritt für die Feldtests wurde ein Niederspannungsstrang ausgewählt. Auf Grund der begrenzten PV-Leistung (insgesamt ca. 15 kW_p) musste der Strang durch eine Umschaltung künstlich geschwächt werden. Zusätzlich wurden alle Anlagen auf dieselbe Phase angeschlossen um eine höhere Anhebung zu bekommen und somit eine bessere Validierung zu ermöglichen. Insgesamt beträgt die Spannungsanhebung ca. 4,9 % der Nennspannung (um ca. 60 % mehr als derzeit erlaubt). Diese Spannungsanhebung kann mit Blindleistungsbezug um ca. 1,3 % reduziert werden (relative Kompensation der Spannungsanhebung von ca. 26 %).
4. Der stark unsymmetrische Fall (alle Anlagen auf L3) stellt für die Wirksamkeit des Blindleistungsbezugs einen Worst Case dar. Bei vergleichbaren symmetrischen Verhältnissen (mit derselben Spannungsanhebung), welche aufgrund der zunehmenden Forderung nach dreiphasiger Einspeisung auch für kleine Anlagen dreiphasig einzuspeisen realistisch sind, würde die Spannungsanhebung um ca. 30 % statt 26 % kompensiert werden können (relative Kompensation).
5. Das betrachtete Netz ist ein modernes verkabeltes Ortsnetz, versorgt durch einen 400-kVA-Transformator mit $u_k=4\%$. Damit ist gegenüber alten NetzbaufORMen mit Freileitungen und Transformatoren mit hoher Kurzschlussspannung die Wirksamkeit der blindleistungsbasierten Spannungsregelung eingeschränkt. Trotzdem konnte der Effekt der blindleistungsbasierten Spannungsregelung mit 30 % nachgewiesen werden.
6. Die Kombination aus Verwendung von 3-phasigen PV-Anlagen und Blindleistungsregelung hätte im betrachteten Fall eine um 85 % geringere Spannungsanhebung zur Folge bzw. ergebe die Möglichkeit auf die drei Außenleiter gleichmäßig aufgeteilt um 552 % mehr Leistung bei gleicher Spannungsanhebung zu installieren (Faktor 6,52).
7. Im Rahmen des Projekts wurde ein Konzept zur Validierung der Regelung vorgeschlagen. Die Herausforderung für die Validierung jeglicher Spannungsregelungstechnologie im Feldtest besteht darin, in möglichst kurzer Zeit Daten zu sammeln die verschiedene Szenarien bezogen auf ein Referenzintervall auswerten lassen. Für die Validierung im Projekt wurden sonnige Werk tage verwendet und einerseits mit Referenz-Schönwetter-Tagen und andererseits mit Schlechtwetter-Tagen verglichen. Dadurch konnten die Regelungsmodi miteinander verglichen und der Referenzphase gegenübergestellt werden. Die Spannungsanhebung wurde unter Betrachtung der kumulierten Häufigkeitsverteilung der Spannung ermittelt.

8. Im Feldtest wurde keine negative (dynamische) Zusammenwirkung zwischen Wechselrichtern (weder im Q(U)- noch im P(U)-Modus) beobachtet. Die Regelung verhielt sich stabil. Die gewählten Parameter für die Regelgeschwindigkeit haben sich im Feldtest bewährt. Sowohl flache als auch sehr steile Kennlinien der P(U)-Regelung (20 %/V und 100 %/V) führten zu keinen negativen Auswirkungen auf Stabilität oder Flicker.
9. Die aus der Messung beobachtete Kompensation der Spannungsanhebung entspricht in etwa der aus der Netzberechnung (ca. 1,5 % der Nennspannung für den Gesamtstrang für die 10-Minuten-Mittelwerte).
10. Die quantitative Bewertung der verschiedenen Regelmodi stellt eine Herausforderung dar:
 - Es muss gewährleistet sein, dass die Testfälle vergleichbar sind.
 - Berücksichtigung der Einflussgröße Mittelspannung (Last und Erzeugung) → Bewertung des Spannungsunterschieds zwischen Trafostation und Strangende
 - Berücksichtigung der Einflussgröße PV-Einspeisung → Auswahl sonniger Tage)
 - Berücksichtigung der Einflussgröße Last → Auswahl Werktage
 - Die nachzuweisende Kompensation der Spannungsanhebung liegt im Prozentbereich (1,5 % im betrachteten Fall, entspricht schon der Hälfte des für Erzeugungsanlagen im Niederspannungsnetz zur Verfügung stehenden Spannungsbands). Dieser Spannungsbandgewinn ist allerdings auf Grund der Lastschwankungen schwer zu nachweisen.
 - Um eine mögliche Verfälschung der Ergebnisse durch die nicht erfassbare Schwankung der Last (Störfaktor in der Bewertung) zu vermeiden, werden viele Datenpunkte benötigt.
 - Im Rahmen der durchgeführten Feldtests war der Umfang der Messungen ausreichend um den positiven Effekt der Blindleistungsregelung nachzuweisen, aber nicht ausreichend um die Unterschiede der Wirksamkeit einzelner Regelmodi im Detail gegenüberzustellen.
 - Die Mindestdauer der Feldtests muss anhand einer Langzeitmessung erfolgen (Bestimmung der Mindestanzahl von Beobachtungen um den Einfluss der Lasten statistisch ausgleichen zu können).
 - Um ausreichend sonnige Werktage (>10) zu bekommen muss die Dauer der Testfälle je nach Wetterlage relativ lang sein. Werden viele Testfälle über eine lange Zeit betrachtet, wirken sich zusätzlich zu den oben aufgelisteten Einflussfaktoren noch saisonale Effekte aus.
 - Die Verwendung etablierter statistischer Methoden (wie z.B. ANOVA) hilft nur bedingt. Stehen nicht genügend Messdaten zur Verfügung, können Fehlergebnisse nicht ausgeschlossen werden.
11. Um die externen Einflussfaktoren (z.B. Spannungsschwankungen im Mittelspannungsnetz) auszugleichen wurde der Spannungsunterschied zwischen zwei Strangknoten bewertet. Dies hat aber den Nachteil, dass die gemessene Anhebung bzw. der gemessene Effekt kleiner ist (in diesem Fall ca. die Hälfte).
12. Anhand solcher Feldtests alleine können weder allgemeine Aussagen über die Wirksamkeit getroffen noch Empfehlungen für die Einstellungen der einzelnen Regelungsarten formuliert werden. Nachfolgend sind die Gründe dafür angeführt.

- Die Regelungsmodi wurden künstlich (unrealistisch) parametrisiert um einen sichtbaren Effekt zu erhalten. In der Praxis hätte eine realistisch parametrisierte Q(U)-Regelung (bzw. Q&P(U)) in diesem Strang kaum eingegriffen weil die Spannung immer unterhalb 1,06 p.u. lag (1 min-Mittelwert).
- Netztopologie (Strangverlängerung) und Erzeugungssituation (alle Wechselrichter auf L3) sind künstlich kreiert worden um eine sichtbare Auswirkung der Einspeisung zu bekommen.
- Bei einer symmetrischeren Aufteilung wäre die Wirksamkeit der Regelungen verhältnismäßig größer aber die tatsächliche Spannungsanhebung bedeutend kleiner. Im Vergleich zu einphasigen Anlagen, hätte bei Verwendung von 3-phasigen Anlagen die fünffache PV-Leistung installiert werden müssen um denselben Effekt zu erzielen. Ansonsten wäre der Nachweis durch eine Messung noch schwieriger geworden.

13. Die $\cos\phi(P)$ -Regelung hat grundsätzlich den Vorteil, dass gegenüber einem $\cos\phi$ -Konstantwert ein reduzierter Blindleistungsbedarf auftritt und bei maximaler Leistung die die Spannungsanhebung kompensierende Wirkung der Blindleistung aller Anlagen im vollen Umfang verfügbar ist. Bei Anwendung einer Q(U)-Kennlinie wird insgesamt weit weniger Blindbezug verursacht, allerdings wird durch den geringeren Beitrag von Anlagen an Knoten mit geringerer Spannung bei insgesamt maximaler Erzeugung eine geringere Kompensationswirkung erreicht. Die aus dem Feldtest verfügbaren Resultate zeigen aber für Q(U) eine bessere Performance als für $\cos\phi(P)$. Dies ist zum Teil durch die Parametrierung begründbar, legt aber auch nahe dass die höchsten Spannungsanhebungen nicht zwingend gleichzeitig mit den Maximalwerten der Einspeiseleitung auftreten. Als Ursache dafür können unsymmetrische Lasten angenommen werden, die in einer der Phasen an der sie nicht angeschlossen sind eine Spannungsanhebung verursachen. Der Einfluss wäre stark abhängig vom Verhältnis der installierten PV-Leistung zur Last. Bei der Einstellung der $\cos\phi(P)$ -Regelung, welche per Vorgabe nach [12] oder [13] erfolgt, sollte beachtet werden dass die Einstellungen auf die Wechselrichternennleistung bezogen sind. In der Praxis werden Wechselrichter nicht stark überdimensioniert oder sogar unterdimensioniert, wodurch auch diese Regelung den minimalen $\cos\phi$ -Wert tatsächlich erreichen wird.

14. Die für eine einzelne Anlage gemessene maximale Leistung betrug in den Feldtests ca. 89 % der STC-Modulleistung (10-Minuten-Mittelwert). Unter Berücksichtigung der verschiedenen Ausrichtungen und der realen Wechselrichterdimensionierung (alle Wechselrichter im Feldteststrang waren überdimensioniert) erscheint der Faktor 0,85 als realistisch. Dieser Faktor wird für die Berechnung der Spannungsanhebung im Rahmen einer Anschlussbeurteilung häufig verwendet, ist aber normativ (in Deutschland oder Österreich) nicht festgelegt.

3.3 Schlussfolgerungen kompakt

1. Die Wirksamkeit der Blindleistungsregelung ist sehr stark vom R/X-Verhältnis abhängig. Es kann eine Kompensation der Spannungsanhebung zwischen 20 % und 80 % erzielt werden. Bei modernen Netzen (wie im Feldtest) ist ein Kompensationsgrad von 30 % typisch.
2. Die Wirksamkeit des Blindleistungsbezugs ist bei symmetrischen Verhältnissen, welche aufgrund der zunehmenden Forderung nach dreiphasiger Einspeisung auch für kleine Anlagen realistisch sind, höher als bei unsymmetrischen Verhältnissen. Die Analysen haben gezeigt, dass bei symmetrischer Einspeisung etwa die 5-fache installierte Leistung möglich ist als bei einphasigen Anlagen im Worst Case. Hinzu kommt dann noch der positive Effekt der Blindleistungsregelung. Wichtig ist, dass die symmetrische Einspeisung auch im Teillastbereich des Wechselrichters erhalten bleibt.
3. Mit dem Einsatz der spannungsabhängigen Wirkleistungsregelung $P(U)$ kann eine von Erzeugungsanlagen verursachte Spannungserhöhung begrenzt werden. Das Überschreiten eines gewählten oberen Spannungswertes kann völlig ausgeschlossen werden. Die maximal installierbare Leistung ist bei Einsatz dieser Funktion nicht mehr aufgrund der unzulässigen Spannungserhöhung begrenzt. Andere begrenzende Faktoren werden dann relevant. In typischen Szenarien werden die Ertragseinbußen durch diese Regelung sehr gering sein, da in der praktischen Anwendung die Einsatzdauern beschränkt sind.
4. Die dynamischen Untersuchungen der spannungsabhängigen Blindleistungsregelung $Q(U)$, der spannungsabhängigen Wirkleistungsregelung $P(U)$ sowie der Kombination $P\&Q(U)$ haben in Simulation, Labor und Feldtest gezeigt, dass mit sinnvollen Parametern keinerlei Schwingungsneigung vorhanden ist. Die Regelungen arbeiten stabil, auch in Kombination mit ungeregelten oder anders eingestellten Wechselrichtern.
5. In Tabelle 9 werden die Regelmodi in Bezug auf ihre Wirksamkeit, auf ihren Einfluss auf Blindleistungshaushalt und Netzverluste sowie auf die Komplexität ihrer Parametrierung bewertet. Es handelt sich um allgemeine Aussagen, welche im konkreten Fall unterschiedlich bewertet werden können.

Tabelle 9 – Vergleich zwischen den verschiedenen Regelungsmodi

Regelungsart	cosφ fix	cosφ(P)	Q(U)	Q&P(U)
Wirksamkeit⁶ (Reduzierung der Spannungsanhebung)	☒ am wirksamsten: - alle Anlagen tragen gleichmäßig bei - Anlagen in Nebensträngen helfen über die Traforeaktanz auch mit (relevant bei hohen PV-Dichten und großem u_k)	☒ genauso wirksam wie cosφ fix bei hoher Einspeisung (also dann wenn benötigt): - alle Anlagen tragen gleichmäßig bei - Anlagen in Nebensträngen helfen über die Traforeaktanz auch mit	☒ minimal weniger wirksam als cosφ(P) da nur Anlagen mitwirken, die auch eine erhöhte Spannung am Anschlusspunkt messen.	☒ ☒ Wirksamkeit der Blindleistungsregelung wie bei Q(U). Die zusätzliche P(U)-Regelung macht aber Spannungsanhebungen über einen wählbaren Grenzwert unmöglich.
Einfluss auf Blindleistungs- haushalt / Netzverluste	☒ ☒ höchster Blindleistungsbezug	☒ teilweise unnötiger Blindleistungsbezug (geringer als bei cosφ)	☒ Stützung bei Unterspannung (sofern PV-Einspeisung vorhanden)	☒ Stützung bei Unterspannung (sofern PV-Einspeisung vorhanden)
Komplexität der Parametrierung (Netzplanung)	☒ am niedrigsten	☒ einfache (allerdings tritt die höchste Spannungsanhebung möglicherweise nicht bei voller Einspeisung auf)	☒ keine unnötige Erhöhung der Netzverluste	☒ keine unnötige Erhöhung der Netzverluste

⁶ Die Wirksamkeit ist mit dem R/X-Verhältnis inversproportional.

⁷ unklare regulatorische Rahmenbedingungen (Anschlusszusage mit Ertragsverlust)

4 Empfehlungen und Ausblick

4.1 Empfehlungen

Die Anzahl der PV-Anlagen ist stetig wachsend und könnte im Jahr 2020 im ländlichen Bereich und am Stadtrand bei einer Durchdringung von 10 bis 15 % der Kundenanlagen liegen. Um die Kosten für den Ausbau der Verteilnetze gering zu halten und trotzdem eine große Anzahl an verteilten PV-Anlagen in den Niederspannungsnetzen zu ermöglichen, empfiehlt es sich die in diesem Projekt beschriebenen Regelungsvarianten einzusetzen. Dabei ist bei jeder Regelungsart der Aufwand zum Nutzen abzuwägen. Für den Netzbetreiber bringt die Parametrierung und Sicherstellung der Einhaltung der mit den Kunden vereinbarten Kennlinien einigen Aufwand mit sich. Von Vorteil sind einfache Einstellungen, die auch klar überprüft werden können. Die Miteinbeziehung der Kennlinien in die Netzplanung stellt eine weitere große Herausforderung dar. Dabei könnten für den Spannungsbandgewinn entsprechende Abminderungsfaktoren zum Einsatz kommen.

Zum Vergleich zwischen den Vor- und Nachteilen der $\cos\phi(P)$ - und $Q(U)$ -Regelung werden noch weitere Untersuchungen empfohlen. Einerseits würden sich dazu Simulationen und andererseits insbesondere auch Testbetriebsphasen im Rahmen des Projekts „DG DemoNet – Smart LV Grid“ eignen.

Unabhängig davon ob die Wahl auf eine $Q(U)$ - oder eine $\cos\phi(P)$ -Regelung fällt, ist es sowohl für die Administrierbarkeit beim Netzbetreiber als auch für Installateure und Wechselrichterhersteller wichtig, dass möglichst einheitliche Standardwerte für die Parametrierung verwendet werden. Im Gegensatz zur Anwendung von Blindleistungsregelungen für die Spannungshaltung, welche auch in Österreich regulatorisch bereits möglich ist, ist die rechtliche/regulatorische Situation in Bezug auf die spannungsabhängige Wirkleistungsregelung nicht geklärt. Da an der Grenze des zulässigen Spannungsbandes (anstelle einer Abschaltung) die $P(U)$ -Regelung technisch sehr sinnvoll ist und nachweislich funktioniert, wird eine Klärung dieser Situation empfohlen.

4.2 Ausblick

International (in Europa, in Nord- und Lateinamerika sowie in Australien) werden die in diesem Projekt untersuchten Regelungen in unterschiedlichen Normungs- oder Netzanschlusskomitees diskutiert. Überall werden Forschungsergebnisse wie die in diesem Projekt ausgearbeiteten dringend benötigt. Das Projektkonsortium hat die Möglichkeit aufgrund der Teilnahme in diesen Gruppen bzw. der vorhandenen Kontakte dorthin für die entsprechende Verbreitung zu sorgen. Es kann davon ausgegangen werden, dass schrittweise in vielen Ländern ähnliche Anforderungen auf dezentrale Erzeugungsanlagen zukommen und mit den Projektergebnissen eine gute Wissensgrundlage geschaffen wurde.

Hinsichtlich des autonomen Charakters der lokalen Regelungen, die ohne Kommunikation zu einem übergeordneten System arbeiten, kommt eine Erweiterung in Form einer Einbindung in eine Fernregelung in Betracht. Diese Herausforderung wird im Projekt „DG DemoNet – Smart LV Grid“ angenommen. Dabei werden im Rahmen von morePV2grid untersuchte Regelungsalgorithmen durch eine übergeordnete Regelung erweitert. Der lokale Regelkreis bleibt bestehen, kann aus der Ferne allerdings rekonfiguriert und um eine dynamische Vorgabe von Sollwerten oder Kennlinien ergänzt werden. Insgesamt wird das Projekt „DG DemoNet – Smart LV Grid“ die lokalen Regelkreise einzelner PV-Anlagen zu einem optimierbaren Gesamtsystem vernetzen.

5 Literaturverzeichnis

- [1] S. Favuzza, F. Spertino, G. Graditi, G. Vitale: *Comparison of Power Quality Impact of Different Photovoltaic Inverters: the viewpoint of the grid*, IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT), 2004
- [2] *Impacts of power penetration from photovoltaic power systems in distribution networks*, Task V Report IEA-PVPS T5-10: 2002, February 2002
- [3] Projekt EE+PQ: *Verbesserung der Versorgungsqualität in Netzen mit dezentraler Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energieträgern*, Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“ des BMVIT (Projektnummer 807719)
- [4] K. Schauer, K. Hollaus, M. Hübner: *Smart Grids Projects in Austrian R&D Programmes 2003-2010*, Austrian Federal Ministry for Transport, Innovation and Technology, Berichte aus Energie- und Umweltforschung 16/2010
- [5] B. Bletterie, H. Brunner: *Power Quality bei signifikanten PV-Dichten*, Erneuerbare Energien 2/2005
- [6] Projekt DG DemoNetz-Konzept: *Active operation of electricity distribution networks with a high share of distributed generation – Validation of voltage control concepts*, Projektnummer 825514
- [7] EN 50160:2011: *Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen*
- [8] Projekt ADRES: *Concept development for ADRES - Autonomous decentralized regenerative energy systems* (Projektnummer 815674)
- [9] B. Bletterie, R. Bründlinger, G. Lauss: *On the characterisation of PV inverters' efficiency—introduction to the concept of achievable efficiency*, Progress in Photovoltaics: Research and Applications, DOI: 10.1002/pip.1054
- [10] EN 50530:2009: *Overall efficiency of photovoltaic inverters*
- [11] E-Control: *Richtlinie zur Beurteilung von Netzzrückwirkungen*, TOR D2, Version 2.2-2006
- [12] E-Control: *Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen mit Verteilernetzen*, TOR D4, Version 2.1-2013
- [13] VDE-AR-N 4105: *Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz – Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz*, 2011
- [14] IEC/TR 60725 ed2.0: *Consideration of reference impedances and public supply network impedances for use in determining disturbance characteristics of electrical equipment having a rated current = < 75 A per phase*
- [15] G. Kerber: *Empfehlung zur Richtlinie zum Anschluss von Erzeugungsanlagen an das Niederspannungsnetz*, Mai 2009
- [16] EN 61000-3-3:2008: *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-3: Limits – Limitation of voltage changes, voltage fluctuations and flicker in public low-voltage supply systems, for equipment with rated current ≤16 A per phase and not subject to conditional connection*
- [17] BDEW: *Technische Richtlinie – Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz (Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz)*, 2008

IMPRESSUM

Verfasser

Fronius International GmbH

Froniusplatz 1, A-4600 Wels

Tel +43 / 7242 / 241-3965

Fax +43 / 7242 / 241-952240

E-Mail: contact@fronius.com

Web: www.fronius.com

Projektpartner und Autoren

- Fronius International GmbH
Martin Heidl, Christoph Winter, David Hanek
- AIT Austrian Institute of Technology GmbH
Benoît Bletterie, Serdar Kadam
- Energie AG Oberösterreich Netz GmbH
Andreas Abart, Ewald Traxler
- MEA SOLAR GmbH
Kurt Leeb

Eigentümer, Herausgeber und Medieninhaber

Klima- und Energiefonds

Gumpendorfer Straße 5/22

1060 Wien

E-Mail: office@klimafonds.gv.at

Web: www.klimafonds.gv.at

Disclaimer

Die Autoren tragen die alleinige Verantwortung für den Inhalt dieses Berichts. Er spiegelt nicht notwendigerweise die Meinung des Klima- und Energiefonds wider.

Der Klima- und Energiefonds ist nicht für die Weiternutzung der hier enthaltenen Informationen verantwortlich.

Gestaltung des Deckblattes

ZS communication + art GmbH