NEUE ENERGIEN 2020

Publizierbarer Endbericht

Programmsteuerung:
Klima- und Energiefonds

Programmabwicklung:
Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft mbH (FFG)

Endbericht
erstellt am
30/04/2015

DG DemoNet – Smart LV Grid

Control concepts for active low voltage network operation with a high share of distributed energy resources

Projektnummer: 829867

Ausschreibung	4. Ausschreibung e!Mission.at
Projektstart	01/03/2011
Projektende	30/09/2014
Gesamtprojektdauer (in Monaten)	43 Monate
ProjektnehmerIn (Institution)	Austrian Institute of Technology GmbH
AnsprechpartnerIn	DI Helfried Brunner, MSc
Postadresse	Giefinggasse 2
Telefon	050550 6392
Fax	050550 6390
E-mail	helfried.brunner@ait.ac.at
Website	www.ait.ac.at

DG DemoNet – Smart LV Grid

Control concepts for active low voltage network operation with a high share of distributed energy resources

AutorInnen:
DI Helfried Brunner, MSc, Austrian Institute of Technology GmbH
DI Roman Schwalbe, Austrian Institute of Technology GmbH
DI Mag Dr. Wolfgang Prüggler, Technische Universität Wien
DI Dr. Andreas Abart, Netz Oberösterreich GmbH
Ing. Markus Radauer, Salzburg Netz GmbH
Ing. Walter Niederhuemer, Linz Strom Netz GmbH
DI Dr. Alfred Einfalt, Siemens AG Österreich
DI Christoph Winter, Fronius International GmbH

Zukünftige Herausforderungen für Niederspannungsnetze werden hohe Dichten von verteilten Erzeugern (insbesondere Photovoltaik) und Elektrofahrzeuge sein. Das Projekt zielt auf eine energie- und kosteneffiziente Nutzung vorhandener Netzinfrastrukturen basierend auf intelligenter Planung, Echtzeit-Beobachtung und aktivem Netzmanagement ab. Kommunikationsbasierende Lösungen für den aktiven Betrieb von Niederspannungsnetzen und Ansätze für intelligente Planung werden erarbeitet und evaluiert.

1 Inhaltsverzeichnis

1 Inhaltsverzeichnis 4
Abkürzungsverzeichnis 6
2 Einleitung 7
2.1 Aufgabenstellung 7
2.2 Schwerpunkte des Projekts 8
2.3 Einordnung in das Programm 8
2.3.1 Energiestrategische Ziele 8
2.3.2 Systembezogene Ziele 9
2.3.3 Technologiestrategische Ziele 9
2.4 Verwendete Methoden 9
2.5 Aufbau der Arbeit 10
3 Inhaltliche Darstellung 11
3.1 Beschreibung der Feldtestgebiete 11
3.1.1 Modellgemeinde Köstendorf 12
3.1.2 Demonstrationsnetzgebiete Eberstalzell & Littring 17
3.1.3 Demonstrationsnetzgebiet Prendt 23
3.1.4 Zusammenfassung: PV-Integration in Feldtestgebiete 25
3.1.5 Sonderförderung der Bundesländer 26
3.2 Regelungskonzepte und Integrationskonzepte 27
3.2.1 Funktionsweise der Regelungskonzepte 27
3.2.2 Aktive Komponenten im Netz 29
3.2.3 Einbettung in die existierende Smart-Metering-Infrastruktur 33
3.2.4 Koordinierung der einzelnen Stufen im Betrieb 34
3.2.5 Unterschiede der Lösungen für Eberstalzell/Littring und Köstendorf 36
3.3 Entwicklung von Niederspannungs-Regelungssystemen mittels Co-Simulationsumgebung 38
3.3.1 Co-Simulationswerkzeug Simulation Message Bus 38
3.3.2 Controller-Hardware-in-the-Loop Betrieb 39
3.4 Aufbau und Ablauf der Feldtests 41
3.4.1 Evaluierungsphase in Eberstalzell, Littring und Köstendorf 41
3.4.2 Niederspannungsstrangregler in Eberstalzell 42
3.4.3 Ladestationsregelung in Köstendorf 42
3.4.4 Betriebserfahrungen 42
4 Ergebnisse 43
4.1 Intelligente Planungsansätze 43
4.1.1 Erweiterter Planungsansatz 43
4.1.2 Probabilistische Netzplanung 45

4.2 Ergebnisse der Co-Simulation von Stromnetz und Kommunikationsnetz 53
4.2.1 Co-Simulations-Setup 53
4.2.2 Sensitivität der Regelungskonzepte auf Laufzeitverzögerung/Verlustrate 54
4.2.3 Spannungssituationen in den unterschiedlichen Szenarien 54
4.2.4 Erkenntnisse aus den Simulationen 56
4.3 Ergebnisse der Feldtests 58
4.3.1 Feldtestregion Prendt in Oberösterreich 58
4.3.2 Feldtestregionen Eberstalzell und Littring in Oberösterreich 68
4.3.3 Evaluierungsergebnisse der Regelungskonzepte 70
4.3.4 Feldtestregion Köstendorf in Salzburg 76
4.3.5 Evaluierungsergebnisse der Regelungskonzepte 79
4.4 Ökonomische Bewertung der Konzepte in den Feldtestregionen 82
4.4.1 Einleitung 82
4.4.2 Parameter der ökonomischen Bewertung 82
4.4.3 Ökonomische Bewertungsmethodik 88
4.4.4 Ergebnisse der Kostenbewertung in Eberstalzell 89
4.4.5 Ergebnisse der Kostenbewertung in Littring 97
4.4.6 Ergebnisse der Kostenbewertung in Köstendorf 100
4.4.7 Ergebnisse der Kostenbewertung in Prendt 111
4.4.8 Vergleich der Feldtestregionen - Kosten in [€/kWp] 114
5 Schlussfolgerungen 119
5.1 Zusammenfassung der wichtigsten Erkenntnisse aus den Feldtests 119
5.2 Zusammenfassung der wichtigsten Erkenntnisse der ökonomischen Bewertung 125
5.3 Zusammenfassung der Erkenntnisse aus der Sicht der Netzplanung 126
6 Fazit 128
7 Ausblick 132
8 Abbildungsverzeichnis 133
9 Tabellenverzeichnis 138
10 Literaturverzeichnis 139
11 Kontaktdaten 140

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Beschreibung	Kapitel
AMIS	Automated Metering and Information System	3.2.3
BEA	Building Energy Agend	3.2.3
CAPEX	CAPital EXpenses, Kapitalkosten	4.4.1
C-HIL	Controller Hardware in the Loop	
cosPhi(P)	Wirkleistungsabhängige Blindleistungsregelung	3.2.2
DEA	Dezentrale Erzeugungsanlage	2.1
DG	Distributed Generation, siehe DEA	
DLC	Data Line Communicaltion, siehe PLC	
EU	Europäische Union	
FGG	Fremdgerätegateway	3.2.3
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologie	
iONS	Intelligente Ortsnetzstation	
LV	Low Voltage, siehe NS	
LVGC	Low Voltage Grid Control, die Gesamtarchitektur	3.2.3
Modbus	Kommunikationsprotokoll	3.2.3
MS	Mittelspannung	
MV	Medium Voltage, siehe MS	
NS	Niederspannung	
OPEX	Operational Expenses, Betriebskosten	4.4.1
P(U)	Spannungsabhängige Wirkleistungsregelung	3.2.2
PLC	Power Line Communication	3.2.3
PQ	Power Quality	
PV	Photovoltaik	
Q(U)	Spannungsabhängige Blindleistungsregelung	3.2.2
rONT	Regelbarer Ortznetztransformator	3.2.2
SLVG-C	Smart Low Voltage Grid Control, die Regelungseinheit	3.2.3
Smart Meter	Intelligenter Stromzähler	
SMB	Simulation Message Bus	3.3
Stufe 1	lokale rONT-Regelung und lokale Q(U)-Regelung	3.2.1
Stufe 2	Fernregelung am rONT und lokale Q(U)-Regelung	3.2.1
Stufe 3	Fernregelung am rONT und koordinierte Q(U)-Regelung	3.2.1
Stufe 4	Fernregelung am rONT und selektive Q(U)-Regelung	3.2.1
TOR	Technische und organisatorische Regeln	4.1
TOTEX	Total Expenses	

2 Einleitung

2.1 Aufgabenstellung

Durch vorgegebene EU-Rahmenbedingungen (Klimaziele) sowie durch stark gesunkene Kosten für Strom aus erneuerbaren Quellen kommt es bereits heute zu einer dezentral ausgerichteten Stromerzeugung. Diese Entwicklung wird in naher Zukunft verstärkt werden. In den in Österreich vielfach gegebenen ländlichen Verteilnetzstrukturen hat sich die Spannungsanhebung, in Folge der Einspeisung von dezentralen Energieerzeugungsanlagen (DEAs), als unmittelbar bedeutendste Restriktion bei der Integration der Anlagen herausgestellt, da diese als erste erreicht wird. Dies hat besondere Bedeutung, da der Netzbetreiber dafür verantwortlich ist, die Spannung innerhalb definierter Grenzen zu halten, ohne dabei im Netzbetrieb direkten Zugriff auf Erzeugungsanlagen zu haben (bedingt durch die organisatorische Trennung von den Wettbewerbsbereichen Stromerzeugung, -handel und -vertrieb).
Die zukünftige Erfüllung neuer Ansprüche an das Mittel- und Niederspannungs-Verteilernetz aus einer erhöhten Dichte von erneuerbaren Erzeugern, aber auch neuen Netzteilnehmern wie Elektrofahrzeugen, geht mit einem Paradigmenwechsel einher. Während der Betrieb des Verteilernetzes in der Vergangenheit aufgrund ausreichend dimensionierter Reserven weitgehend ohne ein laufendes Monitoring auskam, geht der Trend immer mehr hin zu einer laufenden Überwachung und in Folge zu aktiven Eingriffen in die Betriebsweise der Erzeugungsanlagen zur Sicherstellung der technischen Randbedingungen (z.B. Höhe der Spannung). Dies wird möglich durch die Ausrollung von Kommunikationstechnologien im Zuge der Einführung von neuen Technologien wie z.B. Smart Metering-Systeme, welche die Kosten für Automatisierung in der Niederspannung reduzieren werden.
Hier setzt das Projekt „DG DemoNet – Smart LV Grid“ an, indem es Lösungen für einen aktiven Netzbetrieb auf Niederspannungsebene sucht. DG DemoNet – Smart LV Grid zielt konkret auf die Entwicklung und Evaluierung von intelligenten Planungs-, Monitoring-, Management- und Regelungsansätzen für die Systemintegration dezentraler Energieerzeugungsanlagen und flexibler Lasten (zum Beispiel Warmwasserspeicher, e-Mobilität) in Niederspannungsnetzen ab. Insbesondere werden dabei geeignete kommunikationstechnische Lösungen und intelligente Planungsansätze entwickelt. Damit wird die Sicherstellung der Power Quality gemäß EN 50160 bei signifikant großer zusätzlicher Einspeisung durch z.B. Photovoltaik oder Lasten durch Elektrofahrzeuge ohne bzw. mit geringstmöglichem Netzausbau ermöglicht.
Im Projekt werden reale Tests von Lösungsansätzen von zentral oder hierarchisch orientierten Beobachtbarkeits-, Kontroll-, und Regelungskonzepten durchgeführt. In ausgewählten Netzabschnitten soll durch geeignete Maßnahmen ein Spannungsproblem erzeugt werden, welches dann durch eine Implementierung der ausgearbeiteten Konzepte behoben wird. Dadurch ist eine Abschätzung möglich, wie erfolgreich die Konzepte sind und in welchem Ausmaß sie zu Netzqualitätsparametern beitragen können – ein Vergleich der Wirksamkeit verschiedener Ansätze wird möglich. Weiters werden wirtschaftliche Bewertungen der Konzepte, zum Beispiel der Einspeisedefizite aufgrund zurückregelnder Anlagen (wie oft, wie lange, etc.), durchgeführt. Auf dieser Grundlage werden Konzepte für zukünftige Netzplanung und Einspeisemodelle erarbeitet. Damit liefert dieses Projekt erstmals weitreichende und

für den Praxiseinsatz bereits getestete Systemintegrationsansätze für Smart-Grid-Lösungen im Bereich der Niederspannungsnetze.

2.2 Schwerpunkte des Projekts

Im Zuge des Projekts wurden drei wesentliche Themen für künftige Niederspannungsnetze erarbeitet:

- **Intelligente Planung**
  Erweiterte und *probabilistische* Planungsansätze erlauben eine hohe Dichte dezentraler Einspeiser und eine bessere Nutzung vorhandener Netzreserven, ohne die Spannungsqualität zu gefährden.
- **Intelligentes Monitoring**
  Die künftig gegebene Smart-Meter-Infrastruktur in Niederspannungsnetzen erlaubt kostengünstiges und flächendeckendes Monitoring von für Netzplanung und Netzbetriebsführung relevanten Daten zur effizienteren Nutzung bestehender Netzreserven.
- **Intelligente Regelung**
  Autonome, verteilte und koordinierte Spannungsregelungsstrategien, welche sich kostengünstig in die existierende Smart-Metering-Infrastruktur integrieren lassen, optimieren Netzsituationen und maximieren damit die Hosting-Capacity künftiger Niederspannungsnetze.

2.3 Einordnung in das Programm

2.3.1 Energiestrategische Ziele

Das Ziel der entwickelten Konzepte für Niederspannungsnetze ist die Integration eines hohen Anteils an dezentraler Erzeugung basierend auf erneuerbaren Energieträgern zu geringen Kosten. Durch die Niederspannungs-Netzregelung erweitert sich die Rolle der dezentralen Erzeugung von einem reinen Energieerzeuger hin zu einem Netzdienstleister. Dies führt am Ende zu einer effizienteren Nutzung primärer Energieressourcen.

Das Ziel der Vereinfachung der Integration von nachhaltigen Energieerzeugern in Niederspannungsnetze unter Aufrechterhaltung des aktuell sehr hohen Standards der Versorgungsqualität adressiert die generellen energiestrategischen Ziele. In dem Projekt wird eine Basis für Netzbetreiber entwickelt, den Anteil an dezentraler Erzeugung in Niederspannungsnetzen zu erhöhen, und die vorhandene Infrastruktur besser zu nutzen. Dadurch wird zum Erreichen des Ziels der Nachhaltigkeit, zur Erhöhung der Ressourcen- und der Energieeffizienz, sowie zum Ziel der Reduktion der Abhängigkeit Europas von Energieimporten beigetragen.

Das Verhalten der in dem Projekt entwickelten Netzregelung ausgelöst in Netzen mit viel PV-Einspeisung und Ladung von Elektroautos wird in Feldtests erstmals strukturiert validiert. Dies bildet die Basis für die Entstehung von langfristig ökologischen Strukturen (Geschäftsmodelle und Technologien, welche dies ermöglichen).

2.3.2 Systembezogene Ziele

Das Schlüsselthema des Projektes DG DemoNet – Smart LV Grid ist die Erhöhung des Anteils an dezentraler Erzeugung in Niederspannungsnetzen mit intelligenter Planung und aktiver Netzregelung. Das wird durch innovative Planungsansätze und Regelungskonzepte erreicht, welche Netznutzer unter Verwendung von Informations- und Kommunikationstechnologie und erweitertem Netzmonitoring (z.B. Smart Meter als Sensor im Netz) in die Regelung miteinbeziehen. Damit werden ein optimierter Betrieb des Gesamtsystems sowie eine effizientere Verwendung vorhandener Netzinfrastrukturen ermöglicht.
Durch die entwickelten Konzepte wird eine Steigerung der Aufnahmefähigkeit des Netzes für verschiedenere erneuerbare Energieressourcen (PV, Wasserkraft, Biomasse, …) und Elektromobilität ermöglicht. Durch die Reduktion fossiler und nuklearer Energieträger wird ein fundamentaler Beitrag zur CO_2-Reduktion mithilfe elektrischer Stromnetze ermöglicht. Um die regional verfügbaren Energieressourcen erschließen zu können, wurden im diesem Projekt die dafür benötigten intelligenten Schlüsseltechnologien für Niederspannungsnetze entwickelt und evaluiert.

2.3.3 Technologiestrategische Ziele

Die Erweiterung des Know-hows und der daraus resultierende österreichische Technologievorsprung (bei Netzbetreibern, Komponentenherstellern, Beratungsfirmen und Forschungsunternehmen) sichern hochwertige Jobs im Bereich der Integration von dezentralen Erzeugern. Weiters erlaubt es Firmen, in Österreich entwickeltes Wissen und Technologien auch in anderen Ländern einzuführen und entsprechende Services und Produkte anzubieten.
Der wachsende Anteil an dezentraler Erzeugung in Niederspannungsnetzen, im Speziellen basierend auf erneuerbaren Energieträgern, ermöglicht allen Regionen, ihre lokal verfügbaren Ressourcen zu nutzen. Das bewirkt eine steigende Zahl an lokalen Projekten (z.B. Biomasseanlagen und PV-Anlagen), welche regionale Arbeitskraft und regionales Wissen für Konstruktion und Betriebsführung und die Entstehung von Arbeitsplätzen im Bereich erneuerbarer Energien fördern.
Das Projektkonsortium baut auf Kooperationen zwischen Forschung, Industrie und Netzbetreibern auf. Dadurch wird die gesamte Technologie-Wertschöpfungskette von Forschung (AIT – Austrian Institute of Technology GmbH, Technische Universität Wien), Technologie-Anbieter (Siemens AG Österreich, Fronius International GmbH) und künftigen Nutzern der entwickelten Lösungen (Netz Oberösterreich GmbH, Salzburg Netz GmbH und Linz Strom Netz GmbH) im Projektteam abgebildet.

2.4 Verwendete Methoden

Die im Projekt entwickelten Ansätze zur Netzplanung bzw. Spannungsregelung wurden in eigens dafür erarbeiteten Berechnungs- und Simulationsumgebungen entwickelt und getestet. Für die Entwicklung der Spannungsregelung war es erforderlich, den Einfluss langsamer und unzuverlässiger Kommunikationsmedien (PLC) auf die Spannungsregelung zu untersuchen. Deshalb wurde eine flexible Co-Simulations-Umgebung entwickelt, in welcher das Stromnetz und das Kommunikationsnetz koordiniert simuliert werden konnte (siehe auch Kapitel 3.1.5). Die in den Simulationsumgebungen entwickelten Konzepte wurden anschließend in den jeweiligen Feldtests in vier österreichischen Niederspannungsnetzen evaluiert. (siehe auch Kapitel 3.1 und Kapitel 3.3). In diesen Niederspannungsnetzen wurden zukünftige Szenarien durch eine Installation einer hohen Dichte an

Photovoltaik aber auch Elektromobilität vorweg genommen. Zur Auswertung der Ergebnisse der Feldtests wurden die Daten der entwickelten Monitoring-Konzepte verwendet und spezielle Analysealgorithmen und Verfahren implementiert. Begleitend wurde eine rechtliche und wirtschaftliche Evaluierung des Einsatzes der Konzepte in Niederspannungsnetzen durchgeführt.

Bei der Entwicklung der Methoden und der technischen Ansätze zur Integration einer hohen Dichte von Photovoltaik und Elektromobilität wurden folgende Anwendungsfälle (Use Cases) für Planung, Monitoring und Regelung von zukünftigen Niederspannungsnetzen betrachtet:

- Use Case 1: Intelligente Planung und intelligentes Monitoring – Evaluierung einer probabilistischen Planungsmethode für Niederspannungsnetze mit einer hohen Dichte an Photovoltaik (Feldtestgebiet Prendt – Linz Strom Netz GmbH)
- Use Case 2: Intelligentes Monitoring und intelligente, koordinierte Regelung – Evaluierung von Monitoring und Regelungslösungen für Niederspannungsnetze mit einer hohen Dichte an Photovoltaik basierend auf einer Kommunikationsinfrastruktur für Smart Meter (Feldtestgebiete Eberstalzell und Littring – Netz Oberösterreich GmbH)
- Use Case 3: Intelligentes Monitoring und intelligente, koordinierte Regelung – Evaluierung von Monitoring und Regelungslösungen für Niederspannungsnetze mit einer hohen Dichte an Photovoltaik und Elektromobilität basierend auf Breitbandkommunikation (Feldtestgebiet Köstendorf – Salzburg Netz GmbH).

2.5 Aufbau der Arbeit

In Kapitel 3 werden in einem ersten Schritt die Feldtestregionen beschrieben inklusive der im Rahmen des Projektes geschaffenen Szenarien für Niederspannungsnetze durch die Integration einer hohen Dichte an Photovoltaik (PV) und Elektromobilität (Kapitel 3.1). Anschließend wird die für die Entwicklung der Spannungsregler notwendige Co-Simulationsumgebung beschrieben (Kapitel 3.1.5), und die entwickelten Regelungsstufen und deren Integrationskonzepte zur Spannungsregelung in Niederspannungsnetzen (Kapitel 3.2). Schließlich wird der Aufbau und der Ablauf der Feldtests beschrieben (Kapitel 3.3).
In Kapitel 4 werden die Ergebnisse des Projekts dargestellt, wozu der erweiterte und der probabilistische Planungsansatz zählen (Kapitel 4.1.2), die gewonnenen Ergebnisse aus den Feldtests (Kapitel 4.3), sowie die ökonomischen Bewertungen der entwickelten Technologien (Kapitel 4.4) zählen. Schließlich werden die im Projekt entstandenen Erkenntnisse und Schlussfolgerungen diskutiert (Kapitel 5).
Kapitel 6 fasst als Fazit die zentralen Erfahrungen und Erkenntnisse aus dem Projekt zusammen und Kapitel 7 gibt einen Ausblick auf weiterführende Aktivitäten.

3 Inhaltliche Darstellung

Im Folgenden werden die Feldtestgebiete im Projekt DG DemoNet – Smart LV Grid vorgestellt und die Rahmenbedingungen dieser beschrieben. In Kapitel 3.1.5 wird die im Zuge des Projekts entwickelte Co-Simulationsumgebung beschrieben, in welcher die in Kapitel 3.2 erläuterten Regelungsstrategien entwickelt und getestet wurden.
Der Ablauf der Feldtestphase, in welchem die im Projekt entwickelten Ansätze in die Praxis umgesetzt wurden, ist in Kapitel 3.3 beschrieben.

3.1 Beschreibung der Feldtestgebiete

Die im Rahmen des Projekts entwickelten Maßnahmen zur Steigerung der Hosting-Capacity für PV und Elektromobilität sind vier österreichischen Niederspannungsnetzen in Eberstalzell (OÖ), Köstendorf (S), Littring (OÖ) und Prendt (OÖ) untersucht worden:

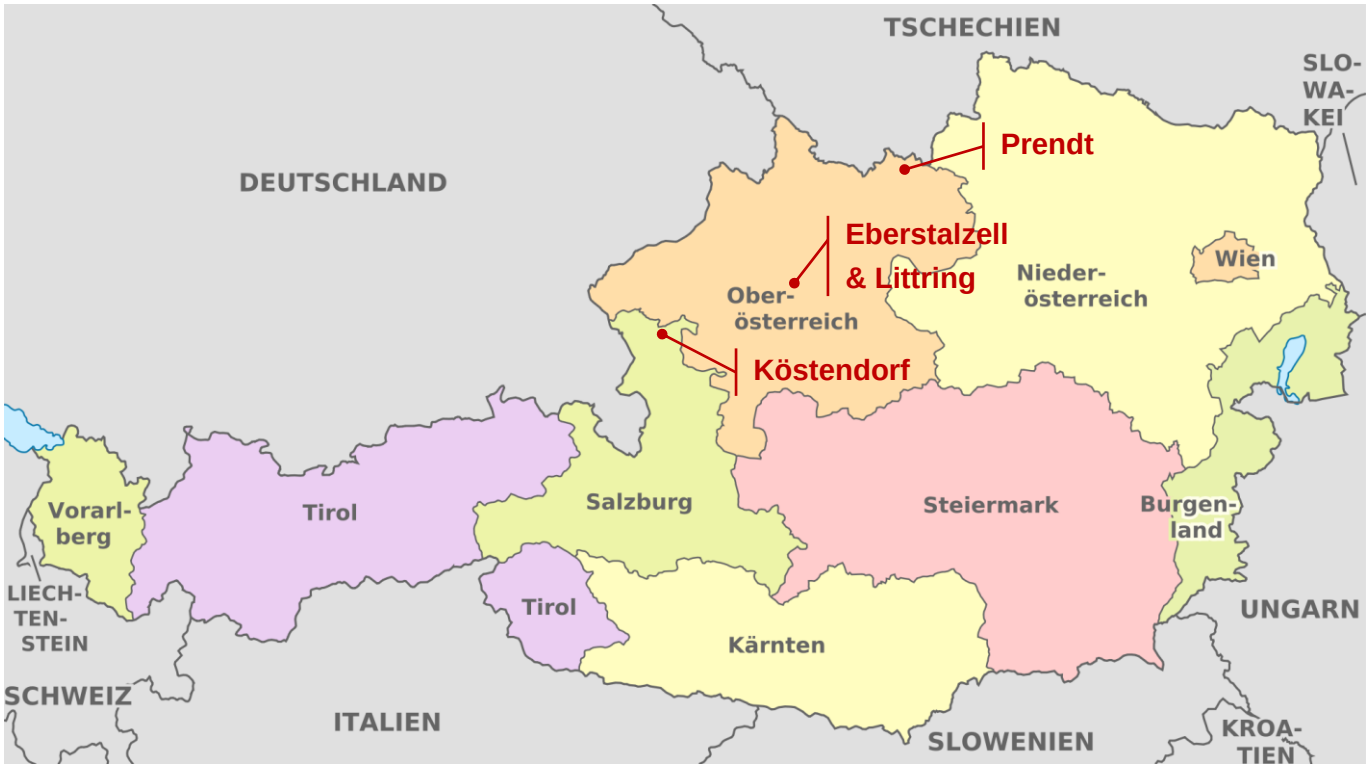


Abbildung 1: Lage der Feldtestgebiete in Österreich (Quelle: Wikipedia / TUBS)

3.1.1 Modellgemeinde Köstendorf

In der Modellgemeinde Köstendorf wurden mit der Unterstützung des Landes Salzburg 41 private PV-Anlagen mit speziell fernsteuerbarer Wechselrichterausstattung neu errichtet und 36 Elektroautos als steuerbare Lasten an die teilnehmenden Haushalte verteilt. In nachfolgenden Abbildungen ist der grundsätzlichen Aufbau der Modellgemeinde mit den verwendeten Komponenten und Kommunikationsverbindungen dargestellt.
Insgesamt sind im betroffenen Ortsnetz damit ca. 192 kWp an Photovoltaik installiert, wobei sich 2 bestehende Anlagen im Netz befinden, welche keine regelbaren Komponenten besitzen (siehe auch Abbildung 3). Die Anlagen verteilen sich dabei auf insgesamt 6 Niederspannungsstränge. Mit den 36 Elektroautos, welche eine maximale Gesamtlast von 133 kW haben, wurden intelligente Ladestationen mitgeliefert, die eine intelligente Ladung ermöglichen.

Abbildung 2: Prinzip der Modellgemeinde Köstendorf

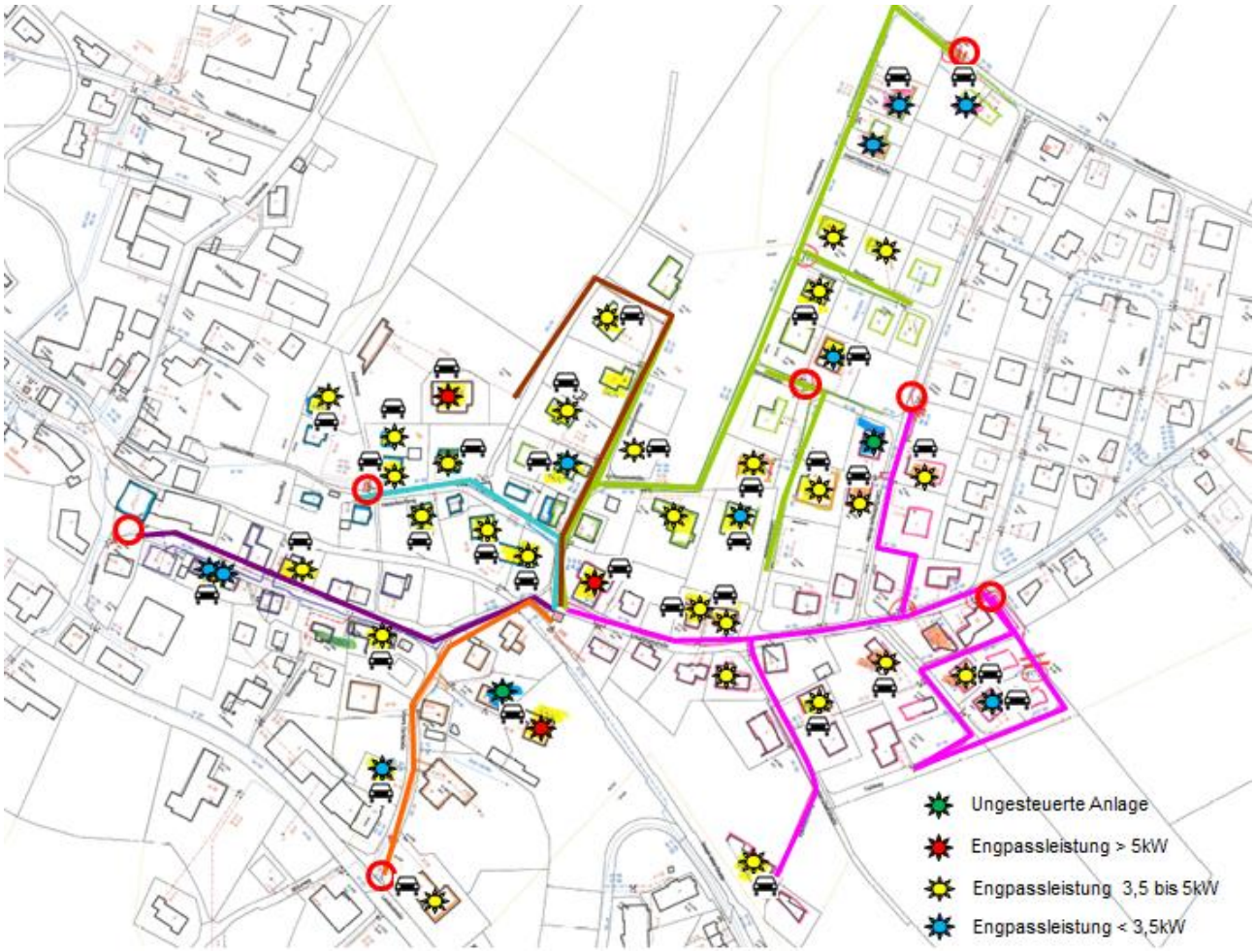


Abbildung 3: Anlagenverteilung

Aufgrund der einfacheren Wartbarkeit (Wartungsschnittstelle Datenlogger für Wechselrichter), der vorhandenen Technologie bei den Ladestationen (Ethernet) und der größeren Bandbreite bei der Datenübertragung und der daraus resultierenden Möglichkeit pro teilnehmendem Haushalt durchgehend mehr Messdaten zu erfassen, wurde die Anbindung aller Projektteilnehmer mit eigenen Breitbandanschluss durchgeführt. Ein Faktor, der diese Entscheidung beeinflusst hat, war die bereits bestehende Anbindung von 29 der teilnehmenden Haushalte. In diesen mussten die hausinternen Kommunikationsleitungen nur geringfügig angepasst und ein zweites Modem installiert werden.
Als zusätzliche Mess-, Kommunikations- und Regelungsschnittstelle wurde ein Building-Energy-Agent eingebaut, der die kommunikationstechnische Anbindung der Ladestationen und der Wechselrichter ermöglicht und gleichzeitig Zählerdaten und Erzeugungsdaten der Wechselrichter, sowie die Daten der Ladestation ausliest und zentral abspeichert. Abbildung 4 zeigt den grundsätzlichen Aufbau und die Verbindung der Komponenten im Feldtestgebiet.

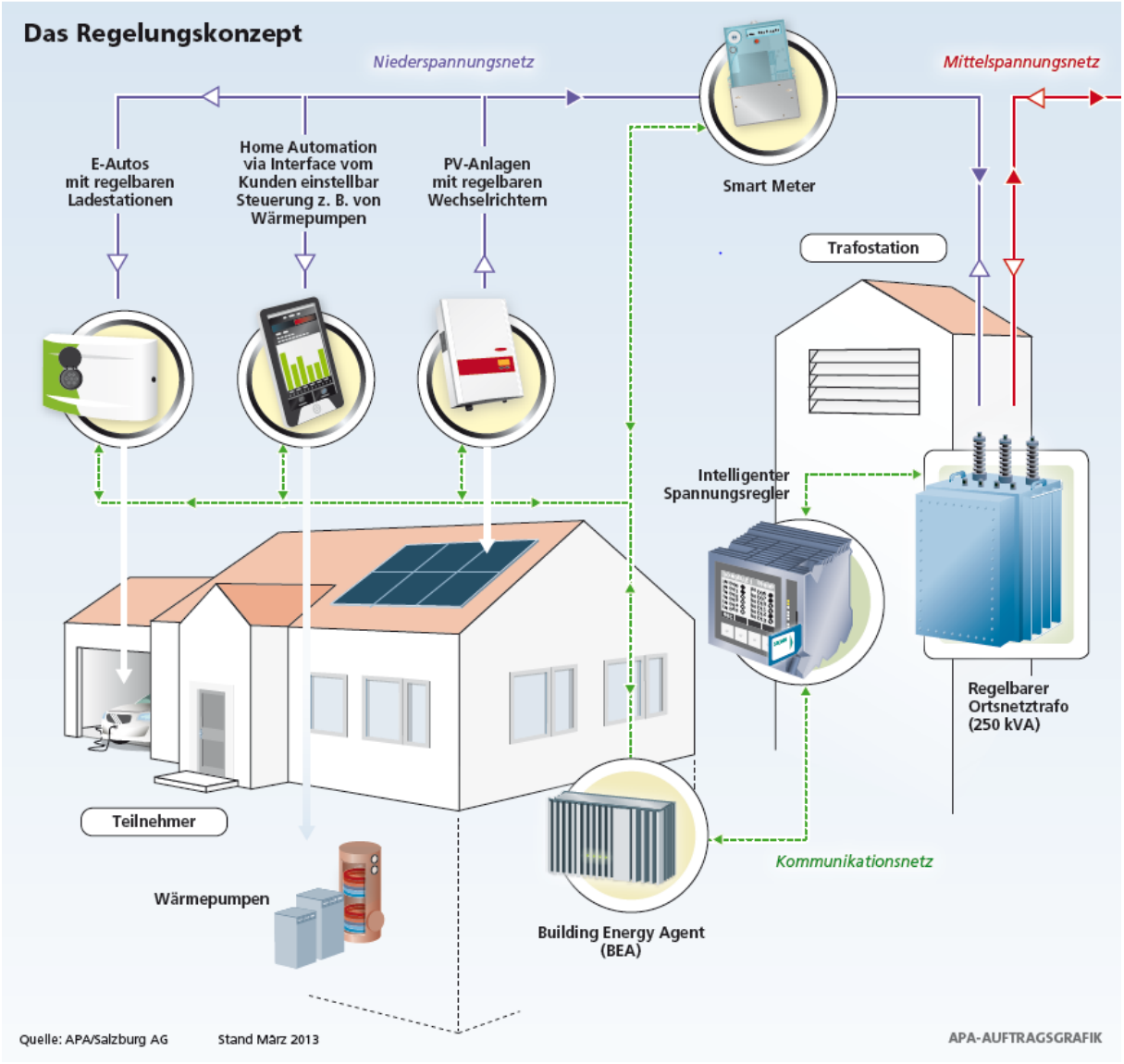


Abbildung 4: Gesamtaufbau Köstendorf

In der Trafostation Köstendorf (Versorgung des Feldtestgebietes) wurde ein 5-stufiger regelbarer Ortsnetztrafo mit 250 kVA eingebaut. Dieser Trafo sorgt im Projekt für eine optimale Ausgangsspannung auf der Niederspannungssammelschiene der Trafostation und ermöglicht damit eine Ausregelung des Netzes mit einem minimalen Eingriff in Kundenanwendungen (wie gesteuertes Laden und Einspeisen), jedoch nicht das Ausregeln von Spannungsunsymmetrie durch einphasige Einspeisung bzw. Last.
Bei dem in Köstendorf eingesetzten Modell ist jede der Stufen in der Lage, das Spannungsniveau um ca. 10 V in die gewünschte Richtung zu verschieben. Für die unterbrechungsfreie Umschaltung des Stufenschalters auf Niederspannungsseite sorgt dabei das in Abbildung 5 dargestellte Prinzip.

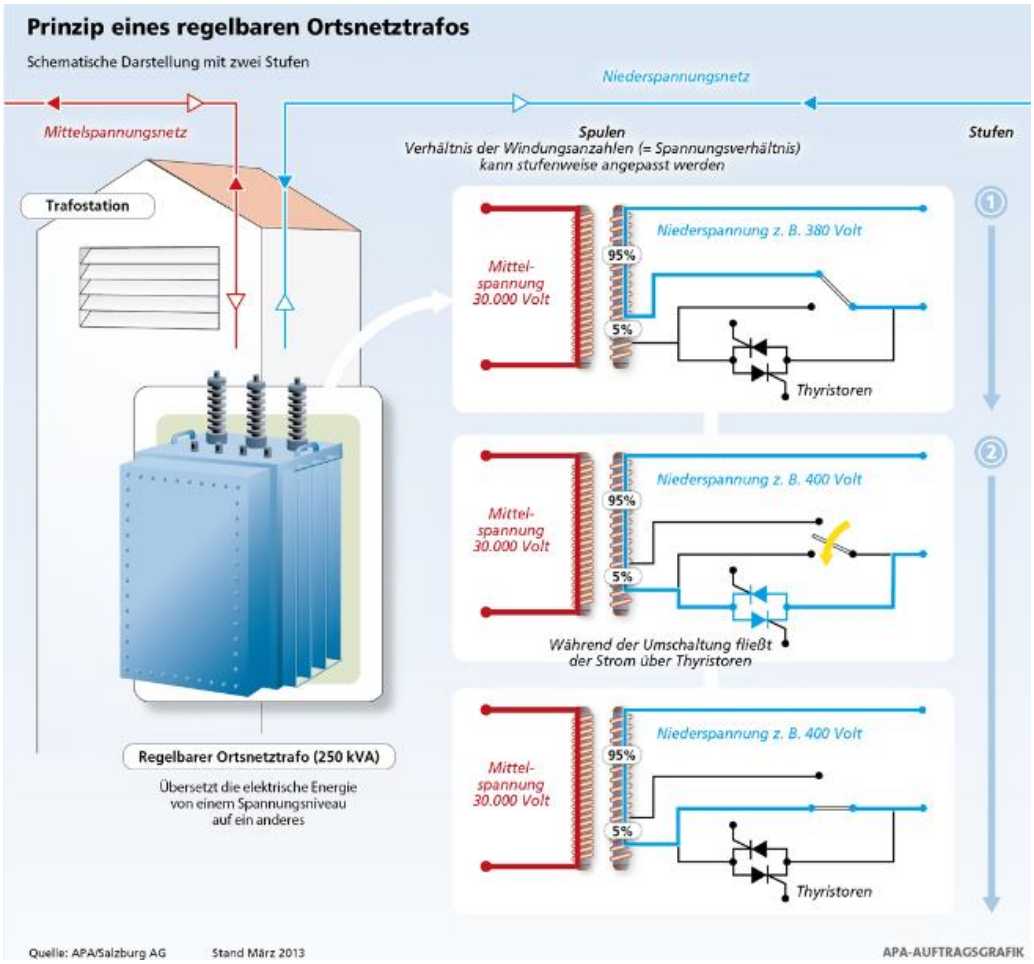


Abbildung 5: Prinzip des in Köstendorf eingesetzten regelbaren Ortsnetztrafos mit Stufenschalter an der Niederspannungsseite

Mit der intelligenten Ladestation für die Elektroautos soll erreicht werden, dass einerseits in Situationen eines lokalen Engpasses Lasten schnell abgeworfen werden können um Spannungsgrenzverletzungen zu vermeiden, andererseits sollen sie aber auch eine Integration von zusätzlichen Lasten in bestehende Netze ermöglichen, ohne dabei die Kunden in der Benutzung zu sehr einzuschränken.
Um den Kunden den Eingriff in ihr Ladeverhalten schmackhaft zu machen und auch um auszutesten, ob und wie sich der Kundenwunsch auf die intelligente Ladung auswirkt, wird ihnen die Möglichkeit gegeben, ihre Anforderungen mittels Verfügbarkeitsprofil anzugeben.

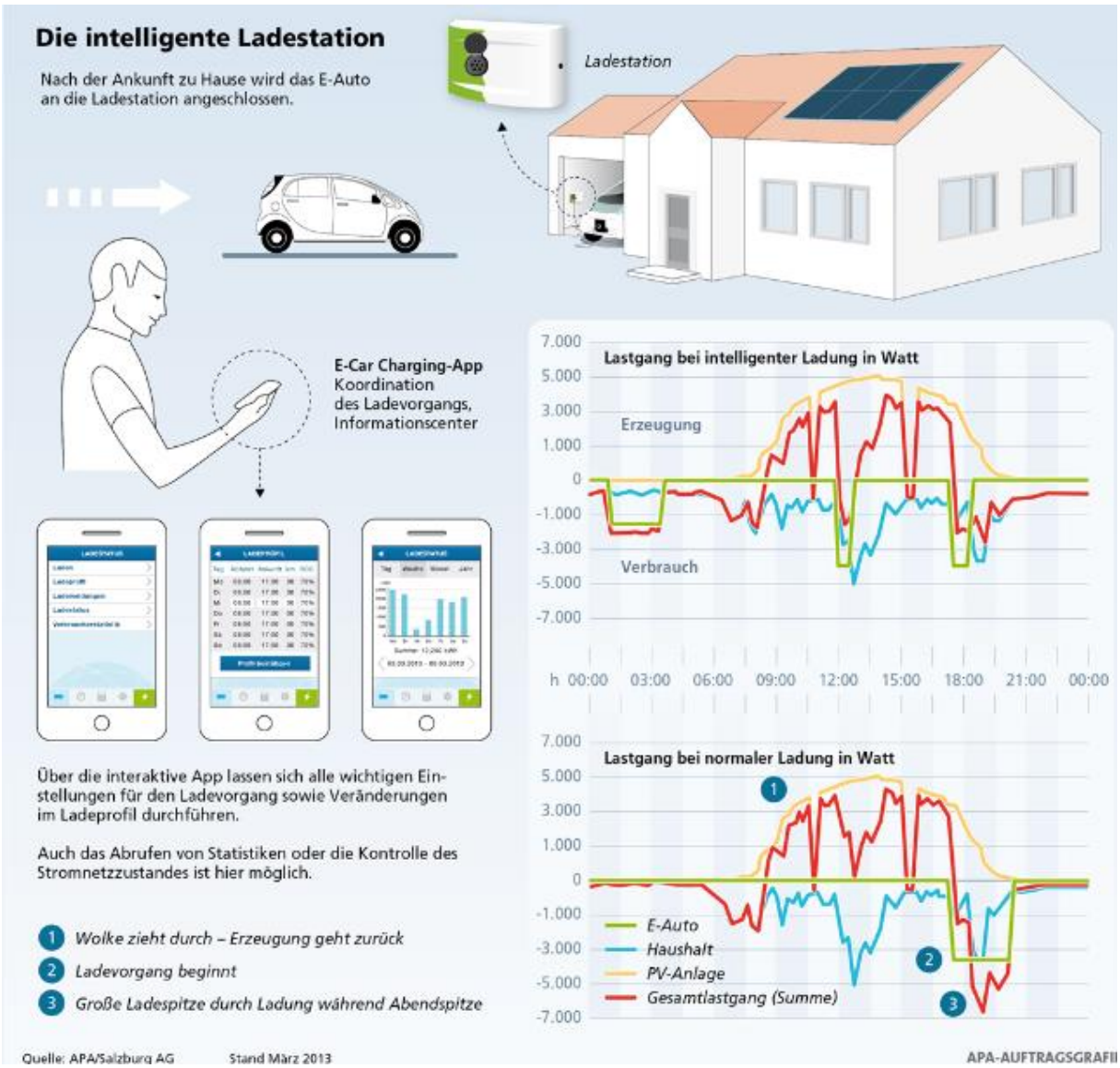


Abbildung 6: Vergleich von normaler und intelligenter Ladung

3.1.2 Demonstrationsnetzgebiete Eberstalzell & Littring

Für die Umsetzung der Demonstrationsnetze im Netzgebiet der Netz Oberösterreich GmbH wurde eine Gemeinde gesucht, in der sowohl ein Ortsnetz zur Versorgung eines Siedlungsgebietes mit relativ hoher Verbraucherdichte ebenso wie eines für Landwirtschaften mit langen Netzausläufern und geringer Verbraucherdichte als Testnetz betrieben werden konnte. Weitere wesentliche Auswahlkriterien waren, ausreichend Raum und Zugänglichkeit für Installation der Smart Grid Technologie, die gute Erreichbarkeit für die im Projekt involvierten Mitarbeiter der Netz Oberösterreich GmbH, aber auch für Besucher, das Interesse des Gemeinderates die Umsetzung zu unterstützen sowie eine Bekanntheit des Ortes zur Unterstützung der Öffentlichkeitsarbeit.

Der Fokus richtete sich daher auf den oberösterreichischen Zentralraum. Da Österreichs größtes Sonnenkraftwerk (1050 kWp), betrieben von der Energie AG Oberösterreich in Eberstalzell, 2010 an der Westautobahn installiert wurde (siehe Abbildung 8), folgte die Prüfung der Eignung der dortigen Ortsnetze, wobei sich das Netz, das den Ortskern der Gemeinde mit einigen Gewerbebetrieben, das Altersheim und Siedlungsgebiete versorgt, als sehr geeignet erwies (siehe Abbildung 7). Wenige Kilometer östlich vom Ortskern liegt ebenfalls im Gemeindegebiet von Eberstalzell der Ortsteil Littring (siehe Abbildung 9).

Abbildung 7: Blick auf den Ortskern Eberstalzell bei der Zufahrt

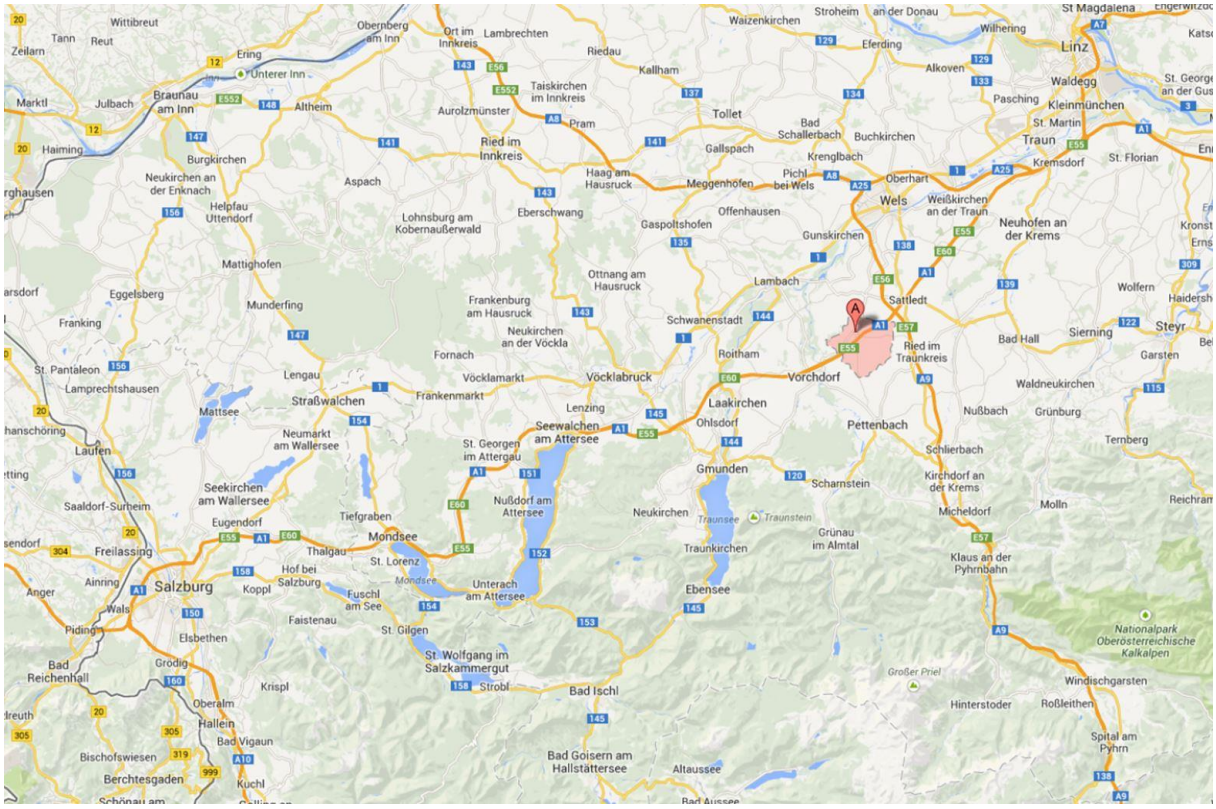


Abbildung 8: Lage der Gemeinde Eberstalzell (Quelle: Google Maps)

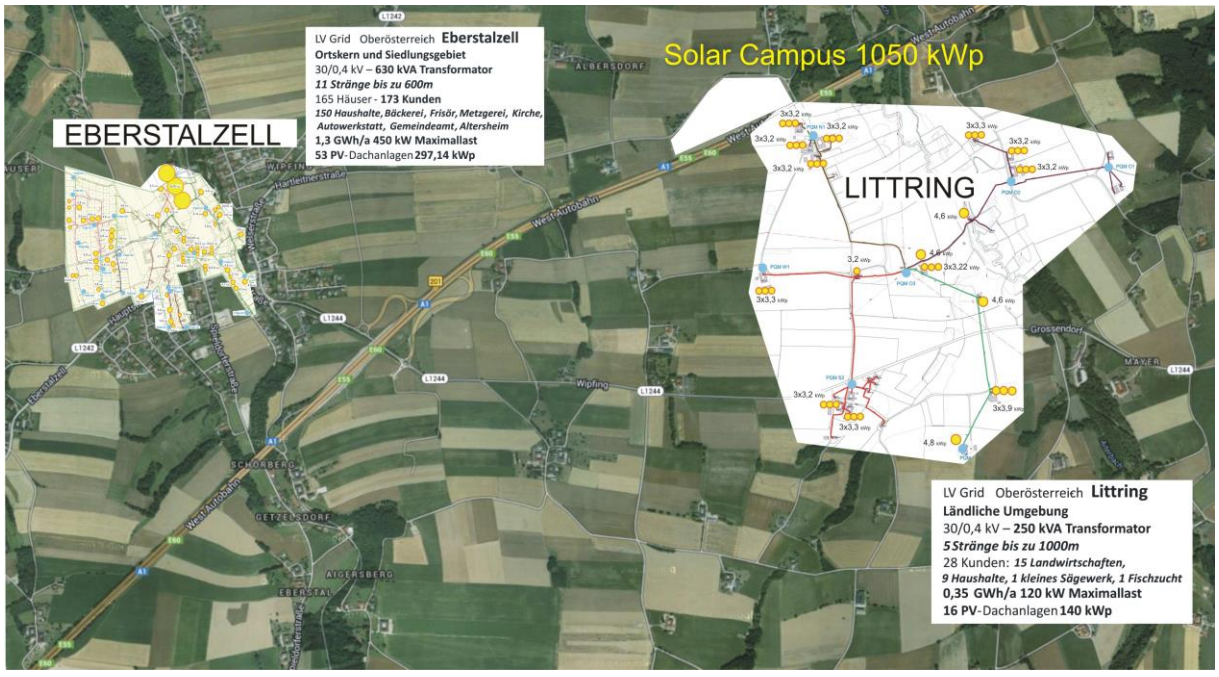


Abbildung 9: Lage der Demonstrationsnetze in Eberstalzell (Quelle: Google Maps)

Die Eckdaten zu den beiden Netzabschnitten im Gemeindegebiet Eberstalzell sind in Abbildung 10 und Abbildung 11 zu finden. Für das Projekt wurden mit einer Sonderförderung des Landes Oberösterreich

insgesamt 59 PV Dachanlagen mit speziell fernsteuerbarer Wechselrichterausstattung und einer Gesamtleistung von 437 kW errichtet.

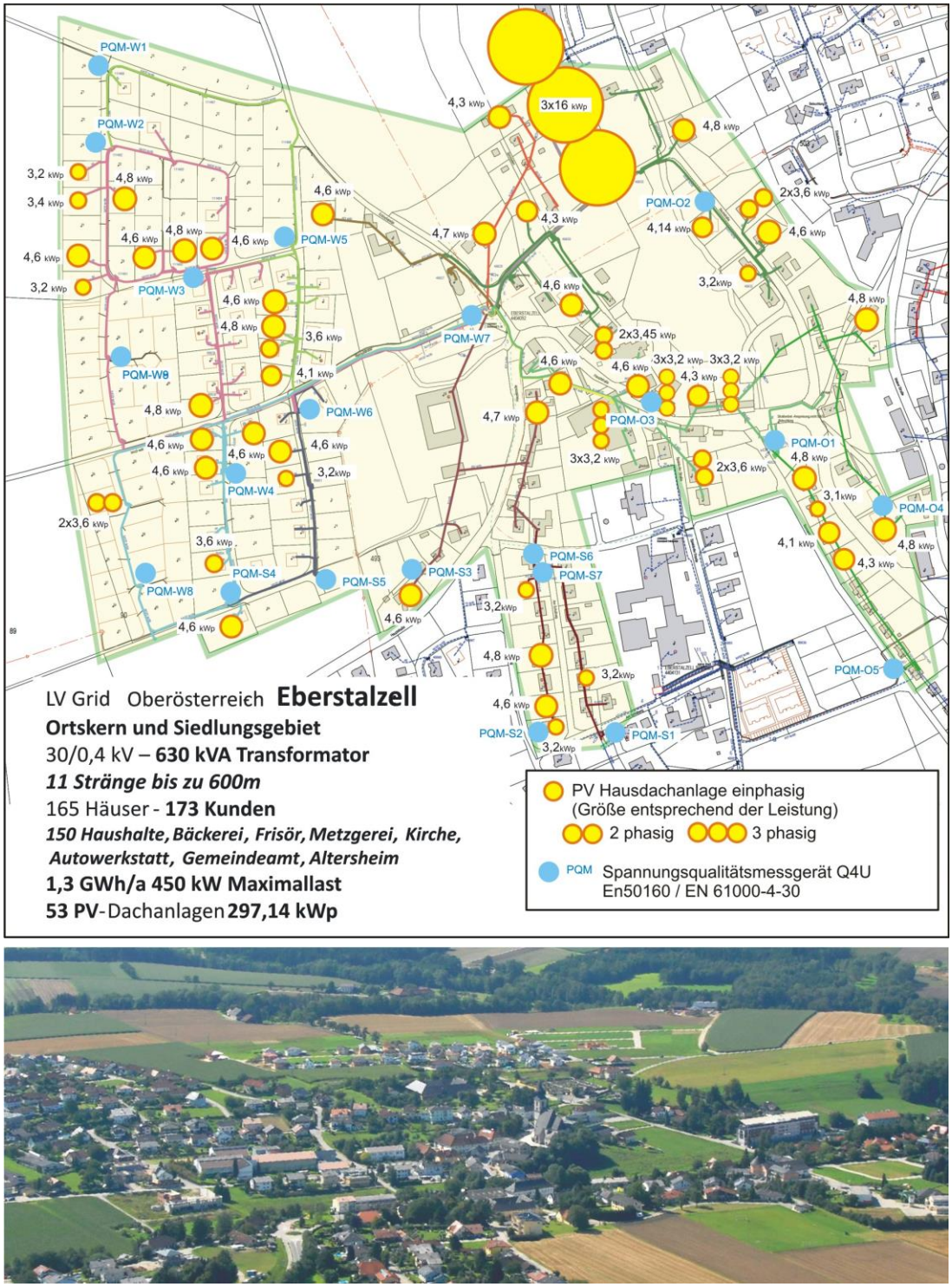


Abbildung 10: Ortsnetz Eberstalzell mit eingezeichneten PV-Anlagen und Spannungsqualität Messstellen.

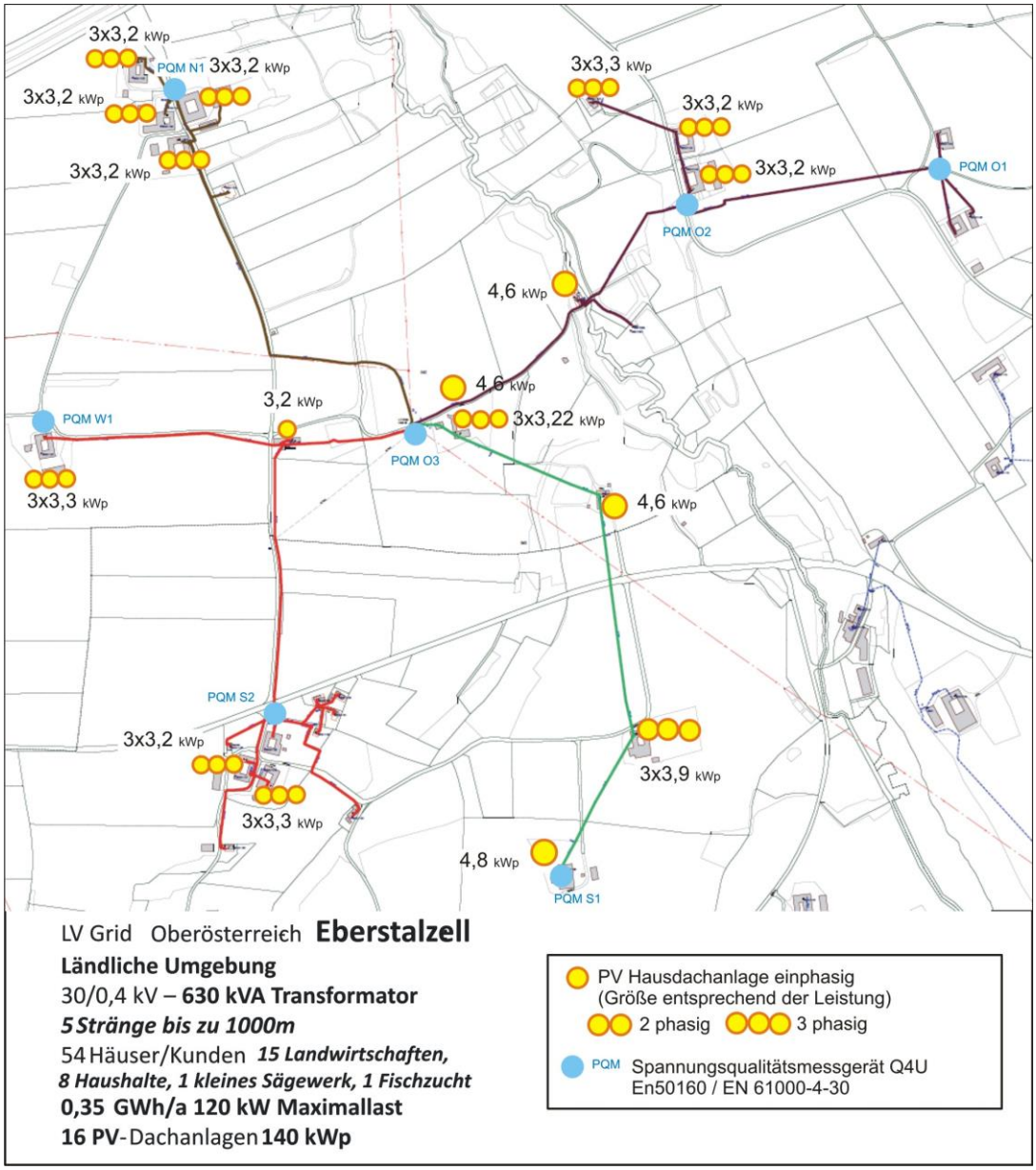


Abbildung 11: Ortsnetz Littring mit eingezeichneten PV-Anlagen und Spannungsqualität Messstellen.

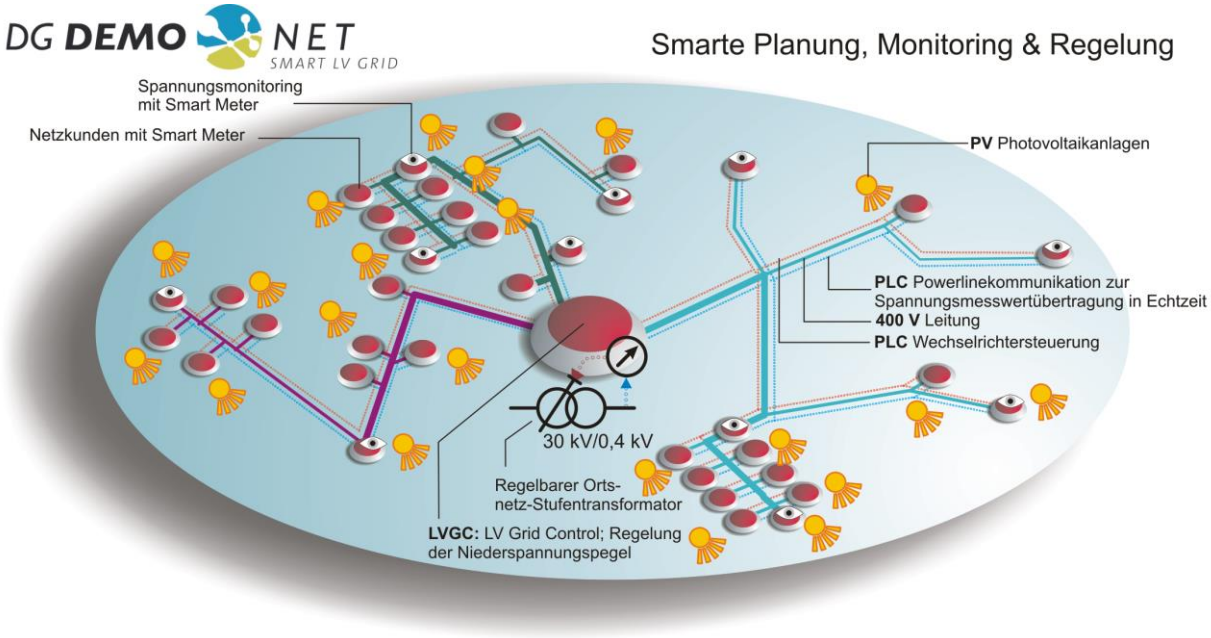


Abbildung 12: Prinzip der Spannungsregelung in den Ortsnetzen Eberstalzell und Littring

In Eberstalzell wurden zur systemunabhängigen Validierung der Regelungsfunktionen 21 und in Littring 7 Power Quality (PQ) - Monitoring-Messstellen installiert. In verkabelten Netzabschnitten wurde ein Schrank mit der Messtechnik und Schutzbeschaltung auf Kabelkästen aufgesetzt. In Bereichen mit Dachständeranschluss wurden mit Zustimmung der Kunden die Messschränke am Dachboden in den Häusern installiert. Abbildung 10 und Abbildung 11 zeigen die Verteilung der Messstellen. Bei allen Kunden beider Netze wurden Smart Meter (Siemens AMIS-Zähler) und an den Ortsnetzstationen Schränke mit dem Smart Metering Datenkonzentrator, dem Regler und Messgeräten installiert. Die bestehenden Ortsnetztransformatoren wurden durch regelbare Ortsnetztransformatoren (Siemens Fitformer) ersetzt.

Abbildung 13: Messstellen zur Erfassung Spannungsqualität

Abbildung 14: Regelbarer Ortsnetztransformator und Steuerschrank Eberstalzell

Abbildung 15: Regelbarer Ortsnetztransformator und Steuerschrank Littring

3.1.3 Demonstrationsnetzgebiet Prendt

Unmittelbar nach dem Projektstart wurde im Versorgungsgebiet der Linz Strom Netz GmbH mit der Auswahl geeigneter Feldtestregionen begonnen. Der Zielsetzung nach vermehrter Integration von PV-Anlagen durch probabilistische Planung folgend, wurden Netze gesucht, die bei konventioneller Planung nur eine geringe PV-Leistung aufnehmen können. Des Weiteren wurde bei Auswahl der Netze berücksichtigt ob es in der Vergangenheit bereits Anfragen zum Anschluss von PV-Anlagen gegeben hat, die nur eingeschränkt oder mit Aufwendungen zu realisieren gewesen wären. Aus diesem Prozess hatten sich 4 Netze herauskristallisiert, wobei die Bürgermeister der Gemeinden Waldburg und Windhaag b.F. besonders am Projektvorhaben interessiert waren. Die Entscheidung fiel daher auf zwei Netzabschnitte in den Ortschaften Harruck und Prendt (siehe Abbildung 16).

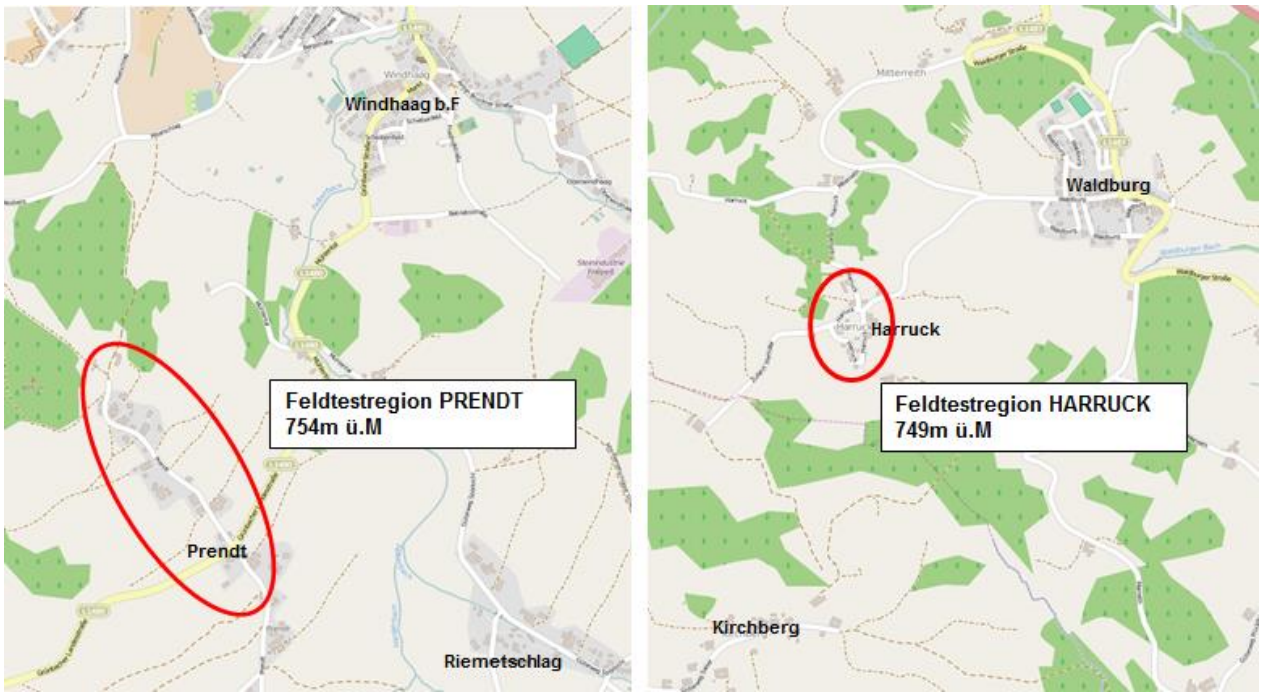
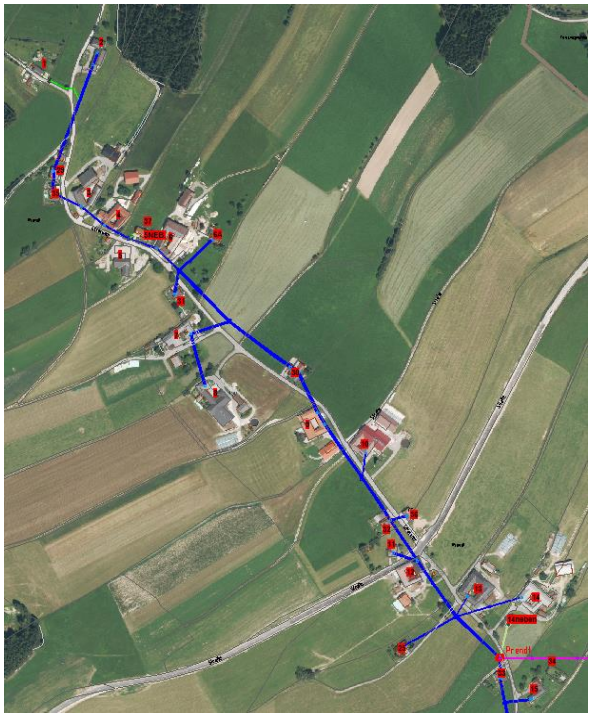
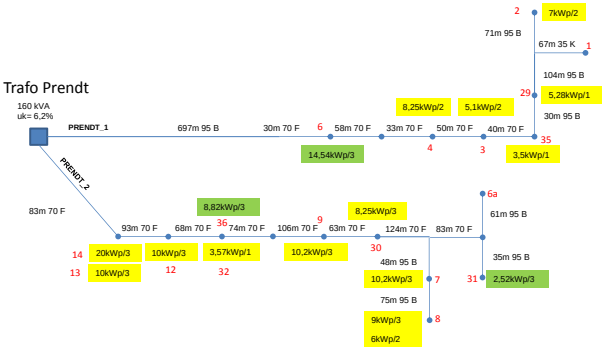


Abbildung 16: Feldtestregionen Prendt und Harruck (Quelle: OpenStreetMap)

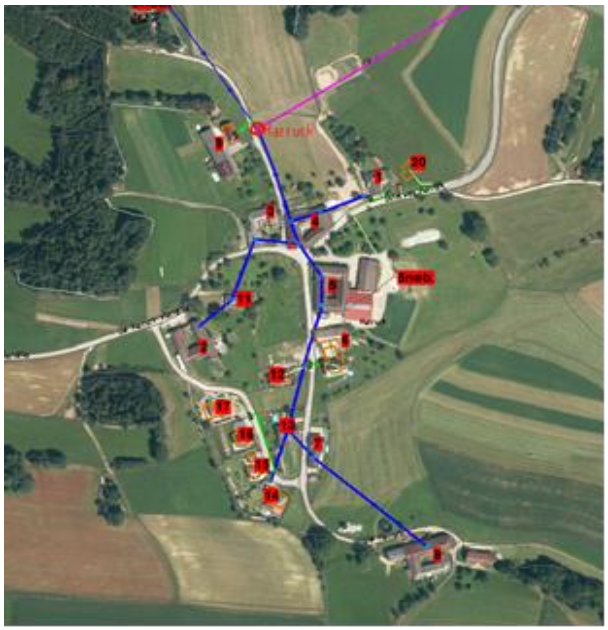
Bei einer Informationsveranstaltung in der Feldtestregion Prendt wurden bereits 14 Absichtserklärungen zur Teilnahme am Feldtest durch die Kunden unterschrieben. Im Februar 2012 konnten 13 Kooperationsverträge (ein Anlagenstandort war zu beschattet) mit einer installierten PV-Leistung von rund 116 kWp zwischen LINZ STROM NETZ GmbH und den Kunden abgeschlossen werden. In der Feldtestregion Harruck konnten zwei Kooperationsverträge mit einer installierten PV-Leistung von rund 25 kWp abgeschlossen werden. Weitere Details zu den beiden Netzabschnitten können aus Abbildung 17 und Abbildung 18 entnommen werden. Mit der Sonderförderung des Landes Oberösterreich konnten 116 kW zusätzliche Photovoltaikleistung mit speziell regelbarer Wechselrichterausstattung installiert werden.

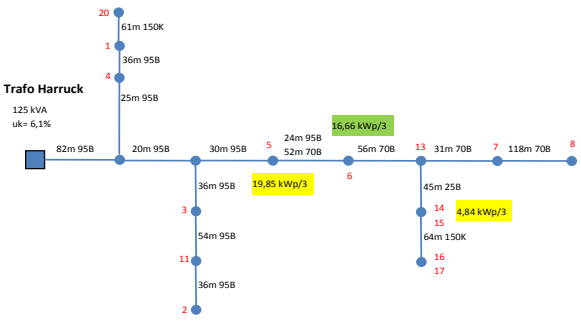




- Abzweig Prendt_1
  - 14,54 kWp Bestand
  - 29,13 kWp DG DemoNet
- Abzweig Prendt_2
  - 11,34 kWp Bestand
  - 87,22kWp DG DemoNet
- **142,23 kWp PV-Leistung (116,35 kWp DG DemoNet)**

Abbildung 17: Verteilernetz Prendt (gelb markiert -> neue PV Anlagen)





- Abzweig Harruck
  - 16,66 kWp Bestand
  - 24,69 kWp DG DemoNet
- **41,35 kWp PV-Leistung (24,69 kWp DG DemoNet)**

Abbildung 18: Verteilernetz Harruck (gelb markiert -> neue PV Anlagen)

3.1.4 Zusammenfassung: PV-Integration in Feldtestgebiete

Mit Ende 2012/Anfang 2013 wurde in allen drei Feldtestgebieten (vier Niederspannungsnetzen) die Installation einer kritischen Dichte PV-Anlagen mit projektspezifischer (regelbarer) Wechselrichterausstattung und Elektromobilität (in Köstendorf) abgeschlossen. Folgende Dichten an Photovoltaikanlagen bzw. an Elektromobilität konnten in den jeweiligen Feldtestgebieten installiert werden:

- **Use Case Probabilistische Netzplanung (Linz Strom Netz)**
  - Abzweig Prendt 1, 14,54 kWp existierende PV, 29,13 kWp neue PV Anlagen
  - Abzweig Prendt 2, 11,34 kWp existierende PV, 97,22 kWp neue PV Anlagen
  - 13 PV-Anlagen mit 142 kWp in den beiden Netzabschnitten

- **Use Case Intelligentes Monitoring und Regelung mit einer hohen Dichte an PV (Netz Oberösterreich GmbH)**
  - Eberstalzell
    - 30/0,4 kV – 630 kVA Transformator, regelbar mit +/-2 Stufen
    - *11 Abzweige bis zu 600m*
    - 165 Gebäude/Kunden - 173 Kunden - 1,3 GWh/a, 450 kW Maximallast
    - 60 PV-Anlagen mit einer Gesamtleistung von 330kWp
  - Littring
    - 30/0,4 kV – 250 kVA Transformator, regelbar mit +/-2 Stufen
    - *5 Abzweige bis zu 1 km*
    - 54 Gebäude/Kunden - 0,35 GWh/a, 120 kW Maximallast
    - 15 PV-Anlagen mit einer Gesamtleistung 140 kW

- **Use Case Intelligentes Monitoring und Regelung mit einer hohen Dichte an PV und E-Mobilität (Salzburg Netz GmbH)**
    - 30/0,4 kV – 250 kVA Transformator, regelbar mit +/-2 Stufen
    - *6 Abzweige bis zu 600 m*
    - ca. 90 Gebäude / 127 Kunden - 0,6 GWh/a, 210 kW Maximallast (ohne E-Mobilität und Zusatzgebiete)
    - 43 PV Anlagen mit einer Gesamtleistung von ca. 192 kWp davon 41 ins Projekt integriert (172 kWp)
    - 37 E-Fahrzeuge inklusive Ladeinfrastruktur

3.1.5 Sonderförderung der Bundesländer

Oberösterreich

Zur Erreichung der kritischen Dichte von PV-Anlagen in den Feldtestregionen der Netz Oberösterreich GmbH und der Linz Strom Netz GmbH wurde vom Land Oberösterreich eine Sonderförderprogramm in der Höhe von 1 Million Euro speziell für dieses Projekt aufgelegt. Kunden, die mit der Netz Oberösterreich GmbH beziehungsweise mit der Linz Strom Netz GmbH einen Kooperationsvertrag im Rahmen dieses Forschungsprojektes abgeschlossen haben, erhielten eine Investitionsförderung für die Neuerrichtung der PV-Anlage (PV-Module, Wechselrichter, Montage).

PV-Anlage 0- 10kWp 2.000€/kWp
PV-Anlage > 10kWp 1.100€/kWp
Maximal jedoch 60% der energierelevanten Investitionen.

Salzburg

In Salzburg wurde ähnlich wie in Oberösterreich eine Förderung seitens des Landes und der Salzburg Netz GmbH von 350.000 Euro ausgezahlt, um die gewünschte PV-Durchdringung im Projektgebiet zu erreichen und eine Kommunikationsanbindung und Datenübertragung zu ermöglichen. Gefördert wurde dabei bei Anlagen bis zu einer Maximalgröße von 6 kWp ein Betrag von maximal 2300 € für die Neuerrichtung der PV-Anlage (PV-Module, Wechselrichter, Montage). Der Gesamtbeitrag für die im Projekt notwendige Datenanbindung der Anlagen lag bei 25.000 €.

3.2 Regelungskonzepte und Integrationskonzepte

3.2.1 Funktionsweise der Regelungskonzepte

Das Konzept der intelligenten Regelung von zukünftigen Niederspannungsnetzen im Projekt DG DemoNet – Smart LV Grid umfasst insgesamt 5 aufeinander aufbauende Stufen (siehe Abbildung 19).

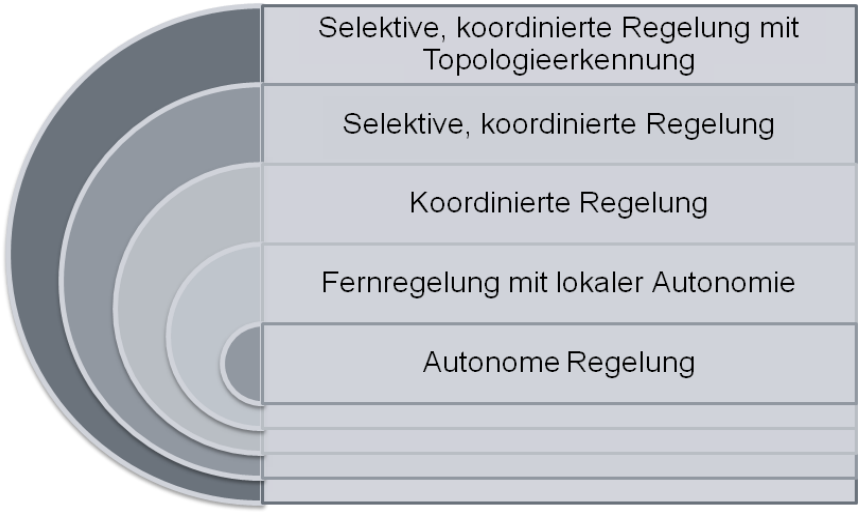
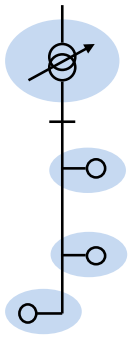


Abbildung 19: Smart LV Grid Regelkonzept in 5 Stufen

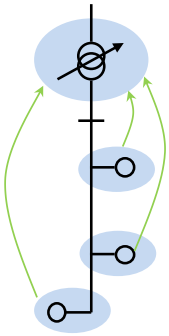
Je höher die Stufe, umso mehr Informationen aus dem Netz sind erforderlich, bzw. umso komplexer ist die Regelung. Die erste Stufe ist eine „schnelle“ Regelung im eigentlichen Sinne. Aufgrund von entsprechenden Messwerten werden die lokalen Grenzen mittels lokal-autonomer Regelungen eingehalten. Ab Stufe zwei verändert sich die Regelung hin zu einer Optimierung, nach der Prämisse: „*Stehen weitere Informationen aus dem Netz zur Verfügung und sind die Grenzen im erlaubten Bereich, so werden weitere Ziele verfolgt*.“ Innerhalb der erlaubten Grenzen sollen dann je nach Zielfunktion die optimalen Betriebszustände gefunden werden. Abgesehen von dieser Anwendung ermöglicht die koordinierte Regelung bzw. Optimierung die Wirksamkeit zu erhöhen. Hat die lokale Regelung bei manchen Wechselrichtern ihre Grenzen erreicht, z.B. am Ende eines Stranges, so kann die koordinierte Regelung die Wechselrichter am Stranganfang dazu bringen die kritischen zu unterstützen.
Im Zuge des Projektverlaufs wurden die ersten vier Stufen realisiert (siehe nachfolgende Beschreibungen und Abbildungen). Die fünfte Stufe mit Topologie-Erkennung wurde nicht realisiert, da basierend auf den Projekterfahrungen bei der Analyse der ersten Stufen angenommen wird, dass die für diese Stufe erhöhte Komplexität nicht im Verhältnis zu den erzielbaren Spannungsbandgewinnen bzw. Zuwächsen der Aufnahmekapazität von Niederspannungsnetzen steht.

Stufe 1: Autonome Regelung



- Es erfolgt eine autonome Regelung der einzelnen Komponenten
  - PV – Wechselrichter
  - Ladestation
  - Regelbarer Ortsnetztransformator
- Keine Kommunikation zwischen den Komponenten

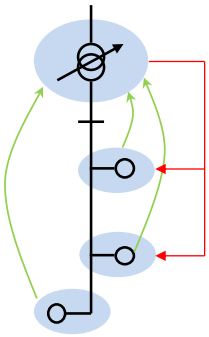
Stufe 2: Fernregelung mit lokaler Autonomie

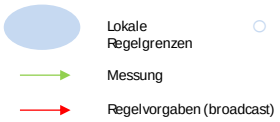


- Verbesserung der Stufe 1 durch Beeinflussung des regelbaren Ortsnetztransformators in Abhängigkeit von Messwerten aus dem Netz (verteilte Messung)
- Festlegung relevanter Messpunkte
  - Engineering
  - Adaptiv
- Unidirektionale Kommunikation zwischen iONS und Smart Metern

iONS...intelligente Ortsnetzstation

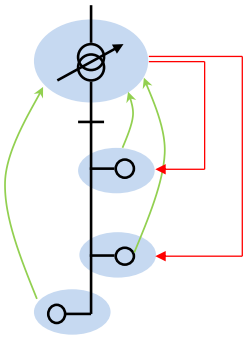
Stufe 3: Koordinierte Regelung

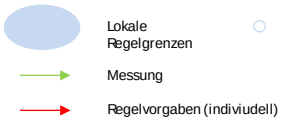




- Verbesserung der Stufe 2 durch Broadcast-Vorgabe der internen Regelkennlinien **aller** PV – Wechselrichter
- Unterstützung des regelbaren Ortnetztransformators bei Spannungshaltung
  - Übergeordnete Ziele verfolgbar
  - Höhere Verluste
- Verringerung der Spreizung
- Bidirektionale Kommunikation zwischen iONS, PV-Wechselrichtern und Smart Metern

Stufe 4: Selektive, koordinierte Regelung





- Verbesserung der Stufe 3 durch individuelle Vorgabe der internen Regelkennlinien **ausgewählter** PV – Wechselrichter
- Zuordnung von Messstellen zu Gruppen von PV-Umrichtern
- Strangspezifische Beeinflussung der Spreizung
- Übergeordnete Ziele verfolgbar
  - Wirkleistungsmaximierung
  - Verlustleistungsminimierung
- Bidirektionale Kommunikation wie bei Stufe 3

3.2.2 Aktive Komponenten im Netz

Die oben beschriebenen Konzepte setzen regelbare Akteure bzw. Komponenten im Netz voraus. Teilweise ist eine Kommunikationsanbindung erforderlich, teilweise können die Komponenten auch autonom agieren. Im Folgenden werden die verwendeten Funktionalitäten der jeweiligen Komponenten beschrieben.

3.2.2.1 Regelbare PV-Wechselrichter

In allen Feldtestgebieten und Use-Cases wurden PV-Wechselrichter mit Wirk- und Blindleistungs-Regelungsfunktionalität verwendet, wobei vorrangig die P(U)- und die Q(U)-Regelung [2] (Abbildung 20)

genutzt wurde. Im Use Case der probabilistischen Planungsmethode wurde auch die cosPhi(P)-Regelung [2] eingesetzt.
Die Q(U)-Regelung versucht bei Auftreten hoher Spannungswerte diese durch Blindleistungsbezug abzusenken, während sie in Zeiten niedriger Spannungswerte durch Blindleistungseinspeisung die Netzspannung anzuheben versucht. Dies setzt ein induktives Verhalten des Netzes voraus, wie es in ländlichen Verteilnetzen meistens gegeben ist.

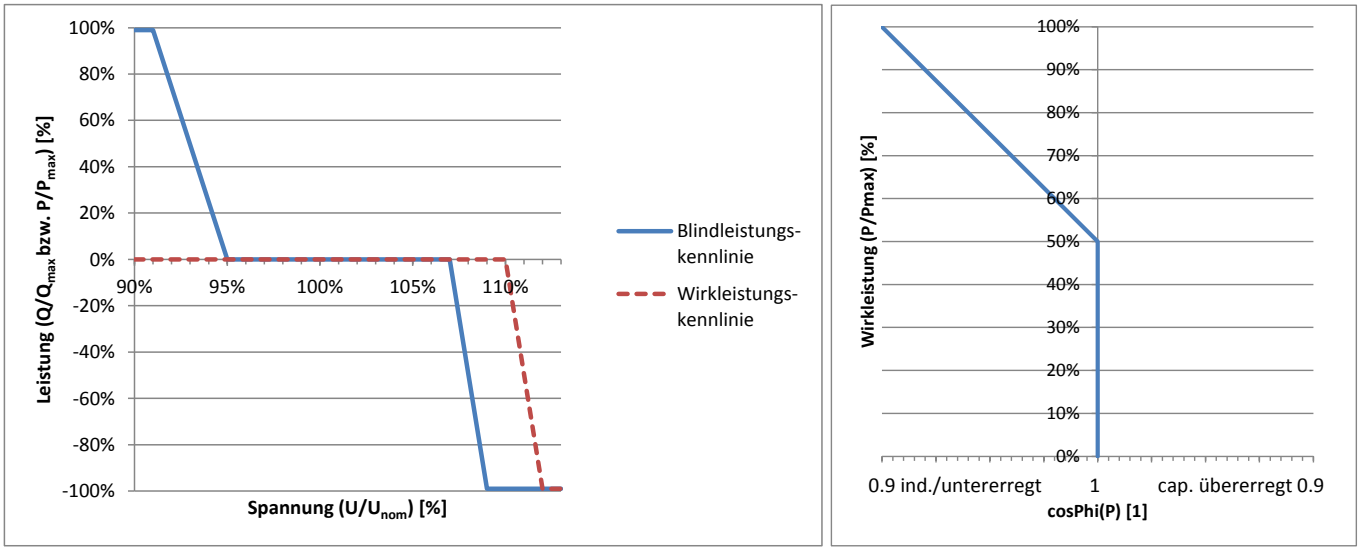


Abbildung 20: Typische Parametrierung einer Q(U) und P(U)-Kennlinie (links) und einer cosPhi(P)-Kennlinie (rechts)

Die lokal-autonome Regelungsfunktionen der Wechselrichter (Regelungen der Wirk- und Blindleistung) wurden aus dem Projekt morePV2grid (2010-2013) [2] übernommen, weiterentwickelt und um die Möglichkeit einer Fernkonfiguration von Regelungsparametern erweitert. Demnach war es den im Projekt verbauten Wechselrichtern möglich, während des Betriebes ohne Neustart des Geräts die Blindleistungs-Kennlinien-Stützpunkte anzupassen. Dies wurde im Projekt beim Einsatz der Regelungsstufe 3 genutzt, welche das Deadband der Q(U)-Regelung schrittweise verkleinerte bis es gegen Null ging, da die Stützpunkte der Deadband-Begrenzung auf einen Punkt zusammenfielen (Abbildung 21). Die Anbindung dieser Wechselrichter ist in Kapitel 3.2.2 beschrieben.

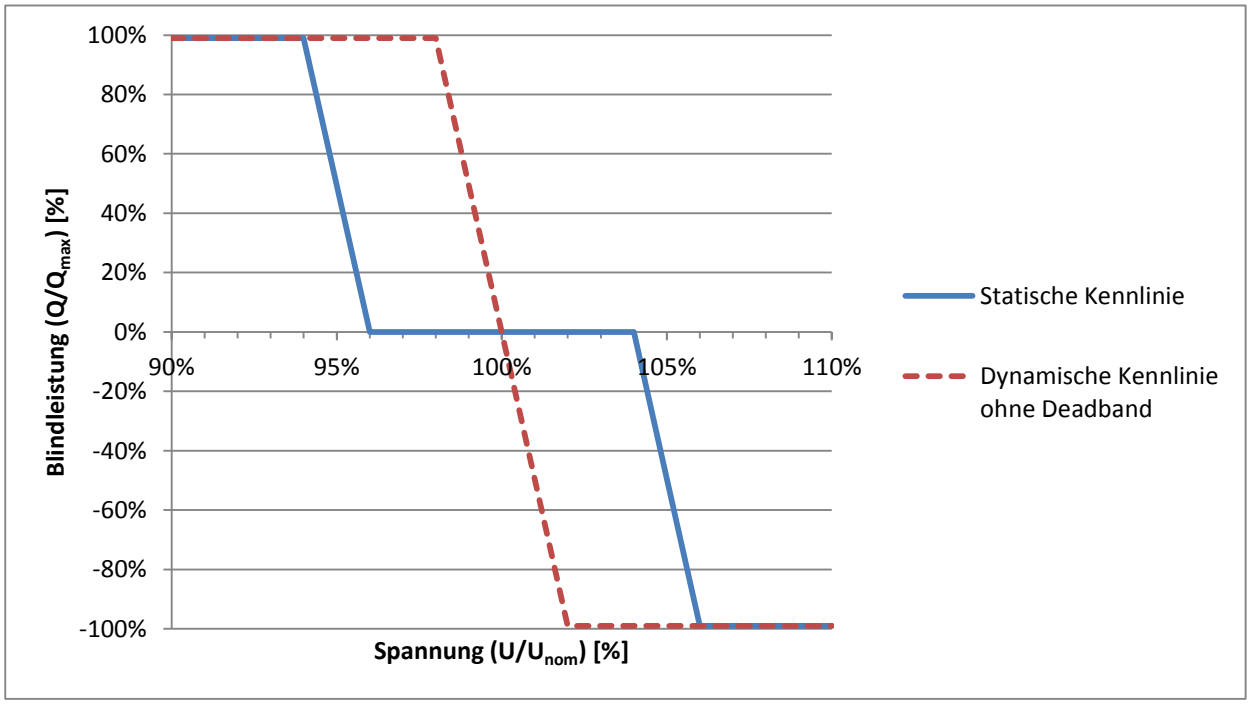


Abbildung 21: Statische und dynamische Kennlinien, wie sie von Regelungs-Stufe 3 eingesetzt wurden

Während zum Zeitpunkt der Erstellung des vorliegenden Berichts spannungsabhängige Regelungsfunktionen und Fernsteuermöglichkeiten bereits Stand der PV-Wechselrichtertechnik sind, ist deren Anwendung in der Niederspannung bislang eher gering verbreitet. Dabei kommen lokal-autonome Blindleistungsregelungen wie etwa Q(U) – bei entsprechender Berücksichtigung durch Netzplanung/-betrieb – zunehmend häufig zum Einsatz, koordinierte Regelungen (mit Fernsteuerung) werden dagegen u.a. mangels effizienter und interoperabler Kommunikationsinfrastruktur bisher kaum angewendet.

3.2.2.2 Regelbarer Ortsnetztransformator (rONT)

Zum Zeitpunkt des Projektstartes waren regelbare Ortsnetztransformatoren (rONTs) noch Gegenstand der Forschung und Entwicklung der Technologieanbieter. Im Laufe des Projekts wurden diese allerdings zur Serienreife entwickelt und als Produkt angeboten. Der Last-Schalter kann dabei sowohl auf der Niederspannungsseite sitzen (wie in 3.1.1 beschrieben), oder auf der Mittelspannungsseite. Zum Zeitpunkt der Berichtslegung gehören rONTs mit +/-4 Stufen (9 Stufen) bereits zum Standard.

3.2.2.3 Möglichkeiten der Steuerung regelbarer Lasten (EV)

Ähnlich wie die P(U)-Regelung beim Wechselrichter funktioniert auch die Regelung der Ladestationen. Den Ladestationen können spannungsabhängige Kurven vorgegeben werden, die bei Bedarf zu einer kontrollierten Ladeunterbrechung führen. Im Projekt wurden zwei verschiedene Ladearten eingesetzt:

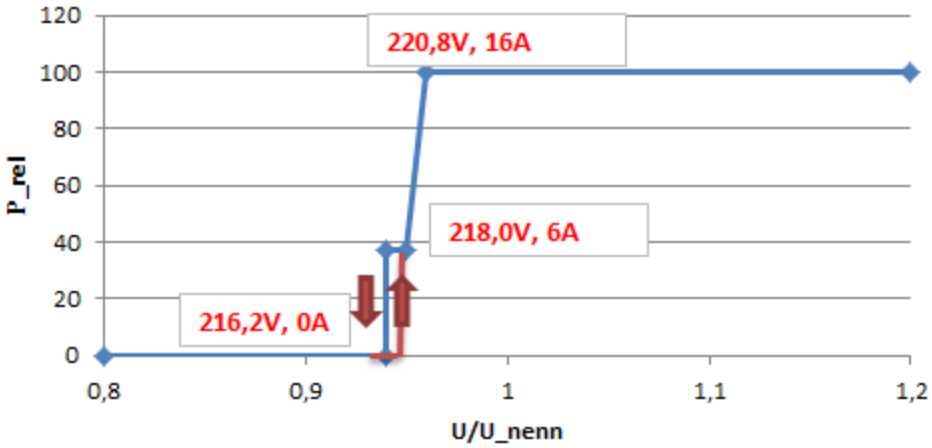


Abbildung 22: P(U) Kennlinie mit dem E-Automodel Mitsubishi i-MiEV

Der in den Feldtestgebieten eingesetzte Mitsubishi i-Miev kann mit verschiedenen Ladestromgrößen geladen werden. Dadurch kann er über die Ladestation sehr netzfreundlich in bestehende Niederspannungsnetze integriert werden. Bei auftretenden niedrigen Spannungswerten wird durch die eingestellte Kennlinie einfach den Ladestrom reduziert und dadurch eine Entlastung des Netzes erreicht.

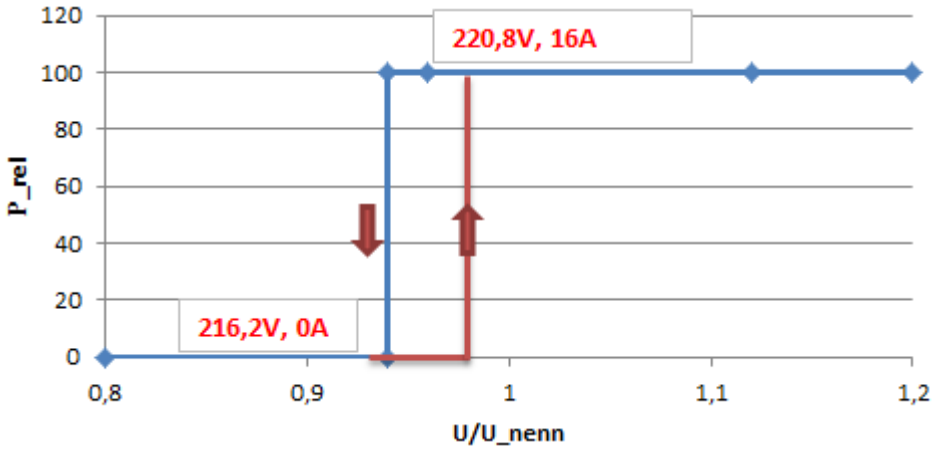


Abbildung 23: P(U) Kennlinie mit dem E-Automodel Think City

Der im Feldtest ebenfalls eingesetzte Think City bietet keine Möglichkeit den Ladestrom stufenweise zu regeln, sondern unterstützt nur ein Ein- bzw. Ausschalten des Ladevorganges.

3.2.2.4 Strangregler

Ein Niederspannungs-Strangregler regelt die Netzspannungen im Verlauf eines Niederspannungsabzweigs. Dies wird mit in die Leitung geschalteten Spulen realisiert, über welche bei Regelungsbedarf eine Spannung eingekoppelt wird. Im Feldtestgebiet Ebertalzell wurde der Strangregler LVRSys der Firma a-Eberle eingesetzt, welcher phasenunabhängig +/-6% in Stufen zu je 1,5% ausregeln kann. Dieser war zu Projektbeginn auch noch in Entwicklung und wurde während der Projektlaufzeit als Produkt auf den Markt gebracht.

3.2.3 Einbettung in die existierende Smart-Metering-Infrastruktur

Im Projekt DG DemoNet – Smart LV Grid werden aus der Sicht des Netzbetriebs aktive Einzelkomponenten mittels technisch geeigneter Kommunikationsschnittstellen zu einem optimierbaren Gesamtsystem vernetzt. In diesem Zusammenhang stellen etwa verteilte Erzeugungseinheiten oder steuerbare Verbraucher einzelne Komponenten dar. Die Optimierung des Gesamtsystems erfolgt durch definierte Regelungskonzepte. Zu deren Umsetzung bedarf es einerseits einer Weiterentwicklung von netzdienlichen Funktionalitäten der Einzelkomponenten sowie geeigneter Kommunikationsschnittstellen.
Die Struktur in Abbildung 24 beschreibt im Wesentlichen den hardwaretechnischen Aufbau der Niederspannungsnetzregelung (Low Voltage Grid Control - LVGC) inklusive der eingesetzten Kommunikationsprotokolle. Die einzelnen Module arbeiten über definierte Schnittstellen zusammen. Ein Ziel des modularen Aufbaus ist es natürlich auch, dass unterschiedliche Module von den verschiedenen Industrie-Partnern implementiert werden können.

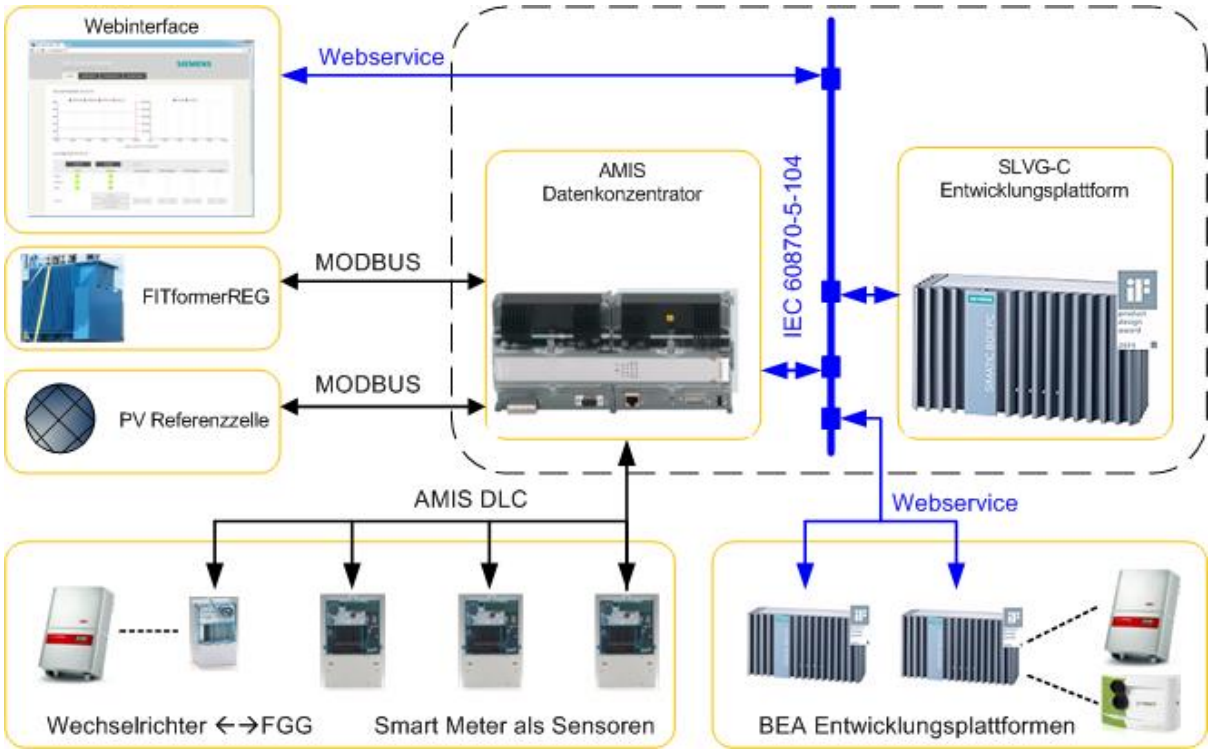


Abbildung 24: Hardwarekomponenten des LVGC

Im LVGC ist die gesamte Automatisierung bestehend aus dem Datenkonzentrator des Siemens Automated Metering and Information System (AMIS), einem Industrie-PC („Smart Low Voltage Grid Controller“ SLVG-C), sämtlichen I/O-Modulen und daran angeschlossenen Komponenten (Up/down, Lampen, usw.), Netzteilen und Switch aufgebaut. Die Automatisierungskomponente (AMIS Datenkonzentrator) hat die Aufgabe der Systemkonfiguration und der Datenkommunikation nach außen mit entsprechenden I/O Schnittstellen. Weitere Aufgaben sind das Grid-Monitoring durchzuführen bzw. die Informationen für den Industrie-PC in einem definierten Protokoll zur Verfügung zu stellen. Auf dem Industrie-PC wird im Zuge des Projekts der Großteil der Softwarefunktionalität des LVGC implementiert, so auch die Regelungsalgorithmen, welche in Kapitel 3.2.1 beschrieben wurden.

Die mit speziell fernsteuerbaren Wechselrichtern ausgestatteten PV-Anlagen wurden in den Feldtestgebieten mittels Modbus angebunden (Abbildung 25). Die Anbindung erfolgt je nach Testgebiet entweder an ein Endgerät der Smart-Metering-Infrastruktur (AMIS Fremdgerätegateway (FGG)) oder an einen Building Energy Agent (BEA). Die einheitlich verwendete Protokollspezifikation stellte eine auf die Projektbedürfnisse zugeschnittene Erweiterung der einschlägigen Spezifikationen der SunSpec Alliance dar (siehe http://sunspec.org/). In der Zwischenzeit wurden die Definitionen der SunSpec Alliance – nicht zuletzt durch Feedback aus dem Projekt – derart weiterentwickelt, dass die im Projekt verwendeten Regelungsfunktionen (v.a. die Rekonfiguration von Betriebsparametern der Wirk- und Blindleistung) nunmehr in der frei verfügbaren Standardspezifikation abgebildet sind.

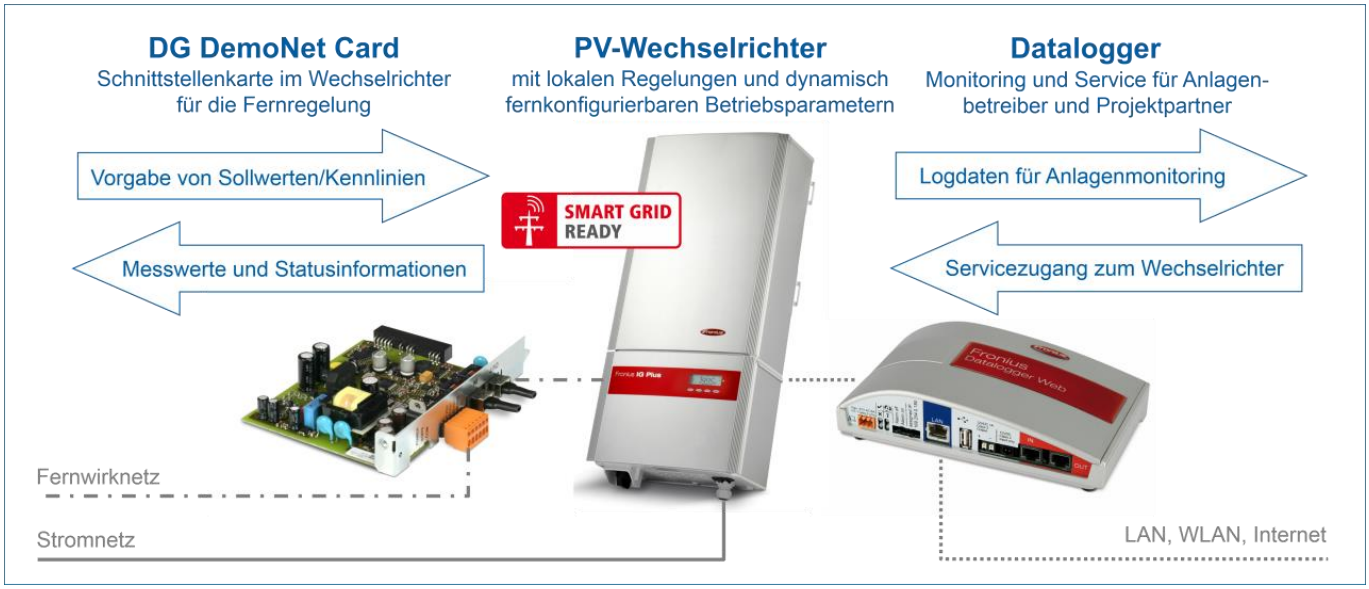


Abbildung 25: Hardware-Komponenten und Kommunikationstechnisches Schema der PV-Wechselrichter

3.2.4 Koordinierung der einzelnen Stufen im Betrieb

Alle entwickelten Regelungsstufen laufen parallel und eine übergeordnete Instanz (Supervisor) entscheidet welche Stufe (nur lokal oder bereits mit Messwerten) aktiv ist (siehe Abbildung 26). Immer wenn ein Übergang notwendig ist, wird dieser von der Entscheidungsinstanz gesteuert.

In der Pre-Start-Sequenz wird der Regler auf die Übernahme der Regelung vorbereitet. Auch hier können bereits die Stufen arbeiten, deren Outputs werden jedoch erst freigeschaltet, wenn definierte Zustände erreicht sind (z.B. alle Speicher für Mittelwertbildungen und Messwertfortschreibung mit Werten gefüllt sind).

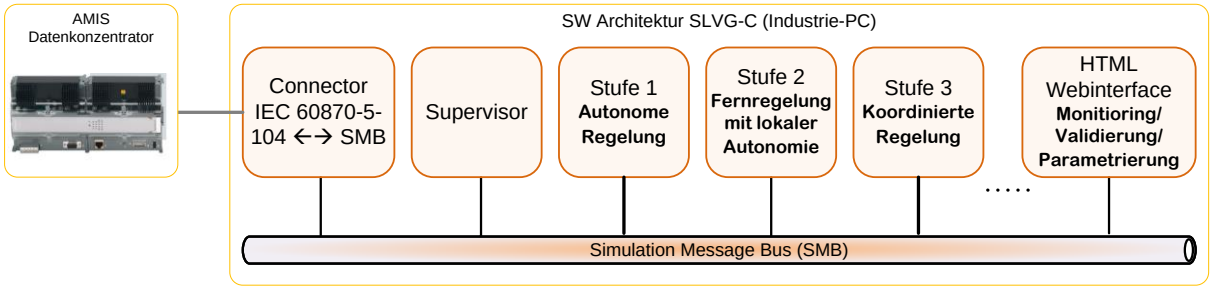


Abbildung 26: Schema eines möglichen Zusammenwirkens der einzelnen Stufen in der gesamten Regelung

Abbildung 26 zeigt die Software-Architektur des SLVG-C. Auf der Entwicklungsplattform wird die interne Kommunikation über einen Simulation Message Bus (SMB) abgewickelt. Der SMB wird ident in der ebenfalls im Projekt entwickelten Co-Simulation eingesetzt, wodurch sehr effiziente Entwicklungszyklen ermöglicht wurden. Das bedeutet, dass der Source Code eines Algorithmus, der in der Co-Simulation getestet wurde, ohne weiteren Adaptierungsbedarf auf das Zielsystem übertragen werden kann.
An den SMB angeschlossen sind ein „104“-Stack (IEC 60870-5-104) zur Kommunikation mit dem Datenkonzentrator, ein Webinterface und der Supervisor. Aufgabe des letzteren ist die Auswahl der „höchsten“ aktiven Regelungsstufe. Von dieser Regelstufe werden entsprechende Stellbefehle an die Aktoren durchgestellt. Die Messdaten aus dem Feld stehen allen Regelstufen über den SMB ständig zur Verfügung (hot standby der „niedrigeren“ Stufen).
Eine wesentliche Erweiterung stellt das eigens für dieses Projekt entwickelte Webinterface dar, welches flexibel umfangreiche Informationen darstellen kann (siehe Abbildung 27).

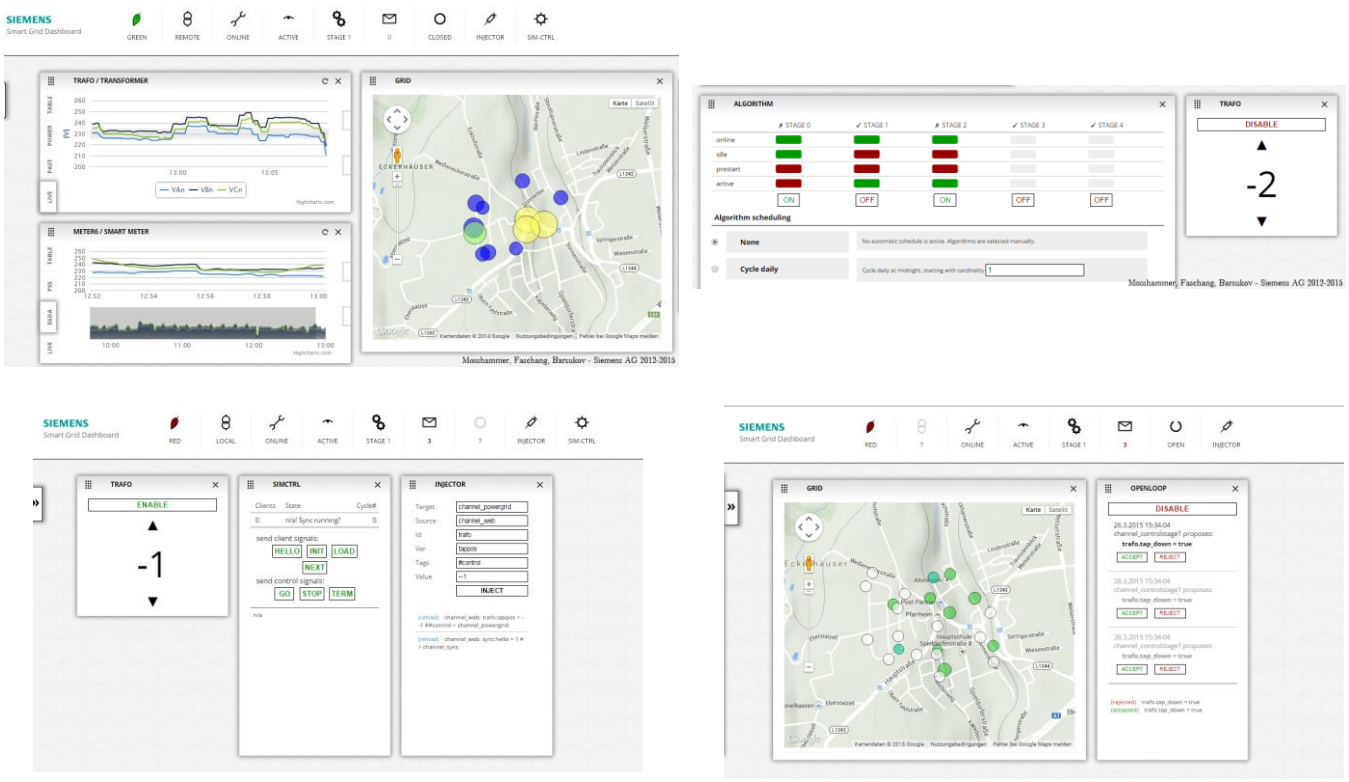


Abbildung 27: Screenshots des Webinterface

Das Webinterface bietet eine allgemein Statusübersicht (Abbildung 27 oben) in dem sowohl der Spannungsverlauf der Niederspannungsseite des Transformators als auch dessen Schein- und Wirkleistung über die Zeit darstellbar sind. Hier ist auch der Status der vier Regelstufen einsehbar und der Stufenschalter des RONT kann manuell geschaltet werden. Das Webinterface bietet eine kartographische Darstellung des Transformators und ausgewählter Zähler. Es kann sowohl während der Entwicklung zur Simulationssteuerung verwendet werden (Abbildung 27 links unten), alsauch während der Feldtest-Einführungsphase den Open- und den Closed-Loop-Betrieb verwalten (Abbildung 27 rechts unten). Zur detaillierten Beobachtung und Bewertung des inneren Zustandes des Reglers und des

Netzes ist eine filterbares und sortierbares Datenlogging implementiert, auf welches über das Webinterface zugegriffen werden kann.

3.2.5 Unterschiede der Lösungen für Eberstalzell/Littring und Köstendorf

Zur Integration der Elektromobilität bzw. flexibler Lasten unter Berücksichtigung des Kundenwunsches wurde in der Lösung für Köstendorf im Feldtestgebiet der Salzburg Netz GmbH eine zusätzliche Komponente, der Building Energy Agent (BEA) eingeführt. Nachfolgend wird nun der Unterschied, der sich dadurch für die beiden Lösungen ergibt kurz dargestellt.

3.2.5.1 Lösung Eberstalzell & Littring

Das Kommunikationskonzept basiert hier ausschließlich auf der Verwendung der AMIS Smart Grid Metering Infrastruktur worüber die Interaktion von Sensoren, Aktoren und dem Regler abgewickelt werden. Die Lösung Eberstalzell beschreibt die Konfiguration für die beiden Demo-Netze der Netz Oberösterreich GmbH, also für das Ortsnetz Eberstalzell und das Ortsnetz Littring.

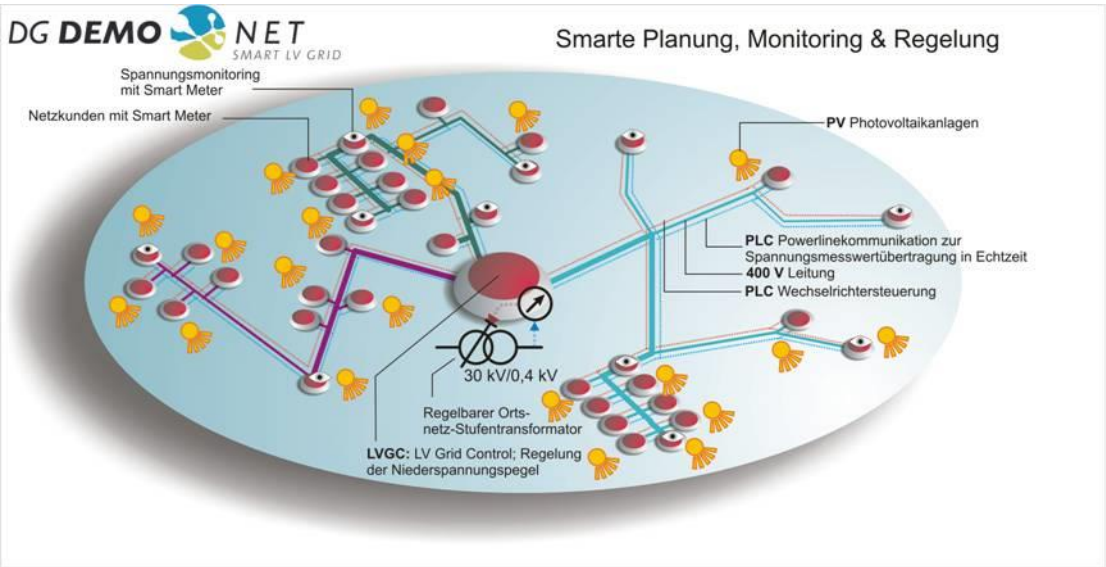


Abbildung 28: Systemüberblick Smart LV Grid-Lösung ohne BEA

3.2.5.2 Lösung Köstendorf / Salzburg

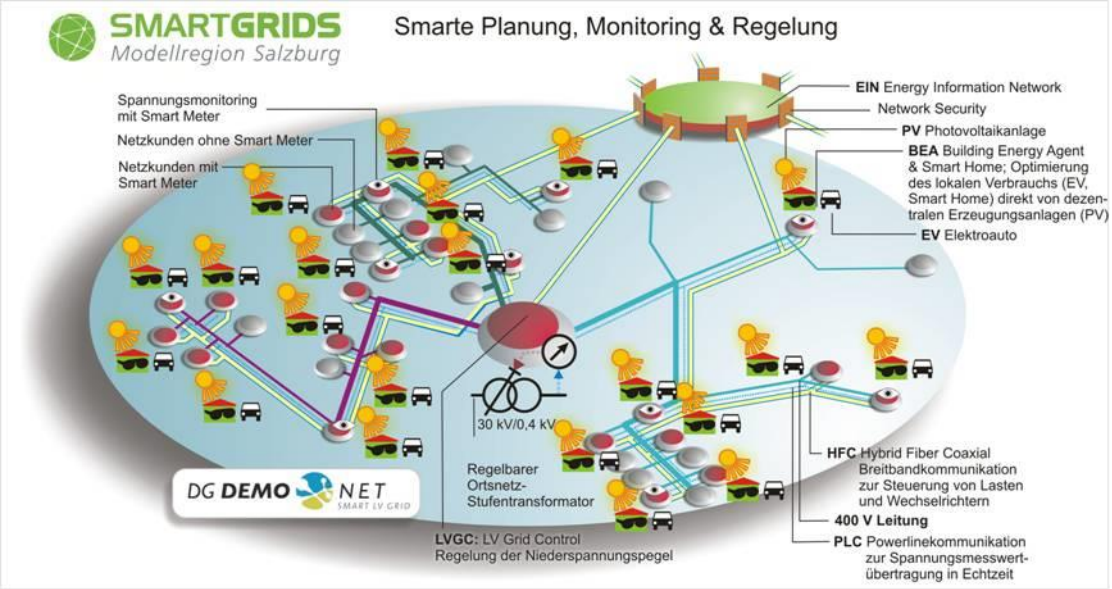


Abbildung 29: Systemüberblick Smart LV Grid-Lösung mit BEA

Abbildung 28 und Abbildung 29 zeigen die Systemunterschiede der Smart LV Grid-Lösung mit und ohne BEA bzw. der zusätzlich installierten Breitbandanbindung. Dabei sind die Unterschiede aus Sicht des Regelalgorithmus im SLVG-C gering. Über die Einführung des BEA, welcher über Webservice mit dem Regler interagiert, wird eine dezentrale Optimierung alternativer Beiträge von zusätzlichen Aktoren (Ladestelle für E-Mobility) ermöglicht. Das grundlegende Konzept der Stufen bleibt gleich. Die dezentralen Aktoren interagieren hier aber nicht mehr direkt mit dem Regler, sondern die BEA verwalten sämtliche Akteure in ihren Einflussbereichen (auf Haushaltsebene), sodass der Regler nur mehr die jeweiligen BEA als Kommunikationspartner sieht.

3.3 Entwicklung von Niederspannungs-Regelungssystemen mittels Co-Simulationsumgebung

Bei der Integration von neuartigen Regelungssystemen in kritische Infrastrukturen wie Stromnetze haben Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit einen besonderen Stellenwert. Deshalb ist es bei der Entwicklung der Regelungsalgorithmen sehr wichtig, eine geeignete Entwicklungs- und Testumgebung zu Verfügung zu haben, in welcher der Realbetrieb so gut wie möglich nachgebildet werden kann. Nur so ist es möglich, aussagekräftige Informationen über die Zuverlässigkeit, Fehlertoleranz und Robustheit der entwickelten Algorithmen zu bekommen.
Durch die Entwicklung und Verwendung einer solchen Testumgebung zur realitätsgetreuen Abbildung der Feldtestumgebung kann nach positivem Durchlaufen aller Testfälle und Simulationen das verbleibende Restrisiko bei der Inbetriebnahme im realen Netz auf ein Minimum reduziert werden. In der Testumgebung konnten viele Probleme schon in den Simulationen erkannt und gleich gelöst werden. Zusätzlich ermöglicht die Co-Simulationsumgebung das gezielte Reproduzieren von gewünschten Situationen, was bei der Fehlersuche sowie bei der Verbesserung und Parametrierung der Algorithmen sinnvoll ist.
Eine wesentliche Anforderung an diese Testumgebung war das gleichzeitige Simulieren von Stromnetz und Datenübertragung. Daher wurde ein flexibles Werkzeug entwickelt, über welches verschiedene, voneinander völlig unabhängige Komponenten gesteuert und synchronisiert werden konnten. Das Werkzeug ist vielseitig konfigurierbar und erweiterbar, sodass beliebig viele Komponenten zusammengeschalten werden können.

3.3.1 Co-Simulationswerkzeug Simulation Message Bus

Abbildung 30 zeigt die prinzipielle Architektur des Co-Simulationswerkzeugs, welche im Rahmen des SmartLVGrid-Projektes entwickelt wurde. Der „Simulation Message Bus“ (SMB) ermöglicht das flexible Zusammenschalten mehrerer unabhängiger Komponenten, welche während einer Simulation voneinander abhängig sind bzw. einander beeinflussen. Der Simulation Message Bus arbeitet als Switch, welcher die Informationen der einzelnen Komponenten an die konfigurierten Zielkomponenten weiterleitet (siehe Abbildung 30). Ein spezieller Synchronisierungs-Proxy sorgt für die Initialisierung und Konfiguration aller beteiligten Komponenten und verwaltet den Simulationsdurchlauf.

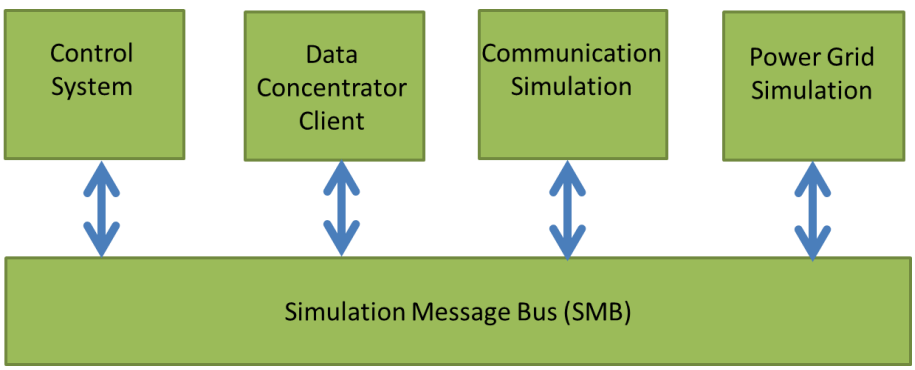


Abbildung 30: Co-Simulations-Architektur

Dieses System ermöglicht das gezielte Testen einzelner Komponenten, und die Schrittweise Inbetriebnahme im Feld, wie im nächsten Kapitel beschrieben.

3.3.2 Controller-Hardware-in-the-Loop Betrieb

Der Controller-Hardware-in-the-Loop (C-HIL) Betrieb stellt den Übergang zwischen der reinen Simulation auf der Simulations-Hardware und dem reinen Realbetrieb im Feld dar.

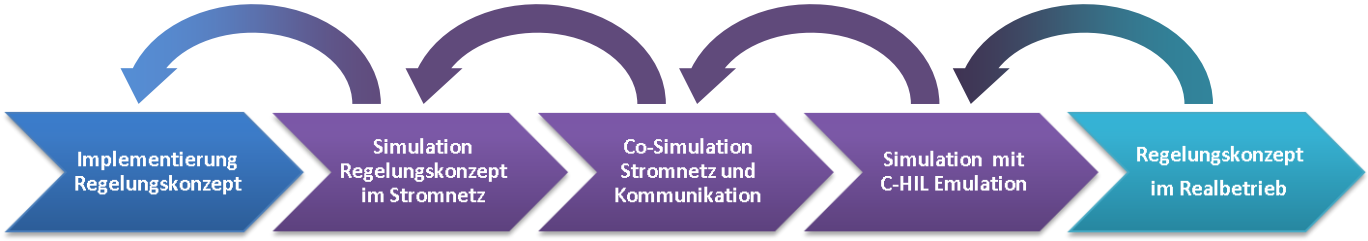


Abbildung 31: Agiler Prozess für die Entwicklung der Regelalgorithmen

Zur Steuerung aktiver Netzkomponenten wurden Regelalgorithmen mithilfe des in Abbildung 31 dargestellten, mehrstufigen agilen Entwicklungsprozesses entwickelt. Der Prozess führt zu einer stetigen Risikoreduktion und begleitet den Algorithmus vom ersten Entwurf bis zum aktiven Feldbetrieb.
Ein wichtiger Punkt für die Evaluierung der Regelansätze ist der vierte und somit letzte Schritt von der Inbetriebnahme im Feld: Der Controller-Hardware-in-the-Loop (C-HIL) Betrieb. Dabei wird der Regelalgorithmus bereits auf der Feld/Ziel-Hardware betrieben, arbeitet zu Testzwecken jedoch noch in einer simulierten Umgebung. Das Ziel ist schlussendlich der Betrieb des getesteten Reglers auf dem Zielsystem (Industrie PC mit UNIX-Distribution) im Feld (vgl. Abbildung 32 links). Für die Implementierung des C-HIL Betriebs gibt es im Projekt unterschiedliche Ausbaustufen, deren Basis das Co-Simulationssetup (vgl. Abbildung 32 rechts) bildet.

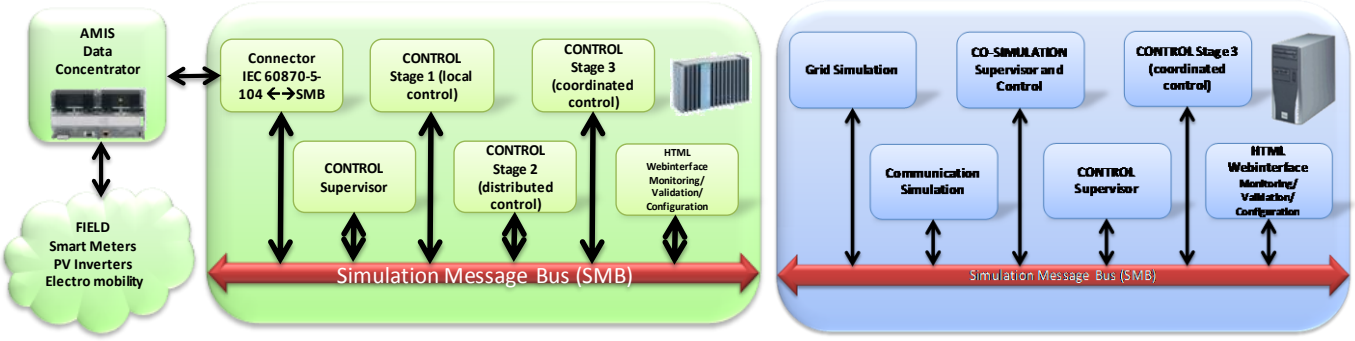


Abbildung 32: Zielsystem mit vier Regelstufen für den Feldbetrieb (links) und dazu äquivalente Co-Simulationsumgebung zum Testen (rechts)

C-HIL Basisansatz

Abbildung 33 links zeigt den Basisansatz für die C-HIL-Integration:

- Co-Simulationsumgebung (MS Windows): Strom- und Kommunikationsnetzsimulation, C-HIL Supervisor & Control, Benutzer-Interface (Dashboard), Simulation Message Bus (SMB), Control Supervisor
- Zielumgebung (Ubuntu Linux auf Industrie PC): Regelalgorithmen (Stufen 1 – 3)

In dieser Basisintegration die Regelalgorithmen auf der Feld/Ziel-Hardware (grün) unter Ubuntu-Linux getestet. Alle anderen Komponenten der Co-Simulation, der Simulations-Supervisor, sowie der Control-Supervisor und die Middleware zum Nachrichtenaustausch (SMB) laufen auf dem Simulationsrechner (blau).

Feldnaher C-HIL Ansatz

Abbildung 33 rechts zeigt den feldnahen C-HIL Ansatz. In diesem Schritt werden auch der Control-Supervisor und die Middleware (SMB) auf dem Zielsystem getestet.

- Co-Simulationsumgebung (MS Windows): Strom- und Kommunikationsnetzsimulation, C-HIL Supervisor & Control
- Zielumgebung (Ubuntu Linux auf Industrie PC): Benutzer-Interface (Dashboard), Simulation Message Bus (SMB), Control Supervisor, Regelalgorithmen (Stage 1 – 3)

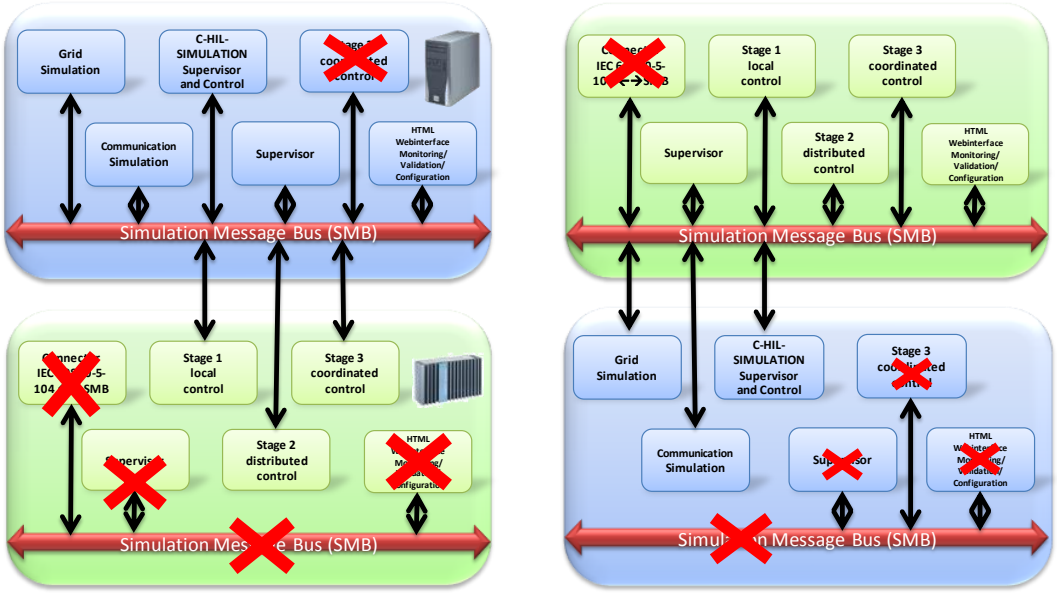


Abbildung 33: C-HIL Basisansatz (links) und Feldnaher C-HIL Ansatz (rechts)

3.4 Aufbau und Ablauf der Feldtests

Neben dem Sammeln an Praxiserfahrung beim Rollout von neuen Technologien war das Ziel der Evaluierungsphase das Demonstrieren eines Spannungsbandgewinnes durch Anwendung intelligenter Planungsansätze und lokaler Regelungsstrategien (Use Case 1 in Prendt) bzw. lokaler und dezentraler Regelungsstrategien (Use Cases 2 und 3 in Eberstalzell, Littring und Köstendorf) im Vergleich zu konventionellen Regelungsstrategien bzw. Planungsansätzen.
Das benutzte Spannungsband ist die Differenz zwischen maximaler und minimaler jeweils aufgetretener Spannung im betrachteten Netzabschnitt. Ein Spannungsbandgewinn kann einerseits durch eine Reduktion der maximalen jemals aufgetretenen Spannung erreicht werden, andererseits durch eine Anhebung der minimalen jemals aufgetretenen Spannung. Je kleiner dieses „verbrauchte" Spannungsband ist, umso flexibler ist der Netzbetreiber, dieses Spannungsband innerhalb der in EN 50160 [4] definierten Spannungsgrenzen zu halten, bzw. umso mehr Erzeuger bzw. Verbraucher können in das Netz integriert werden.
Neben dem Spannungsbandgewinn wurde im Use Case Prendt beim intelligenten Planungsansatz die Menge der nicht eingespeisten Energie durch eine zeitweise (spannungsabhängige) Leistungsreduktion der PV Anlagen abgeschätzt (P(U)).

3.4.1 Evaluierungsphase in Eberstalzell, Littring und Köstendorf

Niederspannungsnetze zeichnen sich durch stark fluktuierende Leistungsflüsse aus, weshalb die Spannungssituationen in Niederspannungsnetzen zeitlich sehr stark variieren können. Selbst innerhalb kürzester Zeit können stark ausgeprägte Änderungen der Spannung auftreten. Eine Reproduzierbarkeit von Netzsituationen, wie sie zum Vergleichen der verschiedenen Planungsansätze bzw. Regelungsstrategien notwendige wäre, ist im Allgemeinen im Echtbetrieb von Niederspannungsnetzen nicht vollständig gegeben. In Simulationen kann für gleiche Last- und Erzeugungsgänge mit unterschiedlichen Regelalgorithmen gerechnet werden. Allerdings ist die zugrunde gelegte Situation in der Praxis in exakt gleicher Ausprägung nur mit geringer Wahrscheinlichkeit zu erwarten. Da ein wesentliches Ziel von DG DemoNet Smart LV Grid die Demonstration im Echtbetrieb ist, wird die bedingte Vergleichbarkeit in Kauf genommen.
Im Projekt wurde ein täglicher Wechsel der Regelungsstrategien jeweils um Mitternacht gewählt, und über einen längeren Zeitraum (abhängig von der Feldtestregion mind. 100 Tage) das Verhalten der Regelungsstrategien „Stufe 1" bis „Stufe 3" bzw. „Stufe 4" (siehe Kapitel 3.2.1) mit dem Referenzszenario „Stufe 0" verglichen.
Das automatische Wechseln der vier Regelungsstufen (inkl. Referenz-Stufe) bewirkte eine automatische Aufteilung aller Stufen auf die typischen im Niederspannungsnetz auftretenden Lastsituationen eines Werktags, Freitags/Samstags und Sonntags. Durch Beobachtung eines Zeitraums von mehreren Monaten, wurden auch die unterschiedlichen Wetterlagen bzw. PV-Einspeisungen zufällig und demnach einigermaßen gleichmäßig auf die nacheinander ablaufenden Regelungsszenarien „aufgeteilt". Damit war es möglich, über einen längeren Zeitraum vergleichbare Daten aufzuzeichnen. Einzelne Tage mit nicht vollständigen Datenaufzeichnungen (Wartungsarbeiten, Komponenten-Updates bzw. Kommunikationsstörungen) wurden nicht berücksichtigt, um die Vergleichbarkeit der Daten zu gewährleisten.

3.4.2 Niederspannungsstrangregler in Eberstalzell

Zusätzlich zu den in Kapitel 3.2.1 dargestellten Regelungsstufen wurde in Eberstalzell der Einsatz eines Strangreglers (siehe auch Kapitel 3.2.2.4) für Niederspannungsnetze untersucht. Dieser wurde in einen Strang mit hohem Spannungsanstieg durch einphasige PV eingebaut (Strang 3 in Eberstalzell – siehe Abbildung 10). Der Strangregler wurde gleichzeitig mit Regelungs-Strategien im Dauerbetrieb getestet. Somit enthalten die Auswertungen der Regelungsstufen auch den Einfluss des Strangreglers. Da aber während der Referenztage der Regler im Normalbetrieb blieb, ist der Einfluss des Reglers im Spannungsbandgewinn nicht abgebildet.

3.4.3 Ladestationsregelung in Köstendorf

Zusätzlich zu den auch in Eberstalzell und Littring gegebenen Möglichkeiten, den Stufenschalter des Ortsnetztransformators und das Wirk- und Blindleistungsverhalten der Wechselrichter zu regeln, gibt es im Use Case Köstendorf die Möglichkeit, auch regelbare Lasten in Form der Ladestationen für Elektroautos zu beeinflussen. Die Ladestationsregelung begrenzt die Ladung und damit die bezogene Leistung in Abhängigkeit der Spannung vor Ort anhand einer P(U)-Kennlinien-Charakteristik, welche während dem Durchlauf der unterschiedlichen Regelungsszenarien (siehe Kapitel 3.2) nicht verändert wurden. Die Abregelung der Ladeleistung ist daher im ermittelten Spannungsbandgewinn nicht enthalten. Nachdem die Grenzen für die Abregelung der Ladung auf ein niedriges Spannungsniveau gesetzt wurden, das Netz jedoch bei einem hohen Spannungsniveau betrieben wurde, war eine Abregelung der Ladung sehr selten der Fall.

3.4.4 Betriebserfahrungen

Durch die verschiedenen Entwickler der einzelnen Komponenten und die hohe Komplexität des Gesamtsystems, war es zum Start des Feldtests notwendig alle Abstimmungs- und Schnittstellenprobleme zu evaluieren und zu lösen. Dabei war vor allem das Deployment im Feld eine Herausforderung, da viele Problemstellungen in Kommunikation und Regelung erst hier sichtbar wurden. Die erste Phase des Feldtests in Eberstalzell, Littring und Köstendorf wurde zum Erfassen des Referenzszenarios verwendet, welches zur Evaluierung der Ergebnisse besonders wichtig war.
Im Betrieb stellte sich heraus, dass vor allem die laufende Betreuung und Störungsbehebung der einzelnen Komponenten aufgrund ihres Prototypenstatus einen relativ hohen Aufwand erforderten. Zur einfacheren Behebung von Störungen wurde ein Störungsbehebungsprozess entwickelt, der eine effiziente Entstörung ermöglichte.

Die Betriebsphase zeigte die Herausforderungen eines vollautomatisierten Netzbetriebs. Um diesen zu ermöglichen, muss eine hohe Erreichbarkeit der zentralen Komponenten gegeben sein. Um bei Störungen keine kritischen Netzzustände zu erhalten ist vor allem ein Fallbackszenario notwendig, welches im Projekt durch eine lokale Kennlinie zur Wirkleistungsabregelung realisiert wurde (siehe auch Kapitel 3.2.2.1). Durch den Einsatz rein autonomer Blind- und Wirkleistungs-Regelungsstrategien als Fall-Back Maßnahme für alle Regelungsstufen, kam es in den Feldtestregionen zu keinen besonderen Problemen in der Betriebsführung.
Die Ergebnisse zeigen aber auch deutlich, dass der Betrieb der Testnetze im Vergleich zum konventionellen Netzbetrieb einen erhöhten Aufwand seitens Netzplanung und Netzbetriebsführung bedeutet.

4 Ergebnisse

Im vorliegenden Abschnitt werden die folgenden Projektergebnisse im Detail dargestellt:

- Intelligente Planungsansätze
- Ergebnisse der Co-Simulation von Stromnetz und Kommunikationsnetz
- Ergebnisse der Feldtests
- Ökonomische Bewertung der Konzepte

4.1 Intelligente Planungsansätze

Im Projekt wurden zwei Planungsansätze als Erweiterung des konventionellen Planungsansatzes laut Technischen und Organisatorischen Regeln (TOR) [18][19] entwickelt und untersucht:
Der *erweiterte Planungsansatz* verwendet so viel Informationen wie möglich über die tatsächlichen Gegebenheiten in den Netzen zur optimalen Nutzung der Netzinfrastruktur, ohne jedoch eine mögliche aber unwahrscheinliche Abregelung von PV-Einspeisung bzw. EV-Ladung einzuplanen.
Der *probabilistische Planungsansatz* stellt den nächsten Schritt nach dem *erweiterten Planungsansatzes* dar, der eingesetzt werden kann, wenn schon alle Netzreserven voll ausgenutzt werden. In diesem Fall ist es möglich, die Hosting-Capacity für PV noch weiter zu steigern, indem nicht von Wort-Case Ansätzen mit Abdeckung aller Möglichkeiten ausgegangen wird sondern für nur wenige Stunden im Jahr eine Abregelung der Wechselrichter in Kauf nimmt, um eine Grenzwert-Verletzung zu verhindern. Es wird erwartet, dass dieser Zustand der teilweisen Abregelung mit niedriger Wahrscheinlichkeit eintritt, und deshalb die entstehenden finanziellen Verluste durch entgangene Einspeisung für die Kunden mit PV-Anlagen ein tolerierbares Ausmaß nicht überschreiten.

4.1.1 Erweiterter Planungsansatz

Die Integration eines hohen Anteils an dezentralen Erzeugungseinheiten in Niederspannungsnetze kann in vielen Fällen durch konventionelle Netzplanung nach TOR stark eingeschränkt werden. Ein erweiterter Planungsansatz kann eine Steigerung der Aufnahmefähigkeit des Netzes für dezentrale Erzeugungseinheiten und damit eine effizientere Nutzung existierender Netzinfrastruktur ermöglichen, und einen meist teureren Netzausbau bzw. eine Ablehnung der Anschlussgesuche vermeiden.
Konventionelle Netzplanung basiert zum Teil auf wenig detaillierter Information über das Lastverhalten in Mittelspannungsnetzen und nur sehr ungenauen Annahmen bzgl. der Lastverteilung in Niederspannungsnetzen. Insbesondere ist über die tatsächlich anzunehmende Lastunsymmetrie wenig bekannt, weshalb in der Regel vom ungünstigsten Fall ausgegangen wird. Ein detailliertes Monitoring von Lasten bzw. Netzspannungen wurde im Verteilnetz in der Vergangenheit nur sehr wenig eingesetzt und konnte deshalb nicht in die Planung einfließen. Im Mittelspannungsnetz wurde Echtzeit-Monitoring nur direkt im Umspannwerk und an Netzpunkten, die in die Fernwirktechnik eingebunden sind implementiert. Diese Daten, wie auch gemessene Lastprofile von Kunden, die nach diesen abgerechnet werden (Industrie & Gewerbe) sowie vereinzelt implementierte PQ-Monitoringsysteme werden zunehmend zur Modellierung der Lasten in der Netzplanung eingesetzt.

Der konventionelle Ansatz der Netzplanung betrachtet die Niederspannung getrennt von der Mittelspannung, die Netzebenen werden unabhängig voneinander berechnet. Jedes Ortsnetz könnte daher an einem beliebigen Mittelspannungsknoten angeschlossen werden. Demnach werden existierende Reserven in der Mittelspannung nicht in der Niederspannung berücksichtigt. Weiters werden keine Flexibilitäten oder eventuell vorhandene Messdaten berücksichtigt.
Der geplante Smart Meter Rollout und die verfügbaren Technologien zur Integration von dezentralen Einspeisern in die Verteilnetze bieten neue Möglichkeiten und Informationsquellen, die künftig in der Netzplanung eingesetzt werden können. Der erweiterte Planungsansatz nutzt die verfügbaren Monitoring-Daten der Smart Meter und von der Trafostation, um eine realistische Quantifizierung des Last- und Erzeugungs-Verhaltens für die Lastflussberechnung zu bekommen. Die Unsicherheiten in den Ergebnissen werden bestimmt durch die Qualität der Schätzung des Last- und Erzeugungs-Verhaltens. Diese Unsicherheiten müssen durch eine Planungsreserve abgedeckt werden, welche abhängig von lokalen Gegebenheiten, Erfahrung der Netzplanung und der Menge, Auflösung und Genauigkeit der Messdaten abhängt.
Abbildung 34 zeigt einen Vergleich des konventionellen Planungsprozesses, welcher die Einspeiseberechnung (grün hinterlegt) und die Lastberechnung (blau hinterlegt) für die Niederspannung unabhängig von der Berechnung der Mittelspannung (rot hinterlegt) betrachtet, mit dem erweiterten Planungsansatz: Der erweiterte Planungsansatz für ein Niederspannungsnetz beginnt mit der Berechnung der Mittelspannungs-Situation, um die Mittelspannungs-Netzspannungen für alle auftretenden Last- und Einspeise-Szenarios sowie alle relevanten Netzumschaltungen abzuschätzen. Zusammen mit den notwendigen und optional verfügbaren Eingangsdaten dargestellt im unteren Teil von Abbildung 34 (weiß hinterlegt) wird eine realistischere Berechnung der Spannungssituation in der Niederspannung ermöglicht. In vielen Fällen wird eine Verwendung von in der Mittelspannung vorhandenen Reserven in der Niederspannung möglich sein, woraus in Kombination mit Q(U)- und P(U)-Regelung ebenfalls eine Steigerung der Aufnahmekapazität des Netzes entsteht. Voraussetzung für den Einsatz dieses Planungsansatzes ist die Einsatzmöglichkeit von P(U)-Regelstrategien bei PV-Wechselrichtern und Ladestationen, um einen sicheren Netzbetrieb zu garantieren, die Berücksichtigung der Leistungsgrenzen des am geringsten dimensionierten Betriebsmittels und der Verluste, die in einem akzeptierbaren Bereich bleiben müssen.

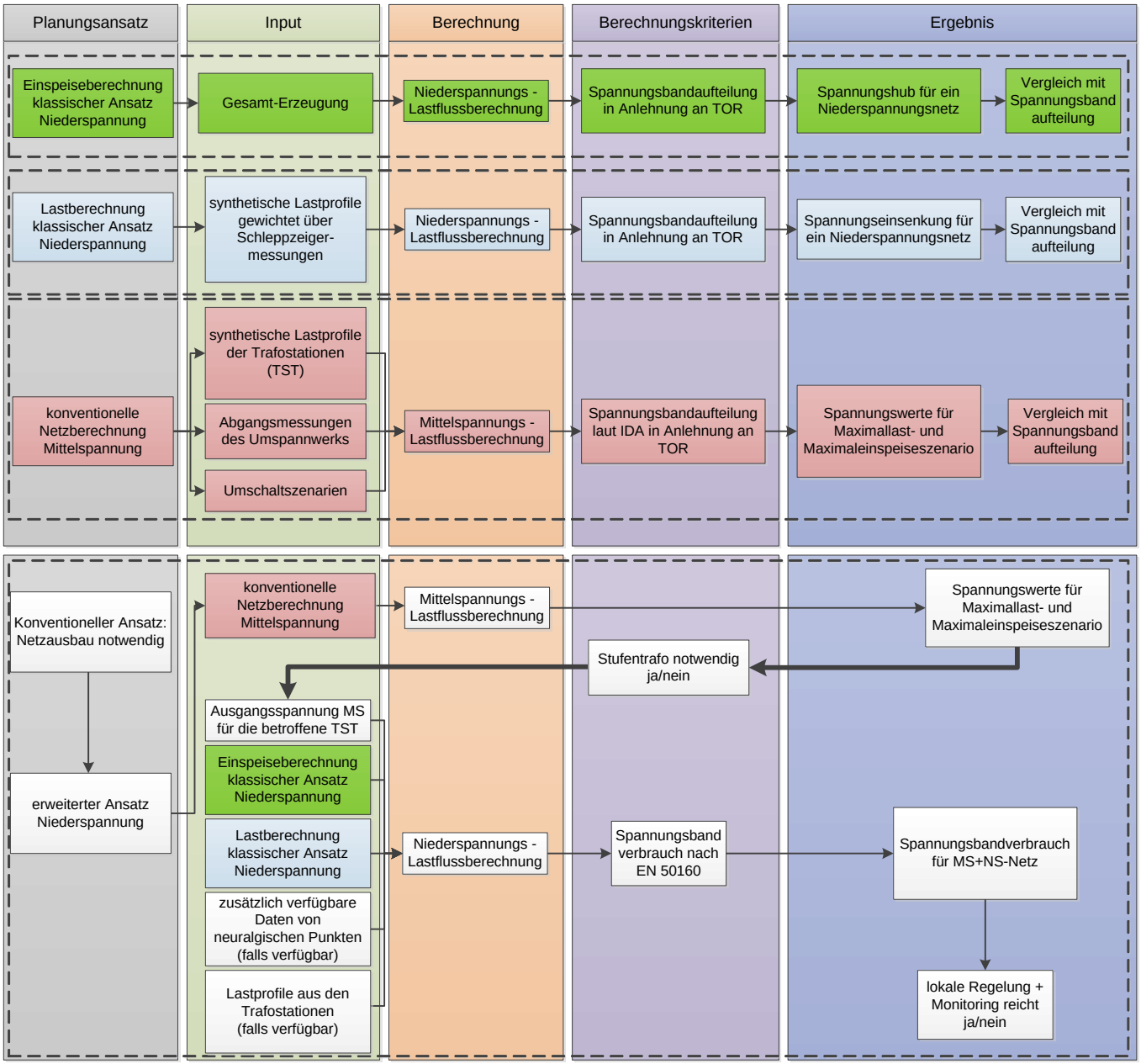


Abbildung 34: Ablaufdiagram des erweiterten Planungsansatzes

4.1.2 Probabilistische Netzplanung

4.1.2.1 Einleitung

Die aktuelle Praxis der Beurteilung von dezentralen Einspeisungen nach TOR und Annahme der schlechtesten Netzbetriebszustände (Worst-case Annahmen) führt zu einer Beschränkung der möglichen Einspeiseleistungen bzw. zu erheblichen Netzausbauten und -investitionen im Niederspannungsverteilernetz.

Die Ergebnisse von Messungen der Netzverhältnisse in Gebieten mit vielen PV-Einspeiseanlagen, die konventionell beurteilt wurden, zeigen, dass die oberen Spannungsgrenzwerte niemals oder nur sehr selten auftreten. Um die tatsächlichen Netzverhältnisse hinsichtlich der Höhe der Spannung in der

Beurteilung besser berücksichtigen zu können, wurden Methoden der probabilistischen Netzanalyse entwickelt.
Eine detaillierte probabilistische Netzanalyse für Niederspannungsnetze wurde als Berechnungstool (SMARTSIM) auf MS-ACCESS Basis umgesetzt. Dieses eher aufwändige Verfahren ermöglicht es, unter Berücksichtigung des statistischen Verhaltens der Last- und Erzeugungsdaten, Gleichzeitigkeitsfaktoren der Lasten und den Spannungsverhältnissen am Ortsnetztransformator, die wahrscheinlichen Spannungsverhältnisse im Netz zu berechnen. Für den alltäglichen Einsatz dieser Methode wäre eine automatisierte Implementierung in GIS-Systemen erforderlich.
Weiters wurde ein vereinfachtes Beurteilungsverfahren entwickelt, in dem die Auftretenswahrscheinlichkeiten der Transformatorausgangsspannung (im Wesentlichen gegeben durch das vorgelagerte Mittelspannungsnetz) und der PV-Einspeiseleistung berücksichtigt wird. Dieses Verfahren kann durch Hinzufügen eines einfachen Reduktionsfaktors mit dem üblichen Verfahren nach TOR D2 angewendet werden. Für typische Auftretenswahrscheinlichkeiten der Transformatorausgangsspannung und der PV-Einspeiseleistung wird der probabilistische Reduktionsfaktor F in Form eines Diagramms zur Verfügung gestellt.
Ziel des probabilistischen Planungsansatzes ist es, ein volkswirtschaftliches Optimum und damit einen Kompromiss zwischen Netzinvestition und Energiemenge, die nicht eingespeist werden kann, zu finden. Da zu Gunsten einer höheren Dichte dezentraler Einspeisung ohne hohe Netzinvestitionen nicht der ungünstigste Fall gerechnet wird, kann es mit geringer Wahrscheinlichkeit notwendig werden, dass für kurze Zeitperioden die Einspeiseleistung eines oder mehrerer Einspeiser abgeregelt (reduziert) wird, wenn die obere Spannungsgrenze erreicht wird.
Der legistische, wirtschaftliche und organisatorische Umgang mit diesem auch als Curtailment bekannten Ansatz ist noch unklar und darf keinesfalls zu hohen operativen Aufwänden aus resultierenden Dokumentationspflichten führen. Die probabilistische Netzplanung ist jedoch eine wesentliche Voraussetzung, da die Möglichkeit der Abschätzung der Energie, die nicht eingespeist werden kann, für Planung von PV-Anlagen ebenso wie die Analyse der Ausbauanforderung herangezogen werden kann.

4.1.2.2 Konventioneller Planungsansatz

Bei der konventionellen Planung wird angenommen, dass die maximale Leistung beim für Einspeisung ungünstigsten Netzbetriebszustand im Verteilernetz eingespeist wird, in der Mittelspannung Schwachlast und im Niederspannungsnetz ohne Last. Zusätzlich wird die maximal mögliche Ausgangsspannung am Ortsnetztransformator berücksichtigt (z.B. 107% U_n). Nur unter diesen Bedingungen ist es dem Verteilernetzbetreiber möglich, die 100%-ige Einspeisung zu jeder beliebigen Zeit zu garantieren.
Um weitere Einspeisung in Netzen, welche in oben beschriebenen Fällen bereits stark ausgelastet sind, zu ermöglichen, wäre oft eine Reduktion der installierten bzw. von den Anlagenbetreibern angefragten Einspeiseleistung notwendig. Durch diese Reduktion kann das vorhandene energetische Potential jedoch nicht genutzt werden. Alternativ wäre ein Anschluss am technisch geeigneten Anschlusspunkt mit höherer Kurzschlussleistung zu realisieren. Diese Kosten müssten als unmittelbare Aufwendungen vom Betreiber der dezentralen Erzeugungsanlage getragen werden. In diesem Fall ist die Wirtschaftlichkeit der Anlage vielfach nicht mehr gegeben. Mit der wachsenden Dichte von dezentralen Erzeugungsanlagen nimmt die Zahl dieser Fälle auf Basis der Beurteilung nach TOR D2 stetig zu.

Werden jedoch die tatsächlich aktuell gegebenen Netzverhältnisse betrachtet, zeigt sich, dass kritische Spannungspegel nur sehr selten auftreten. Daraus folgt, dass eine höhere Integration von dezentralen Einspeiseanlagen möglich ist und die aktuelle Bewertungsmethode vorhandene Reserven aus dem Gesamtsystem nicht berücksichtigt.

4.1.2.3 Vereinfachte probabisistische Beurteilung für PV-Anlagen

Der probabilistische Planungsansatz berücksichtigt das statistische Verhalten der Spannung am Ortsnetztransformator und das statistische Verhalten der Einspeiseleistung. Das Ziel des Planungsansatzes ist eine Erhöhung der installierbaren Einspeiseleistung, sowie eine Erhöhung der eingespeisten Energiemenge, bei geringen Netzkosten und einer geringen nicht eingespeisten Energiemenge zu erreichen. Dieses Ziel ist jedoch nur erreichbar, wenn es dem Verteilernetzbetreiber (VNB) möglich ist, für seltene kurze Zeitperioden die Einspeiseleistung eines oder mehrerer Einspeiser bei Bedarf zu regeln oder abzuschalten, wenn die obere Spannungsgrenze erreicht wird.
Basierend auf der Beurteilungsformel entsprechend TOR D2 [19] für die Spannungsanhebung wird ein probabilistischer Reduktionsfaktor F eingeführt (1), der die Auftretenswahrscheinlichkeit der Spannungsanhebung berücksichtigt:

$$d := \frac{\Delta S_a}{S_{kV}} \cdot \cos(\psi + \rho) \cdot F \qquad (1)$$

d	*relative Spannungsänderung*
ΔS_a	*Einspeiseleistung[kVA], für PV-Anlagen [kWp]*
S_{kV}	*Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt*
Ψ	*Netzwinkel*
P	*Winkel Scheinleistungsänderung*
F	*probabilistischer Reduktionsfaktor*

4.1.2.4 Methodik

In diesem Verfahren sind die Ausgangsspannung am Ortsnetztransformator und die eingespeiste PV-Leistung die wesentlichen Einflüsse. Beide Parameter weisen dabei eine Verteilung zwischen Minimal- und Maximalwert auf. Zudem ist auf Grund des Tagesverlaufes der PV-Einspeisung nur der Zeitbereich zur Mittagszeit von Interesse.

Häufigkeitsverteilung der PV-Einspeisung

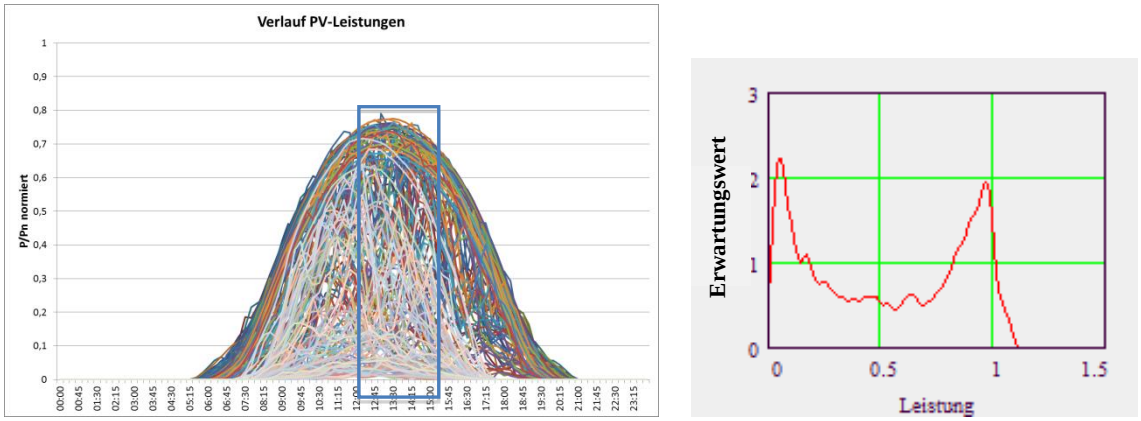


Abbildung 35 Gemessene PV-Leistungen(kW/kWp) und Erwartungswert der Leistung zur Mittagszeit

Die PV-Einspeiseleistung wurde auf die installierte Modulnennleistung [kW_p] normiert (Abbildung 35 a) und die Ermittlung des Erwartungswertes (Abbildung 35 b) aus den gemessenen PV-Leistungen erfolgt über eine Kerndichteschätzung nach (2) (3).

Kerndichteschätzer $$f_n(x) := \frac{1}{n+h} \cdot \sum_{i=1}^{n} K\left(\frac{x - X_i}{h}\right)$$ *(2)*

mit Kern $$K(u) := \frac{35}{32} \cdot \left(1 - u^2\right)^3$$ Triweight-Funktion *(3)*

Quelle: *Givens, G. H. and Hoeting, J. A. (2012) Nonparametric Density Estimation, in Computational Statistics, Second Edition, John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, NJ, USA. doi: 10.1002/9781118555552.ch10*

Häufigkeitsverteilung der Transformatorausgangsspannung

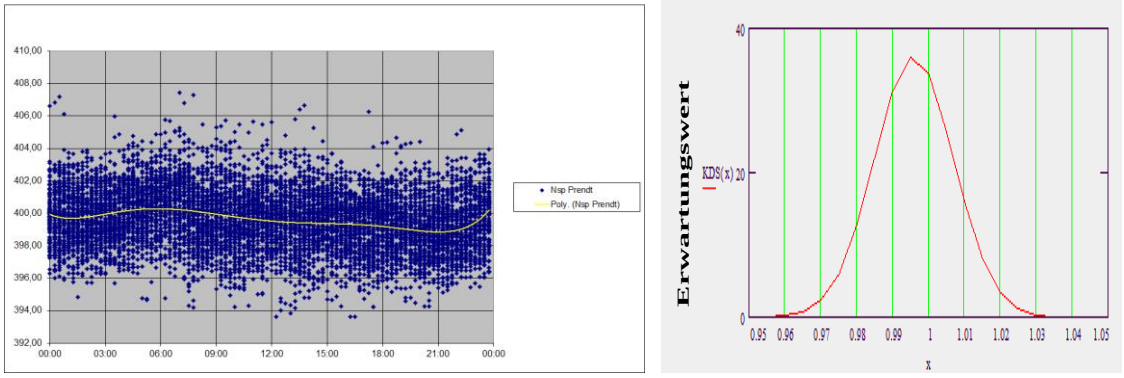


Abbildung 36 Gemessene Transformatorausgangsspannung (Juni–Sept.) und Erwartungswert der Spannung

Die Ermittlung des Erwartungswertes (Abbildung 36 b) aus den gemessenen Spannungswerten (Abbildung 36 a) erfolgt ebenfalls über eine Kerndichteschätzung (2) (3). Im Wesentlichen entspricht diese Funktion einer Normalverteilung bzw. Triweight-Verteilung.

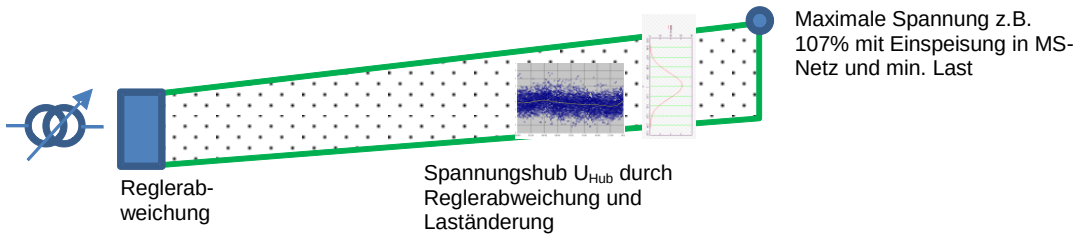


Abbildung 37 Spannungshub im Mittelspannungs-Verteilernetz

Die Verteilung des Spannungshubes U_{Hub} um den Median wird durch die Regelungenauigkeit der Umspannwerksspannungsregelung (Stufensteller) und den Spannungsabfall im Mittelspannungsnetz hervorgerufen. Für die probabilistische Beurteilung ist dieser Spannungshub relevant. Als maximale Spannung ist jedoch die Spannung bei voller Einspeisung in der Mittelspannung zu verwenden.

Verfahren zur Bestimmung der Spannungsanhebung und deren Erwartungswertes

Im Folgenden wird angenommen, dass jeder Wert der Ausgangsspannung am Ortsnetztransformator (Abbildung 36) und jede PV-Einspeiseleistung (Abbildung 35) unabhängig voneinander auftreten. In diesem Fall wird von zwei unabhängigen Ereignissen gesprochen.

Weiters wird als Bezugsbasis für die Spannungsanhebung die maximale Spannung am Ortsnetztransformator gewählt. Dies bietet sich an, da ab diesem Punkt das reservierte Spannungsband für die Anhebung durch PV-Anlagen im Niederspannungsnetz definiert ist. Der Anteil der Spannungsanhebung an der Transformatorimpedanz ist im Allgemeinen vernachlässigbar.

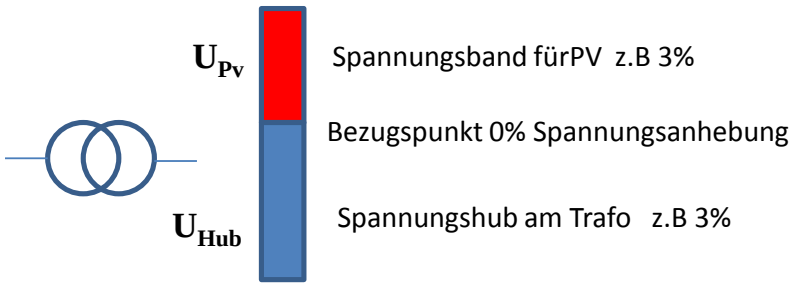


Abbildung 38 Definition Spannungsbänder und Bezugspunkt für die probabilistische Beurteilung

Zur Bestimmung der Spannungsabweichung ΔU gegenüber dem Bezugspunkt und zur Bestimmung des zugehörigen Erwartungswertes E kann daher wie folgt vorgegangen werden (siehe dazu auch Abbildung 39).

Für jede Kombination ΔU_{Hub} und ΔU_{Pv} (0% bis max. Spannungsanhebung durch PV) wird eine resultierende Spannungsabweichung berechnet.

$$\Delta U = \Delta U_{Hub} + \Delta U_{Pv} \quad (4)$$

ΔU *resultierende Spannungsanhebung*
ΔU_{Hub} *Abweichung der Transformatorausgangsspannung vom Bezugspunkt*
ΔU_{Pv} *Spannungsanhebung durch PV-Anlage*

Bei den Spannungswerten ΔU_{Hub} und ΔU_{Pv} handelt es sich um zwei unabhängig voneinander auftretende Werte. Der Gesamterwartungswert bestimmt sich daher aus der Multiplikation der Einzelerwartungswerte (Verteilungsfunktionen entsprechend Abbildung 35 b und Abbildung 36 b).

$$E = E_{hub} * E_{pv} \quad (5)$$

E *Gesamterwartungswert der resultierenden Spannungsanhebung*
E_{Hub} *Erwartungswert der Transformatorausgangsspannung*
E_{Pv} *Erwartungswert der Spannungsanhebung durch PV-Anlage*

Abbildung 39 zeigt exemplarische Ergebnisse des Berechnungsverfahrens nach (4) und (5), d.h. es zeigt exemplarisch Erwartungswerte für ΔU_{Hub} und ΔU_{Pv} entsprechend Verteilungsfunktionen nach Abbildung 35 b und Abbildung 36 b:

ΔU_{PV}

ΔU_{Hub}	0%	1%	2%	3%
0%	0%	1%	2%	3%
-1%	-1%	0%	1%	2%
-2%	-2%	-1%	0%	1%
-3%	-3%	-2%	-1%	0%

Erwartungswert für ΔU_{PV}

Erwartungswert für ΔU_{Hub}	0%	1%	2%	3%
0%	0,021	0,022	0,021	0,061
-1%	0,071	0,077	0,071	0,207
-2%	0,071	0,077	0,071	0,207
-3%	0,021	0,023	0,021	0,061

Abbildung 39 Kombination aller Spannungsanhebungen und zugehörige Erwartungswerte

Aus den Spannungsabweichungen und den Erwartungswerten kann eine kumulierte Häufigkeitsverteilung erstellt werden. Das Beispiel zeigt, dass es mit 60%-iger Wahrscheinlichkeit zu keiner Spannungsabweichung (0% entspricht Bezugspunkt) kommt.

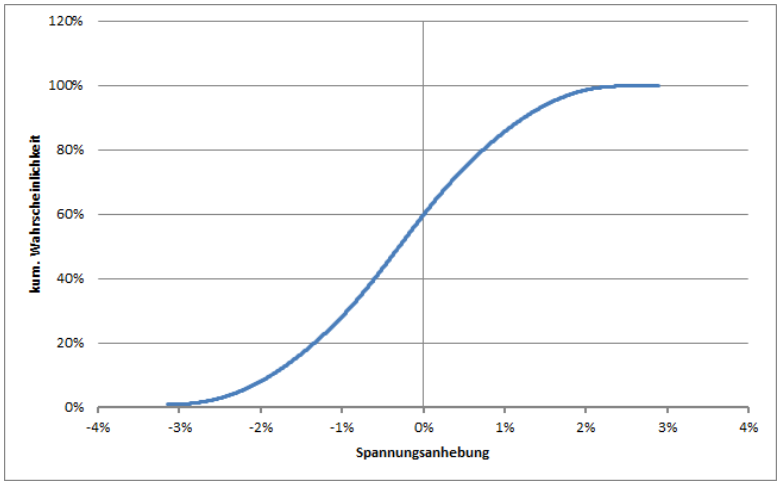


Abbildung 40 Kumulierte Häufigkeitsverteilung der Spannungsabweichung

Bestimmung probabilistischer Reduktionsfaktor F

Die Spannungsabweichung ΔU in % wird auf die zulässige Spannungsanhebung U_{PV_zul} normiert (z.B. laut TOR 3%). Damit ist der probabilistische Reduktionsfaktor F nur noch vom Verhältnis U_{Hub} / U_{PV_zul} abhängig. Dabei handelt es sich bei U_{Hub} um den maximal auftretenden Spannungshub der Transformatorausgangsspannung in % und bei U_{PV_zul} um die zulässige Spannungsanhebung durch PV-Einspeisungen.

$$F = \Delta U / U_{PV_zul} \qquad (6)$$

F probabilistischer Reduktionsfaktor
ΔU resultierende Spannungsanhebung [(4)]
U_{PV_zul} zulässige Spannungsanhebung durch PV

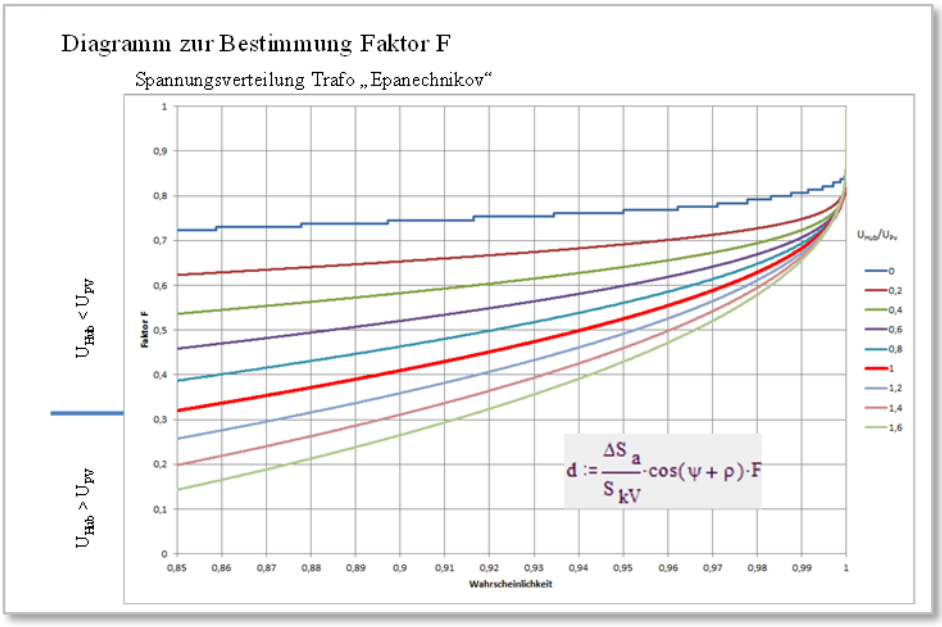


Abbildung 41 Ergebnis probabilistischer Faktor F für unterschiedliche Verhältnisse UHub / UPV

Aus der *Abbildung 41* lässt sich nun der probabilistische Faktor F für die gewünschte Wahrscheinlichkeit der Einhaltung der zulässigen Spannungsanhebung durch PV-Einspeisungen U_{PV_zul} ermitteln. Als Parameter dient das Verhältnis zwischen maximal auftretendem Spannungshub der Transformatorausgangsspannung ($|U_{Hub}|$ in %) und der zulässigen Spannungsanhebung durch PV-Einspeisungen (U_{PV_zul} in %). Dieses Spannungsband ist zusätzlich verfügbar bis es in der Mittelspannung benötigt wird, weil dort z.B. zusätzliche Einspeisungen oder insgesamt in allen Ortsnetzen hohe Leistungen installiert wurden. In diesem Fall schaffen regelbare Ortsnetztransformatoren Abhilfe.

Eine Wahrscheinlichkeit von 1 bedeutet, dass mit dem probabilistischen Faktor F = 0,85 in die Berechnung nach (1) das zulässige Spannungsband U_{PV_zul} nicht überschritten wird. Hingegen kann das zulässige Spanungsband U_{PV_zul} bei Berechnungen mit dem probabilistischen Faktor F für eine Wahrscheinlichkeit von 0,9 mit einer 10%-igen Wahrscheinlichkeit überschritten werden. Abhängig von der absoluten Spannungshöhe kann es dann zur Abschaltung oder Reduzierung der Einspeisleistung durch eine P(U)-Regelung kommen.

4.1.2.5 Schlussfolgerung

Der vorgestellte probabilistische Planungsansatz stellt eine sehr effektive Methode zur verbesserten Bewertung der Netzkapazität für dezentrale PV-Einspeiser dar. Während die konventionelle Beurteilung immer von Worst-Case-Annahmen ausgeht, wird bei dem vorgestellten probabilistischen Planungsansatz das statistische Verhalten der Spannung am Ortsnetztransformator und der Einspeiseleistung berücksichtigt. Dabei zeigt sich, dass die Worst-Case-Annahmen nur mit geringer Wahrscheinlichkeit auftreten. Wenn es dem Verteilernetzbetreiber möglich ist, bei Erreichen des oberen Spannungsgrenzwerts die Einspeiseleistung eines oder mehrerer Einspeiser abzuregeln (P(U)-Regelung), so ist eine Erhöhung der installierten PV-Einspeiseleistung möglich.
Sowohl die Ergebnisse des probabilistischen Planungsansatzes als auch die Ergebnisse eines durchgeführten Feldtests (Kapitel 4.3.1) zeigen, dass eine Verdoppelung der installierten Photovoltaikleistung in bestehende Niederspannungsnetze bei einer geringen Menge an nicht eingespeister Energie möglich ist.

4.2 Ergebnisse der Co-Simulation von Stromnetz und Kommunikationsnetz

Nachfolgend werden die umfangreichen Simulationen zusammengefasst, die im Rahmen des SmartLVGrid-Projektes zur Entwicklung der Regelungsstrategien und zum Testen der Controller-Implementierung zur Vorbereitung auf den Realbetrieb in Eberstalzell, Köstendorf und Littring durchgeführt wurden.

4.2.1 Co-Simulations-Setup

Neben den Netzmodellen stellen die Last- und Einspeiseprofile eine wichtige Datengrundlage dar, um die entwickelten Regelungsstrategien zu testen und deren Auswirkungen auf das Netz zu bewerten. Niederspannungsnetze zeichnen sich durch die starke Fluktuationen der Lasten aus, weshalb die Simulation von langen Zeiträumen, die auch außergewöhnliche Lastsituationen beinhalten sinnvoll erscheint. Nur so kann das Verhalten der Regelungsstrategien umfassend bewertet werden. Simulationen von ausgewählten Tagen bringen einen guten Überblick über die Leistungsfähigkeit der Regelungsstrategien. Für eine vollständige Bewertung wären allerdings relevante Zustände und die Dynamik aus einem Beobachtungszeitraum von zwei bis drei Jahren durch Messung der realen Lastprofilen in hoher zeitlicher Auflösung getrennt nach Außenleitern erforderlich. Eine solche Datenbasis existiert für die untersuchten Netze nicht und eine Generierung von entsprechenden Daten hätte für solch lange Zeiträume zu viel Aufwand bedeutet. Deshalb wurden aus den Lastprofilmessungen des Projektes ADRES [1] (2 x 10 Tage je im Winter- und Sommerhalbjahr) Lastprofile und aus Messwerten von PV-Anlagen für 18 ausgewählte typische Tage im Jahr erstellt, welche jegliche Kombination der folgenden Merkmale abdecken:

Jahreszeit		**Wochentag**		**Wetter**		
Sommer Winter		Montag bis Freitag Samstag Sonntag		gut durchschnittlich schlecht		Szenarien
2	x	3	x	3	=	18

Diese 18 typischen Tage wurden für alle drei Netze für die Regelungsstufen 0 (Referenz) bis 3 angewendet und anhand dieser die Regelungsstrategien entwickelt.
Eine weitere wichtige Grundlage stellen die Daten zur Qualität des Kommunikationsmediums PLC als Eingangsdaten für die Kommunikationssimulation dar. Dafür wurden in den Netzen Köstendorf und Littring die real auftretenden Kommunikations-Parameter ermittelt.
Die Netzsimulationen wurden 3phasig-unsymmetrisch gerechnet, wobei das Verhalten der Q(U)-Regelung (und der P(U)-Regelung, welche aber in den Simulationen nicht aktiv wurde) für jeden Wechselrichter separat und phasenindividuell berechnet wurde.

4.2.2 Sensitivität der Regelungskonzepte auf Laufzeitverzögerung/Verlustrate

Die Regelungsstrategien wurden so konzipiert, dass sie möglichst unempfindlich gegenüber Kommunikationsausfällen und Paket-Verzögerungen sind. Wie in [14] untersucht wurde, hängt die Performance der Regelungsstrategien nur unwesentlich von den simulierten Kenngrößen *Loss-Rate* und *Delay* der PLC-Übertragung ab, sofern diese sich in Größenordnungen bewegen, welche bei normalen Kommunikationsbetrieb entsprechend der Auslegung gegebenen ist (*Loss-Rate<33%* und *Delay<500ms*).

Demzufolge wird der Regler eine falsche Sichtweise über die Netzsituation nur dann bekommen, wenn dauerhaft kritische Spannungsmesswerte ausbleiben. Gehen immer wieder vereinzelt Messwerte verloren und ergibt sich dadurch beispielsweise eine Update-Rate eines Messwertes von 3 bis 5min (oder mehr) anstatt der gewünschten 1 bis 2 Minuten, so ist die Auswirkung auf die 10-min-Mittelwerte, wie sie in der E1100 [3] und EN50160 [4] beschrieben sind, vernachlässigbar [14].

Eine Konsequenz daraus ist, dass die Simulationen auch ohne Kommunikationssimulation durchgehführt werden können solange berücksichtigt wird, dass die gewonnenen Erkenntnisse aus diesen Simulationen den Optimalfall darstellen, welcher bei Bewertung der 10-min-Mittelwerte nur unwesentlich von den Ergebnissen mit Kommunikationssimulation abweicht. An den Grenzen des +/-10% Spannungsbandes sind in EN-50160 nach Dauer und Spannungsabweichung klassifizierte Ereignisse (DIPS & Swells) beschrieben, die aus dem gleitenden 20-ms Effektivwert im Intervall von 10ms gebildet werden. Eine Spezifikation typisch auftretender Verhältnisse in Verteilnetzen wie für die 10-Minuten Mittelwerte der Spanungshöhe, Oberschwingungen und Flicker ist jedoch nicht gegeben. Nachdem die Quelldaten für die Simulationen in Minutenauflösung zu Verfügung standen, konnten solche Ereignisse nicht in der Simulationsumgebung modelliert werden, und eine Analyse von DIPS und Swells wurde lediglich in den Feldtests durchgeführt.

Für die 10-min-Mittelwerte war es auch möglich, die Simulationen auf einen Faktor 10 bis 40 schneller als Echtzeit (je nach Netz) zu beschleunigen, ohne nennenswerte Fehler in den Ergebnissen zu erlangen. Zusätzlich brachte das Weglassen der Kommunikations-Simulation den Vorteil, dass die Simulationen 100% reproduzierbar waren, da keine statistischen / zufälligen Verzögerungen und Ausfallsraten mehr berechnet wurden.

Die dargestellten Ergebnisse in [12] und [14] wurden mit Kommunikationssimulation durchgeführt, genauso wie die nachfolgend dargestellten Ergebnisse. Es muss für jede Untersuchung separat überprüft werden, ob es zulässig ist, die Simulationen mit oder ohne Kommunikationssimulation durchzuführen, da die Empfindlichkeit der Ergebnisse bezüglich Datenübertragungsqualität stark von der untersuchten Fragestellung abhängt.

4.2.3 Spannungssituationen in den unterschiedlichen Szenarien

Die folgenden drei Darstellungen zeigen exemplarisch die auf Basis der verwendeten Profile aufgetretenen Spannungs-Situationen für das Netz Köstendorf:

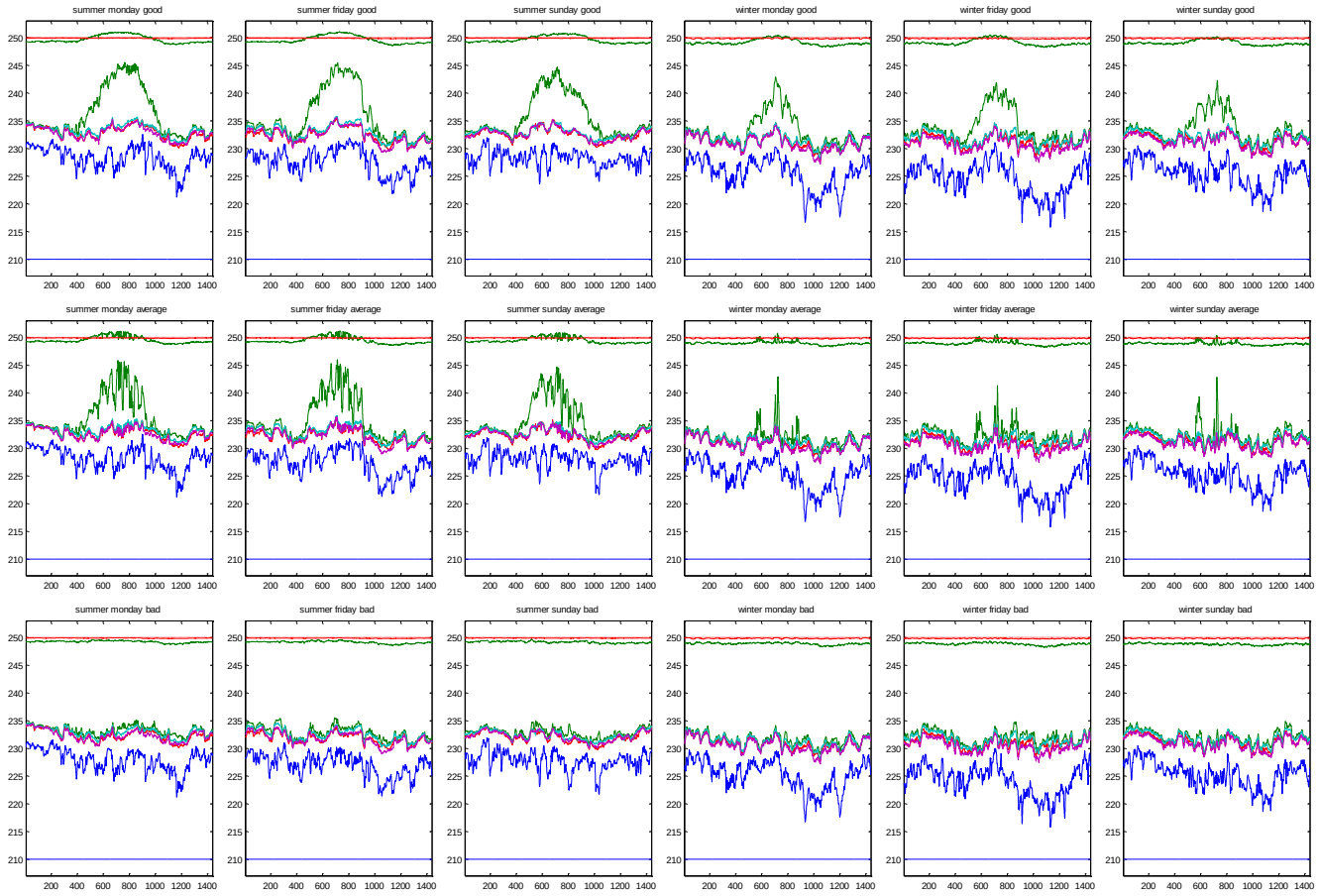


*Abbildung 42 Spannungssituation Simulationen **Köstendorf** (höchste Spg. Grün, niedrigste Spg. Blau, Trafo-Spg. Türkis/Lila/Rot, Trafo-Wirkleistung grün (oben, skaliert), Trafo-Blindleistung rot (oben, skaliert)*

Als Beispiel für eine Stufe-2-Regelung (siehe Kapitel 3.2.1) ist in Abbildung 43 die Simulation eines sonnigen Freitags im Sommer in Littring dargestellt: Die höchste und niedrigste Netzspannung ist in grün bzw. blau dargestellt. Der Regler bekommt die Spannungsinformationen aus dem Netz als 5min-Mittelwert mit Verzögerung von einigen Sekunden. Deshalb ist in rot strichliert die Sichtweise des Reglers auf die höchste und niedrigste Spannung dargestellt. Es ist zu sehen, dass der Regler trotz Kommunikationsverzögerung und Verlusten auftretende Spannungsbandverletzungen gut erkennen kann und mit nur einer kurzen Zeitverzögerung nach einer Grenzwertverletzung stuft.

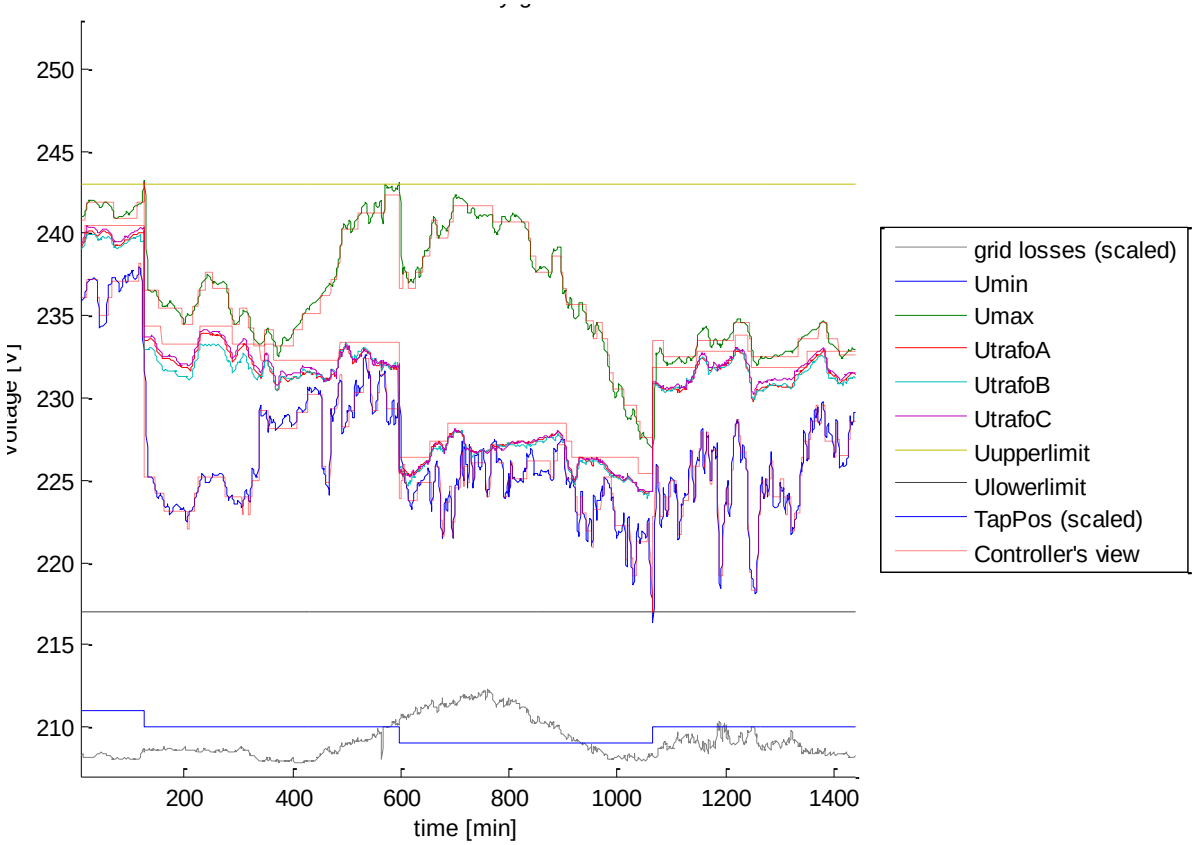


Abbildung 43 Spannungssituation Simulationen Littring Stufe 2 (Szenario Sommer/Freitag/gut)

Die Spannungsprofile aus den Simulationen unterscheiden sich teilweise erheblich von den in den realen Netzen aufgetretenen Spannungsprofilen. Der Grund hierfür liegt darin, dass sowohl das Spannungsprofil für die Mittelspannung als auch die Leistungsprofile für die Lasten in allen drei Netzen aus vorhandenen gemessenen Profilen verschiedener Haushalte (im Rahmen des Projekts ADRES [1]) erarbeitet wurden. In der Projektphase, in der die Simulationen durchgeführt wurden (2013), standen noch keine für die Simulationen brauchbaren Vergleichswerte bzw. Messungen aus den untersuchten Netzen zu Verfügung. Nichtsdestotrotz konnten die Regelungsstufen in den Feldtests am Ende ähnliche Spannungsbandgewinne wie in den Simulationen erzielen

4.2.4 Erkenntnisse aus den Simulationen

Eine Darstellung der Simulationsergebnisse ist in [12], [14] und [15] zu finden. Die wesentlichen Erkenntnisse aus den Simulationen können folgendermaßen zusammengefasst werden:

1. Speziell wenn die Trafo-Stufenhöhe sehr groß ist (entsprechend der Feldtest-Konfiguration), hängt die Performance der Regelungskonzepte stark von den eingestellten Parametern ab. Dies liegt darin begründet, dass beim Hochstufen bei Unterschreitung der parametrierten Spannungsuntergrenze die Netzspannungen wegen der großen Stufenhöhe so stark angehoben werden, dass es zur Überschreitung der Spannungsobergrenze kommen kann. Daher können Simulationen mit leicht unterschiedlicher Parametrierung der Spannungsunter- und -obergrenzen signifikant unterschiedliche Ergebnisse bringen. Beispielsweise wird durch eine leicht niedrigere Wahl der Spannungsuntergrenze ein Hochstufen nicht mehr notwendig, was zu einer Vermeidung einer Überschreitung der Spannungsobergrenze und im Endeffekt zu einem

wesentlich besseren Spannungsprofil führt. Dieser Effekt wird umso geringer, je niedriger die Trafo-Stufenhöhe ist.

2. Zur Vermeidung von hohen Blindleistungsflüssen und in weiterer Folge von hohen Netzverlusten macht es Sinn, die Spannungsobergrenze des Regler in einen Spannungsbereich zu legen, indem noch keine Wechselrichter-Blindleistung aktiv ist (innerhalb des Deadbands der Q(U)-Regelung). Damit stuft der Trafo zuerst herunter (wenn nach unten hin genug Platz im Spannungsband ist), bevor die Q(U)-Regelung einsetzt. In dem Fall würde eine Q(U)-Regelung nur dann einsetzen, wenn kein Hinunterstufen möglich ist.
3. Um im Feldtestbetrieb einen bestmöglichen Spannungsbandgewinn mit Stufe 2 bzw. 3 zu erzielen, ist es sinnvoll, die Q(U)-Regelung möglichst früh starten zu lassen, d.h. unterhalb der Spannungsobergrenze des Reglers. Durch das frühzeitige Einsetzen der Q(U)-Regelung kann diese zum Spannungsbandgewinn beitragen, noch bevor ein Hinunterstufen des Trafos erst bei höheren Netzspannungen erfolgt. In dem Fall sind die Blindleistungsflüsse und die Verluste höher. Der Betrieb in diesem Spannungsbereich entspricht dann einer Lösung mit Q(U) ohne RONT.
4. Die in Punkt 1 bis 3 beschriebenen Phänomene haben zur Folge, dass der Spannungsbandgewinn der Regelungskonzepte sehr stark von den eingestellten Parametern abhängt. Es zeigt sich aus den Simulationen, dass die entwickelten Validierungskonzepte sich nur bedingt zur Feststellung des Anwachsens der Hosting Capacity eignen. Der im Zuge der Validierungen erhobene Spannungsbandgewinn bezieht sich auf Situationen mit beschränkter Spannungsanhebung oder stark unsymmetrische Verhältnisse. Beide Situationen sind als Modell für eine Netzsituation mit hohen symmetrischen Spannungen, wo eine Regelung erst kurz vor dem Erreichen der Grenzen des Spannungsbandes eingreift, nur bedingt geeignet. Um das Potential der Regelungskonzepte zu demonstrieren, wäre es sinnvoll, die Regelungskonzepte anhand der Steigerung der Hosting-Capacity zu beurteilen. Eine diesbezügliche Untersuchung wird im FP7 Projekt IGREENGrid [5] durchgeführt.
5. Obwohl die Q(U)-Regelungen den für die Netze üblichen Blindleistungsfluss verdreifachen können, steigen über ein Jahr gerechnet die Netzverluste bei Stufe 1 und 2 um rund 1% und für Stufe 3 um rund 4%. Die niedrigen Werte kommen dadurch zustande, weil vergleichsweise nur zu einem geringen Teil des Jahres volle PV-Einspeisung vorhanden ist.
6. Die Q(U)-Regelung eignet sich gut, um hohe Spannungsanstiege zu reduzieren, allerdings kann sie nur sehr begrenzt hohe Spannungsabfälle reduzieren, da typischerweise an Abzweigen mit niedrigen Spannungen wenige PV-Anlangen vorhanden sind, die Blindleistung einspeisen könnten.
7. In den Simulationen konnte gezeigt werden, dass mit der Umstellung von einphasigen Anlagen auf dreiphasige (bzw. die Symmetrierung bei stark asymmetrischem einphasigem Anschluss) sehr viel Spannungsband gewonnen werden kann. Vor allem wird dadurch die Wirkung der Regelung durch den regelbaren Ortsnetztrafo - rONT unterstützt.

4.3 Ergebnisse der Feldtests

Dieser Abschnitt stellt die Ergebnisse und Erkenntnisse der mehrmonatigen Feldtests in Eberstalzell, Littring, Köstendorf und Prendt dar. Im ersten Teil werden die durch die probabilistischen Planungsmethode vorhergesagten Spannungsniveaus und P(U)-Abregelungszeiten in Prendt analysiert, das Verhalten der cos(Phi(P))- und Q(U)-Regelung dargestellt, sowie deren Auswirkungen auf die Netzspannungen verglichen. Im zweiten und dritten Teil werden die Auswirkungen der in den drei Netzen Eberstalzell, Littring und Köstendorf evaluierten Regelungsstrategien auf die Netzspannungen analysiert. Für das Netz Köstendorf wird das Ladeverhalten der im Demonstrationsnetz aktiven Elektroautos und deren Potential als Beitrag zur Netzregelung analysiert. Schließlich wird das konventionelle Netzplanungskonzept mit einem erweiterten Netzplanungskonzept und den Messergebnissen der unterschiedlichen Regelungsstufen aus dem Netz verglichen. Des Weiteren werden die wesentlichen Erkenntnisse der Feldtestphase und deren Auswertungen sowie die Erfahrungen mit den eingesetzten Technologien zusammengefasst.

4.3.1 Feldtestregion Prendt in Oberösterreich

Während der Evaluierungsphase wurden die beiden Wechselrichter-Regelungsstrategien cosPhi(P) sowie Q(U) kombiniert mit P(U) über einen längeren Zeitraum beibehalten. Dadurch ist es möglich die wahrscheinlich auftretenden Spannungsverhältnisse unter Einfluss der variierenden Trafoausgangsspannung, Lastverhältnisse und PV-Einspeiseleistungen zu erfassen.
In den folgenden Abschnitten werden die Messergebnisse für die beiden Regelungsstrategien hinsichtlich der Spannungs- und Blindleistungsverhältnisse am Anschlusspunkt Prendt 2 dargestellt. Wenn nicht anders angegeben, handelt es sich bei den Spannungswerten um Momentanwerte der Spannung am Ende des 5-min Aufzeichnungsintervalls (Aufzeichnung IEM-Zähler). Des Weiteren erfolgt eine Abschätzung der nicht eingespeisten Energiemenge bei P(U) Regelung.
Am Abzweig Prendt_1 wurden im Rahmen des Projekts 29,13 kWp Photovoltaik neu installiert und mit den unterschiedlichen Regelstrategien betrieben. Zusätzlich erfolgte die Einspeisung einer bestehenden PV-Anlage mit 14,54 kWp bei cosPhi=1. In Summe waren damit 43,67 kWp am betrachteten Netzabzweig angeschlossen.

4.3.1.1 Wechselrichter-CosPhi(P)-Regelung

Im Zeitraum zwischen 25.1.2013 und 6.9.2013 waren die DG-DemoNet-Wechselrichter im Feldtestgebiet Prendt auf cosPhi(P)-Regelung eingestellt. Bei den während der Feldtest-Designphase durchführten Simulationsrechnungen (SMARTSIM) wurde mit einer Ausgangsspannung am Transformator von 103% ausgegangen. Diese Spannung wurde mittels Lastflussberechnung im Mittelspannungsnetz berechnet. Ausgehend von dieser Trafospannung konnte über SMARTSIM ermittelt werden, dass eine Einspeisung von 43,7 kWp (14,54 kWp mit cosPhi=1 und 29,13 kWp mit cosPhi(P) Regelung) möglich ist und damit die obere Spannungsgrenze von +10% mit hoher Wahrscheinlichkeit nicht überschritten wird und es zu keiner Abschaltung kommt.

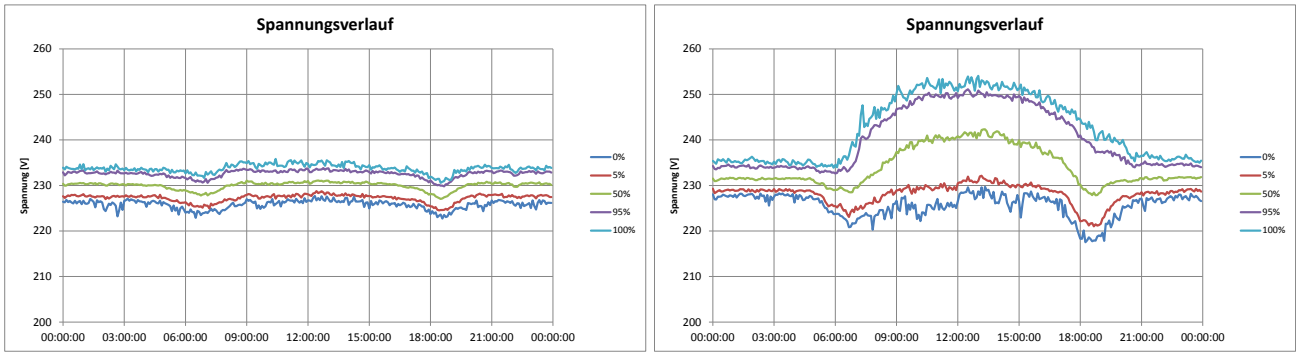


Abbildung 44: Perzentilwerte der gemessenen Spannungstagesverläufe (Momentanwerte am Ende jedes 5-min-Intervalls 25.1.2013 und 6.9.2013) an der SammelschieneTrafostation Prendt und im Strang Prendt 2

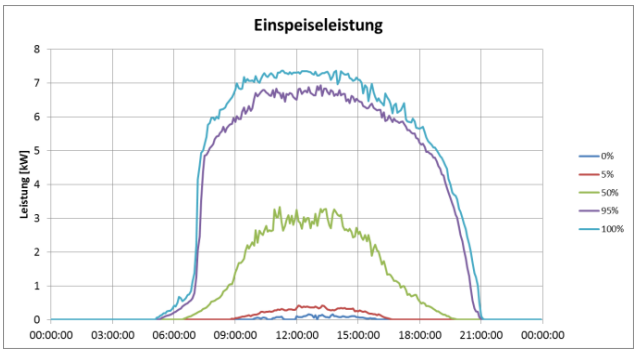


Abbildung 45 Gemessene PV-Einspeiseleistung an Netzknoten Prendt 2

	Trafostation		Prendt 2		ΔU [%]
U Q95	101,7 %	233,91 V	109,2 %	251,16 V	7,5 %
U Q100	102,5 %	235,75 V	110,5 %	254,15 V	8,0 %

Tabelle 1 Gemessene Spannungen 100% und 95% Quantil an der Trafostation und in Prendt2

An der Trafostation Prendt liegen die maximalen Ausgangsspannungen bei 102,5% und die maximale Spannung am Einspeisepunkt Prendt 2 liegt bei 110,5%. Die maximalen Spannungen werden im Wesentlichen nicht durch die PV-Einspeisung sondern durch Zuschaltung von einphasigen Lasten beeinflusst. Für den Vergleich und die Beurteilung sollte daher der 95%-Quantilswert betrachtet werden.
Diese Messergebnisse bestätigen die durch die Simulationsberechnung getroffene Vorhersage, dass die Spannung von +10% eingehalten werden kann. Zudem kam es innerhalb des Betrachtungszeitraumes zu keiner Abschaltung des Wechselrichters.
Die in Abbildung 46 dargestellten Phasenspannungen zeigen, dass es nur in kurzen Zeiträumen zu einer hohen Spannungsanhebung kommt. Die Unsymmetrie auf Phase L2 wird durch die ein- und zweiphasigen Einspeisungen am Abzweig Prendt_1 hervorgerufen.

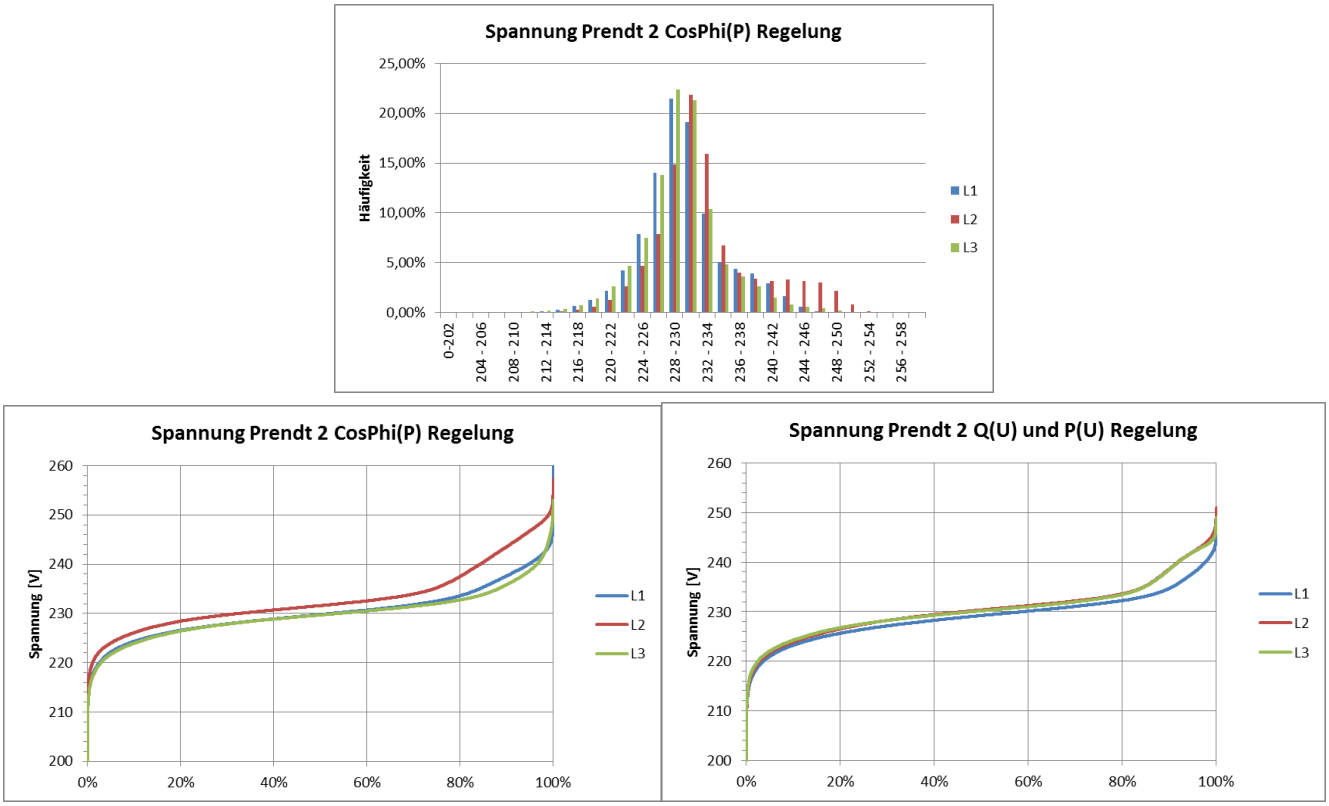


Abbildung 46 Histogramm und Dauerlinie der Spannung an Netzknoten Prendt 2

Aufgrund der Regelcharakteristik der verwendeten cosPhi(P)-Regelung, bei der bis zu einer Leistung von 50% P_n mit cosPhi=1 eingespeist wird und dann der Leistungsfaktor linear auf cosPhi=0,9 bei 100% P_n erhöht wird, wurden auch bei kleinen Einspeiseleistungen relativ hohe Spannungen gemessen. Am betrachteten Anschlusspunkt kann festgestellt werden, dass bei Einspeisung mit 50% P_n die Spannung gleich oder größer der Spannung mit Einspeisung 100% P_n ist.

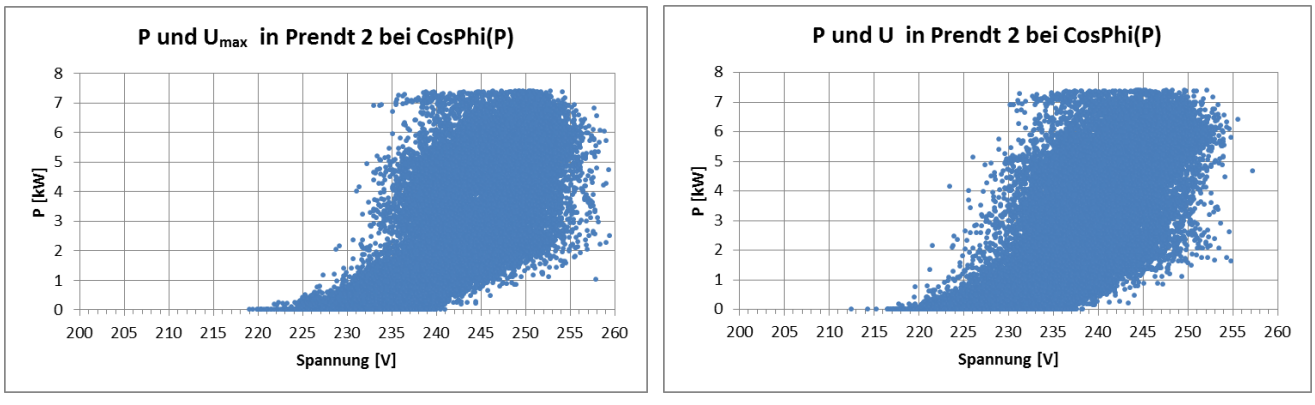


Abbildung 47 Spannungen Prendt 2 bei CosPhi(P)-Regelung

U_{max} … Maximale Spannung innerhalb des 5-min Intervalls (höchster Wert Phase L1,L2,L3)
U … Momentanwert der Spannung am Ende des 5-min Intervalls (höchster Wert Phase L1,L2,L3)

In Abbildung 48 ist die Blindleistung in Abhängigkeit der Wirkleistung dargestellt. Erwartungsgemäß erhöht sich der Blindleistungsbezug von cosPhi=1 bei 50% P_n auf cosPhi=0,9 bei 100% P_n.

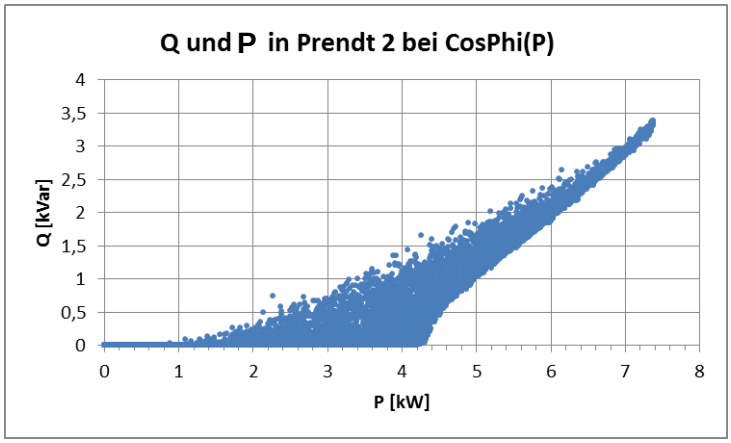


Abbildung 48 Blindleistung in Abhängigkeit der Wirkleistung bei CosPhi(P)-Regelung

Wie bereits beschrieben, zeigt auch die Darstellung in Abbildung 49 die positive Auswirkung des Blindleistungsbezugs auf die Spannungsanhebung. Aber auch hier ist zu erkennen, dass bei Einspeisungen <50% die Spannung relativ hoch ist und bei Einspeisungen >50% die Spannungen relativ tief abgesenkt wird, da zusätzlich zum Blindleistungsbezug des Wechselrichters auch die Blindleistung der Last spannungssenkend wirkt.

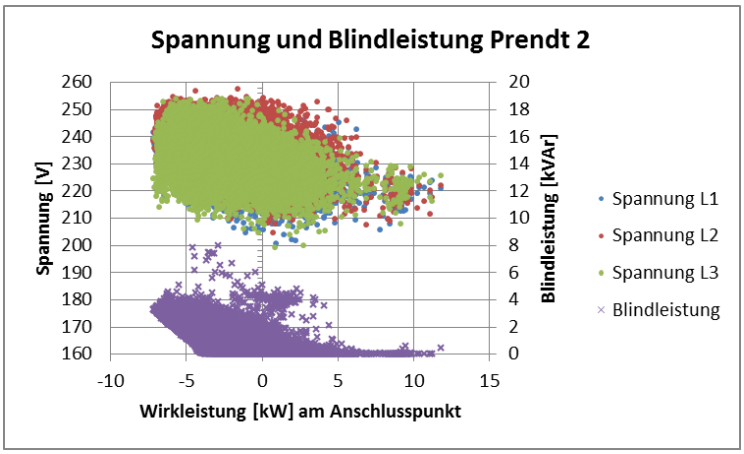


Abbildung 49 Spannung und Blindleistung am Anschlusspunkt Prendt 2 (Überschusszähler)

4.3.1.2 Wechselrichter-Q(U) und P(U)-Regelung

Im Zeitraum zwischen 7.9.2013 und 17.4.2014 waren die DG-DemoNet-Wechselrichter auf Q(U) und P(U) Regelung eingestellt.

Bei den während der Feldtest-Designphase durchführten Simulationsrechnungen wurde mit einer Ausgangsspannung am Transformator von 103% ausgegangen. Diese Spannung wurde mittels Lastflussberechnung im Mittelspannungsnetz berechnet. Ausgehend von dieser Trafospannung konnte über SMARTSIM ermittelt werden, dass eine Einspeisung von 43,7 kWp (14,54 kWp mit cosPhi=1 und 29,13 kWp mit Q(U) und P(U) Regelung) nur mit einer Q(U) und P(U)-Kennlinie in engeren

Spannungsgrenzen zu einem messbaren Evaluierungsergebnis führen wird. Deshalb wurde der P(U)-Regeleingriffspunkt mit 109% gewählt.

An der Trafostation Prendt liegen die maximalen Ausgangsspannungen bei 102,5% und die maximale Spannung am Einspeisepunkt Prendt 2 liegt bei 108,2%. Für den Vergleich und die Beurteilung sollte der 95%-Quantilswert betrachtet werden, da die maximalen Spannungsspitzen im Wesentlichen nicht durch die PV-Einspeisung sondern durch Zuschaltung von einphasigen Lasten hervorgerufen werden.
Diese Messergebnisse bestätigen die durch die Simulationsberechnung getroffene Vorhersage, dass die Spannung von +10% eingehalten werden kann. Zudem ist aus Abbildung 50 klar erkennbar, dass es zu einer Verflachung des oberen Spannungsverlaufes kommt. Diese Verflachung zeigt die Wirkung der P(U) Regelung ab 109% U_n. Wie sich diese Regeleingriffe auf den Energieertrag auswirken, wird nachfolgend behandelt.

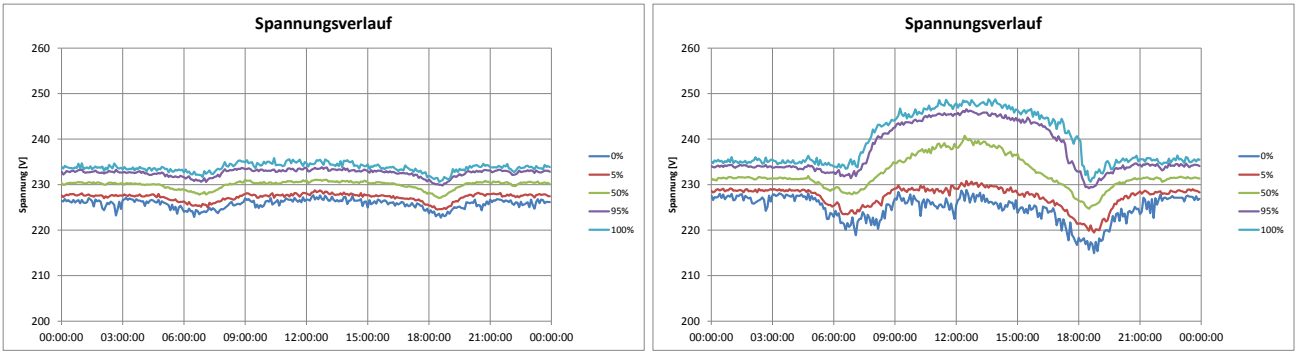


Abbildung 50 Gemessener Spannungsverlauf Trafostation Prendt und Prendt 2

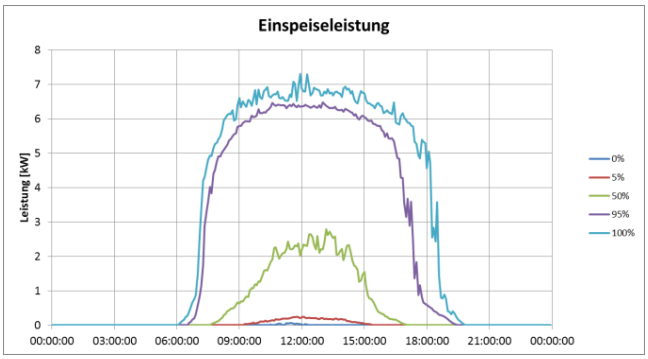


Abbildung 51 Gemessene PV-Einspeiseleistung in Prendt 2

	Trafostation		Prendt 2		ΔU [%]
U Q95	101,7%	233,91 V	107,2%	246,56 V	5,5 %
U Q100	102,5%	235,75	108,2%	248,86 V	5,7 %

Tabelle 2 Gemessene maximale Spannungen 100% und 95% Quantil an der Trafostation und in Prendt2

Die in Abbildung 52 dargestellten Phasenspannungen zeigen, dass es nur in kurzen Zeiträumen zu einer hohen Spannungsanhebung kommt. Gegenüber der cosPhi(p)-Regelung ergibt sich jedoch eine

Verflachung der Dauerlinie, die auf die Reduzierung der Wirkleistung bei Spannungen >109% zurückzuführen ist. Die Unsymmetrie auf den Phasen L2 und L3 wird durch die ein- und zweiphasigen Einspeisungen am Abzweig Prendt_1 hervorgerufen.
Gegenüber der Abbildung 46 zeigt sich eine geänderte Spannungsverteilung der einzelnen Phasen. Das Zusammenwirken aller ein- und zweiphasigen Einspeisungen mit Q(U)-Regelung könnte zu diesem Effekt führen. Die cosPhi(P) Regelung bezieht abhängig von der Einspeiseleistung die Blindleistung und senkt damit die Spannung auf den Einspeisephasen unabhängig von ihrer Höhe. Dadurch werden auch „niedrige“ Phasenspannungen noch weiter gesenkt. Die Q(U)-Regelung senkt die Spannung hingegen selektiv je nach deren Höhe.

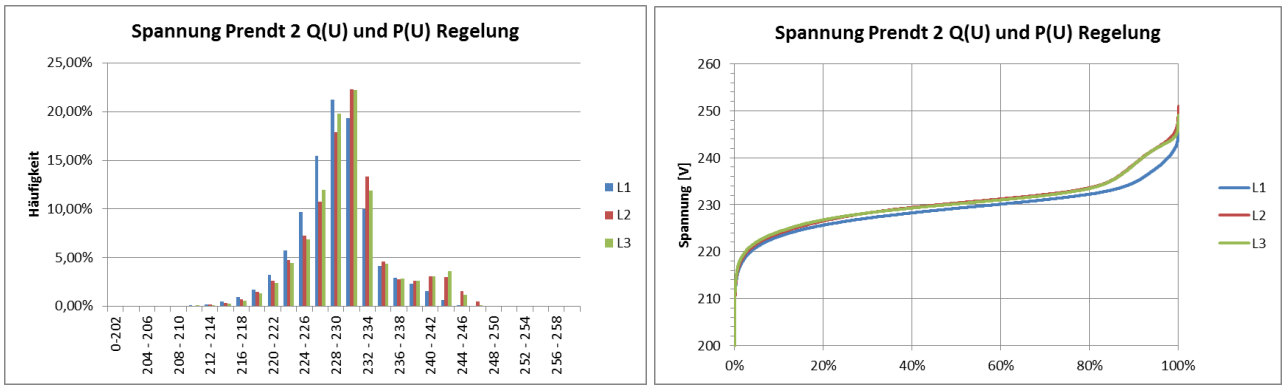


Abbildung 52 Histogramm und Dauerlinie der Spannung Prendt 2

Auf Grund der Regelcharakteristik der Q(U)-Regelung, die nur abhängig von der Spannung den Blindleistungsbezug erhöht, wird in allen Leistungsbereichen der Einspeisung die Spannung im notwendigen Ausmaß gesenkt. Dadurch ergibt sich auch ein geringerer Spannungshub.
Die in Abbildung 53 eingezeichnete P(U)-Regelkennlinie (rote Linie) stellt die Spannungsgrenze dar, bei der die Einspeiseleistung reduziert wird. Daher bewegen sich die Wertepaare P/U entlang dieser Kennlinie. Die Häufung der hohen Spannungswerte bei geringen Einspeiseleistungen ist daher ein Indiz für die Häufigkeit der Regeleingriffe.
In der Auswertung der maximalen Spannungen zeigen sich Wertepaare P/U über der Grenzlinie. Dies ist dadurch zu erklären, dass die Regelung mit einer Regelgeschwindigkeit 10% P_{mom}/s arbeitet.

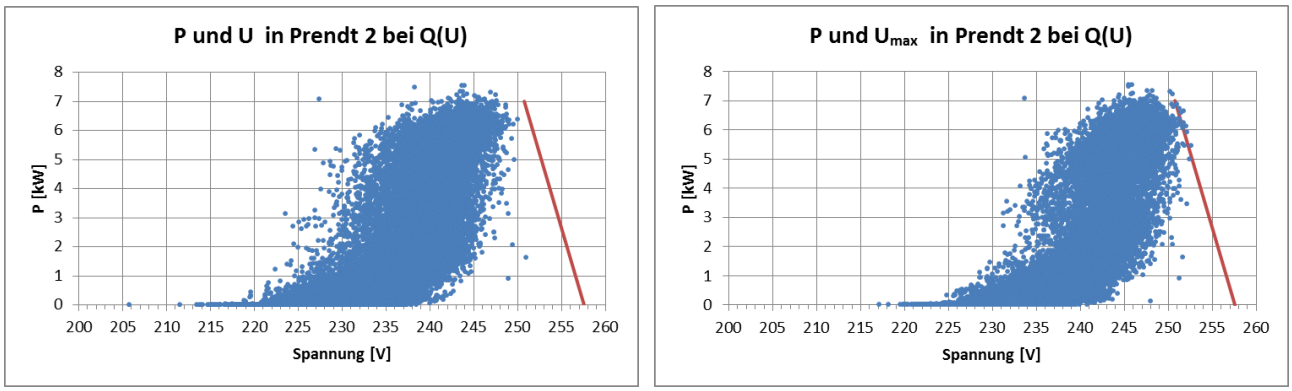


Abbildung 53 Spannungen Prendt 2 bei Q(U) und P(U)-Regelung

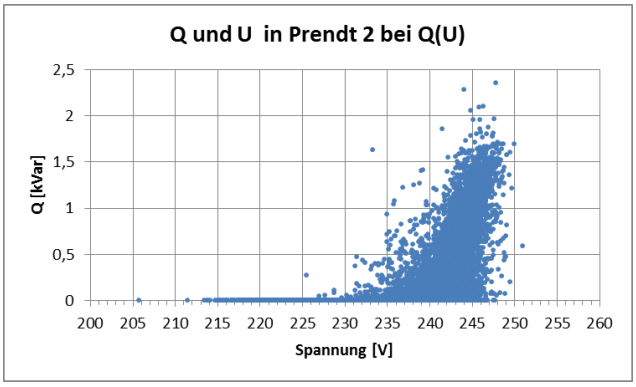


Abbildung 54 Blindleistung in Abhängigkeit der Spannung bei Q(U)-Regelung

U_{max} … Maximale Spannung innerhalb des 5-min Intervalls (höchster Wert Phase L1,L2,L3)
U … Momentanwert der Spannung am Ende des 5-min Intervalls (höchster Wert Phase L1,L2,L3)

In Abbildung 54 ist die Blindleistung in Abhängigkeit der Spannung dargestellt. Erwartungsgemäß erhöht sich der Blindleistungsbezug bei höheren Spannungen. Auffällig ist jedoch, dass trotz Einstellung von Q_{rel}=83% (cosPhi=0,9) bei U=109% die gemessenen Werte nur einen cosPhi von ~0,95 bei maximaler Spannung erreichen. Da es sich bei der Blindleistung um einen 5-Min Mittelwert handelt und dieser dem Spannungsmaximalwert gegenübergestellt wird, kommt es zu dieser geringen Blindleistung. Würde die Spannung für längere Zeiträume die obere Spannungsgrenze von 109% überschreiten, so würde sich auch der Blindleistungsbedarf erhöhen und ist daher auch ein Maß für die Häufigkeit der Regeleingriffe durch die P(U)-Regelung ab 109%.

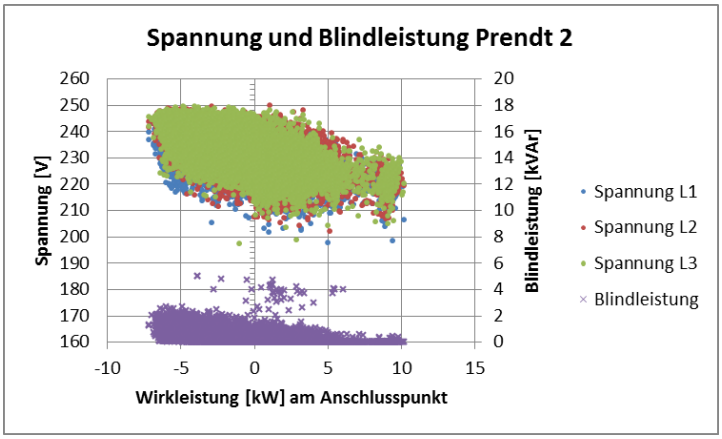


Abbildung 55 Spannung und Blindleistung am Anschlusspunkt Prendt 2 (Überschusszähler)

Im Vergleich von Abbildung 49 und Abbildung 55 sind die Vorteile der Q(U)-Regelung gegenüber der cosPhi(P) für die vorliegende Netzstruktur ersichtlich. Die Q(U) Regelung reduziert die Spannung bedarfsgerechter und das zeigt sich in dem geringeren Spannungshub. Zudem wird insgesamt weniger Blindenergie bezogen.

4.3.1.3 Nicht eingespeiste PV-Leistung

Die „Messung“ der nicht eingespeisten Energie ist nicht direkt möglich. Eine Möglichkeit wäre für Anlagen die frei von Verschattungen sind die Installation einer Referenz-PV-Zelle, Hochrechnung auf die Gesamtanlage und Vergleich mit der tatsächlich erzeugten PV-Energie. Die Methodik wurde auf Grund der Komplexität und der fraglichen Umsetzbarkeit im Realbetrieb nicht weiter verfolgt. Ansätze für die Abschätzung der nicht eingespeisten Energiemenge mittels Korrelationsanalyse zwischen nicht geregelten und P(U)-geregelten PV-Anlagen führten zwar zu hohen Korrelationsfaktoren, aber erlaubt keine hinreichend genaue Abschätzung des Ertragsverlusts (Abschätzungsfehler größer Messgröße). Vor allem die unterschiedlichen Modulausrichtungen und die Anteile von Diffus- und Direktstrahlung machen eine Abschätzung auf diese Art nicht möglich.
In Prendt 2 wurde durch den Kunden ein Fronius Datalogger installiert. Dieser Datenlogger zeichnete während der Testphase die Regelungseingriffe („Events“) der P(U)-Regelung in folgender Form auf.

- Zeitpunkt des Regeleingriffs
- Aktivierungsdauer
- Minimale und Maximale Spannung der aktivierenden Phase(n) (1s-Wert)

Im Folgenden wird eine Abschätzung der nicht eingespeisten Energiemenge für den Zeitraum 6.9.2013 bis 18.4.2014 vorgenommen. Dafür müssen einige Annahmen über die ertragsminderten Eventdauern und die Leistungsreduktion getroffen werden. Um die Bandbreite darzustellen, werden verschiedene Kombinationen berechnet.
Innerhalb des Betrachtungszeitraumes von 223 Tagen wurde durch die PV-Anlage eine Energiemenge von 5091 kWh erzeugt. Die P(U)–Regelung wurde dabei 9971 Mal aktiv. Wie jedoch aus Abbildung 56 ersichtlich, dauerten rund ¾ der Events <5s. Bei einer Regelgeschwindigkeit von 10% P_{mom}/s ist bei Events <5s theoretisch nur eine maximale Leistungsreduktion von <25% möglich. Zudem ist die Auflösung der Eventdauer mit 1s begrenzt, so dass auch „Anregungen“ der P(U)Regelung mit Bruchteilen einer Sekunde als Event mit 1s aufgezeichnet werden.
Werden alle Eventdauern summiert, so ergibt sich eine Regeleingriffzeit von 22 Stunden 8Minuten. Würde für diese Zeit der Wechselrichter die Leistung um 100% reduziert haben (Abschaltung) so ergäbe sich eine „nicht eingespeiste Energie“ von 2,62%. Werden nur Events >5s betrachtet, so ergibt sich eine Regeleingriffszeit von 17 Stunden 15 Minuten und bei 100% Leistungsreduktion eine „nicht eingespeiste Energiemenge“ von 2,04%

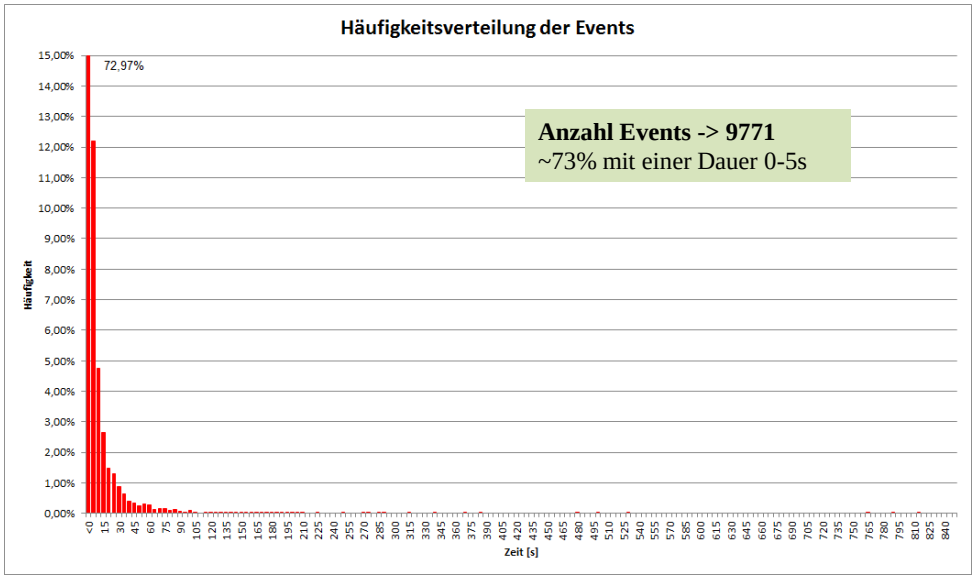


Abbildung 56 Häufigkeitsverteilung der P(U)-Events

Wie die obige Extremabschätzung zeigt, ist trotz der häufigen Regeleingriffe der Energieertragsverlust sehr gering. Realistisch ist bei einer Regelgeschwindigkeit von 10% P_{mom}/s mit einer Leistungsreduktion von rund 25%-50% zu rechnen. In Tabelle 3 sind diese Ergebnisse dargestellt. Dabei wurde von einer Momentanleistung bei Regeleingriff von 6,034 kW ausgegangen (90% Quantil der Leistung).
Aus den Abschätzungen der „nicht eingespeisten Energie“ mit den unterschiedlichen Parametern für die relevanten Dauern und die Leistungsreduktion kann von einem Ertragsverlust zwischen 0,51% bis 1,31% ausgegangen werden.

		Ertragseinbuße [kWh]			Ertragseinbuße [%]		
Erwartete Leistungsreduktion		**100%**	**50%**	**25%**	**100%**	**50%**	**25%**
Event-dauer	> 0 s	133,6	66,8	33,4	2,62%	1,31%	0,66%
	> 5 s	104,1	52,2	26,0	2,04%	1,02%	0,51%

Tabelle 3 Abschätzung „nicht eingespeiste Energie“

Die im Wechselrichter aufgezeichneten Spannungen (1s-Werte) zeigen, dass während des Regelungseingriffs die Spannungswerte unter 109% liegen. Wird davon ausgegangen, dass derartige Regeleingriffe nur sehr kurze Zeit (Ausregelung von Spannungsspitzen bei Zuschaltung von Geräten) dauern und berücksichtigt auch die Regelkennlinie zur Abschätzung der Leistungsreduktion, so ergibt sich eine Ertragseinbuße von 0,176% bei 15,83 h Regelungseingriffszeit (siehe Tabelle 4).

Leistungsreduktion	**Anzahl Events**	**Gesamt-Dauer**	**Reduzierte Energie**	
	[1]	**[h]**	**[kWh]**	**[%]**
Berücksichtigung Spannung und Kennlinie	2503	15,83	8,11	0,176%

Tabelle 4 Abschätzung „nicht eingespeiste Energie“ unter Berücksichtigung der Spannung und Kennlinie

4.3.1.4 Fazit Feldtestregion Prendt

Bereits in der Designphase des Feldtests wurde mit dem Programm SMARTSIM die mögliche PV-Einspeiseleistung festgelegt. Ziel war es, so viel wie möglich beziehungsweise alle Interessenten in das Netz einspeisen zu lassen. Obwohl mit den bereits bestehenden 25,88 kWp an den beiden Abzweigen nach konventioneller Beurteilung keine weiteren Anlagen in der Vergangenheit zugelassen wurden, konnten mit „Intelligenter Planung“ in Summe 142,23 kWp angeschlossen werden.
Eine wesentliche Rahmenbedingung war dabei, dass die Einhaltung der oberen Spannungsgrenze auch nach Ablauf der Testphase nur mit Blindleistungsregelung eingehalten werden kann und die Einspeisung uneingeschränkt möglich ist. Herausfordernd waren dabei die ein- und zweiphasigen Einspeisungen am Abzweig Prendt_1.
Bei konventioneller Berechnung der Spannungsanhebung (mit cosPhi=1) würde sich eine Anhebung von +9% errechnen. Die Messergebnisse mit cosPhi(P)-Regelung zeigen, dass sich am Anschlusspunkt „Prendt 2“ ein Spannungsbandgewinn von 1,5% ergibt. Ein wesentlich höherer Spannungsbandgewinn von 3,5% am Anschlusspunkt Prendt 2 konnte bei Einstellung der Wechselrichter auf Q(U) und P(U) erzielt werden. Dabei ist die „nicht eingespeiste Energiemenge“ mit 0,176% bis maximal 1,31% sehr gering. Diese Ergebnisse hängen stark von den im Feldtest gewählten Parametern und spezifischen Netzgegebenheiten ab und ermöglichen keinen generellen Vergleich zwischen Q(U) und cosPhi(P)-Regelung.

Durch den Feldtest konnte nachgewiesen werden, dass durch die probabilistische Planung in Verbindung mit P(U) –Regelung eine Erhöhung der Hosting-Capacity bei einer geringen Menge an „nicht eingespeister Energie“ möglich ist.

Im Projekt hat sich jedoch gezeigt, dass die Abschätzung der „nicht eingespeisten Energiemenge“ eine besondere Herausforderung darstellt. Dabei ist auch zu beachten, dass diese Abschätzung einfach und robust beim Netzbetreiber durchgeführt werden soll. Dafür sind neue Methoden zu entwickeln.

4.3.2 Feldtestregionen Eberstalzell und Littring in Oberösterreich

4.3.2.1 Einsatz des regelbaren Ortsnetztransformators

Mit einem rONT können prinzipiell zwei verschiedene Arten von Spannungsvariationen ausgeregelt werden: Zum Ersten Spannungsvariationen in der übergeordneten Netzebene: Hier kann der rONT eine Entkopplung der Netzebenen bewirken, und verhindern, dass sich Spannungsvariationen aus dem Mittelspannungsnetz im Niederspannungsnetz fortpflanzen. Zum Zweiten kann auf starke Spannungsabfälle (starke Last) und starke Spannungsanhebungen (starke Einspeisung) im Niederspannungsnetz reagiert werden.

Ersteres erfordert lediglich eine lokale Sammelschienenmessung – kann also durch die im Projekt implementierte Stufe 1 (autonome Regelung) abgedeckt werden. Zweiteres erfordert zusätzlich eine sorgfältig parametrierte Stromkompoundierung oder, falls die Verteilung der Lasten und Einspeisungen dies nicht ermöglichen, Echtzeit-Spannungsmessungen aus dem Netz. Dies entspricht der im Projekt implementierten Stufe 2 (Fernregelung).

Voraussetzung für eine effektive Ausregelung mittelspannungsseitiger Spannungsvariationen (Stufe 1) ist, dass die Stufenhöhe des Stufenstellers (inklusive eines zu berücksichtigenden Deadbands zur Vermeidung von Hunting) wesentlich kleiner als die auftretende Spannungsvariation ist.

Voraussetzung für eine effektive Ausregelung der netzinternen Spannungssituation (Stufe 2) ist, dass zu Zeiten hoher Spannungspegel die gleichzeitig in anderen Knoten bzw. Phasen auftretenden Spannungsabfälle geringer sind, bzw. umgekehrt. Zusätzlich muss die Stufenhöhe des Stufenstellers klein genug sein, sodass der Regler mit einer Stufung zur Vermeidung einer Grenzwertverletzung auf der einen Seite des Spannungsbandes nicht eine Grenzwertverletzung auf der anderen Seite des Spannungsbandes generiert.

Während der Validierungsperiode hat sich durch das deutlicher werdende Bild der Spannungssituationen in den Netzen bestätigt, dass die Stufenhöhe sämtlicher zu der Zeit am Markt verfügbarer regelbarer Ortsnetztransformatoren (rONT) für den Feldtest zu hoch war. Die Trafo-Sammelschienenspannung variierte in Littring meist in einem Bereich um 2% (Abbildung 57 rechts) während der Trafo eine Stufenhöhe von 2,85% hatte. Eine noch ungünstigere Situation ergab sich im Ortsnetz Eberstalzell, wo eine Stufenhöhe von 4,76% bei einer mit Littring fast identen Variation der Trafo-Sammelschienenspannung (Abbildung 57 links) noch weniger Wirkung bot. Bemühungen, geeignete Transformatoren mit geringerer Stufenhöhe zu bekommen, scheiterten an der Mittelspannungshöhe von 30 kV, für die bis September 2014 keine hochspanungsseitigen Stufenstellschalter am Markt angeboten wurden. Die Niederspannungsseite von Ortsnetz-Trafos weist sehr wenige Windungen auf. Der 630-kVA-Transformator, der im Ortsnetz Eberstalzell zum Einsatz kam, hat z.B. nur 21 Windungen, sodass die nur an einer Seite der Windung platzierbaren Anzapfungen 4,76 % (11V) Spannungsdifferenz aufweisen.

Eine weitere notwendige Bedingung für eine effektive Ausregelung der Spannungssituation im Niederspannungsnetz (Stufe 2) war in Eberstalzell nicht erfüllt, da hier bei starker Einspeisung zusätzlich zum Spannungsanstieg wegen stark unsymmetrischem einphasigen PV-Anschluss gleichzeitig auch ein beachtlicher Spannungsabfall, verursacht durch Lasten und die Sternpunktverschiebung aufgetreten ist (Abbildung 58 links). In diesem Zusammenhang zeigt sich auch klar, dass eine Stromkompoundierung

(Belastungsabgängige Änderung des Spannungssollwerts der lokalen Trafo-Regelung) mit einem rONT bei stark unsymmetrischer Einspeisung keine Wirkung hat (Abbildung 59 links).
In Littring hingegen zeigen die Auswertungen (Abbildung 58 rechts) deutlich, dass bei starker PV-Einspeisung und daraus resultierendem Spannungsanstieg auch die niedrigste Spannung im Netz steigt, womit ein Hinunterstufen des Transformators möglich wird. Dem entsprechend wäre in Littring auch eine Stromkompoundierung eine mögliche Lösung (siehe Abbildung 59 rechts).
In Eberstalzell und Littring konnte aus den oben dargestellten Gründen keine Verbesserung des Spannungsbandes mit einer alleinigen rONT-Regelung auf Basis lokaler Spannungsmesswerte erzielt werden. Dies äußerte sich dadurch, dass die Regelung den Trafo in lokaler Sammelschienenregelung nie stufen ließ, da zu jeder Situation eine grobstufige Änderung der Spannung suboptimal gewesen wäre. Selbiges gilt für die Fernregelung in Eberstalzell. In Littring konnte jedoch ein Spannungsbandgewinn bei Betrieb der Fernregelung festgestellt werden.

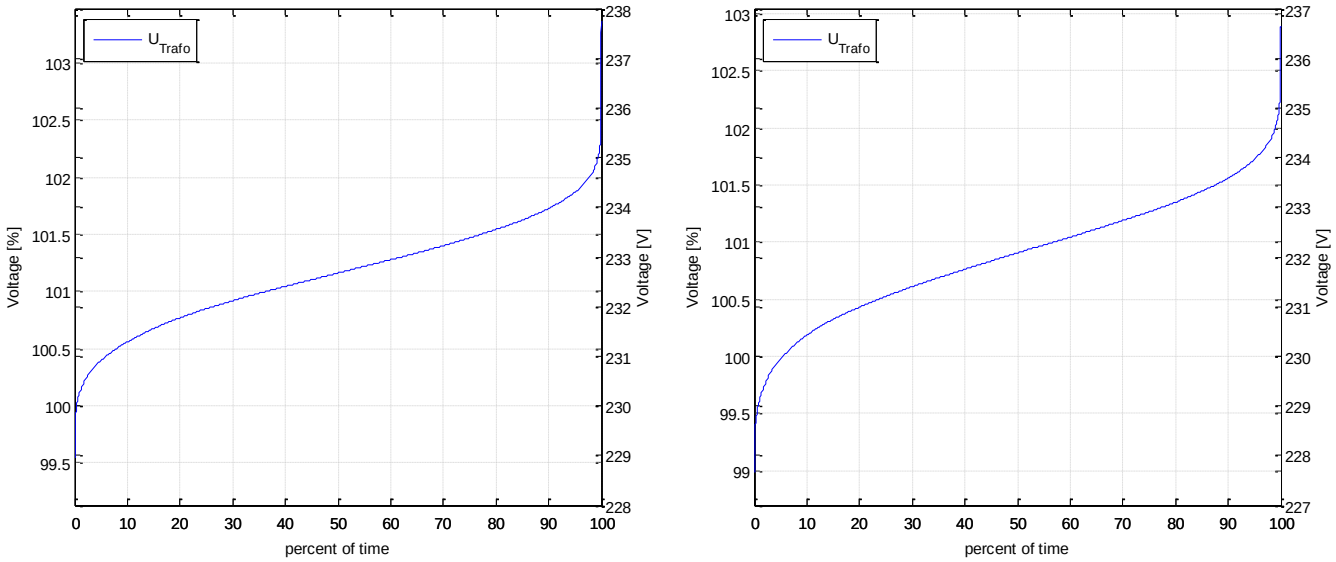


*Abbildung 57 Dauerlinie der Transformator-Sammelschienenspannung (nur Tappos 0, PQ-10min-Mittelwerte, Auswertung über alle Regelungsstufen) in „**Eberstalzell**“ (**links**) und "**Littring**" (**rechts**) über ein ganzes Jahr*

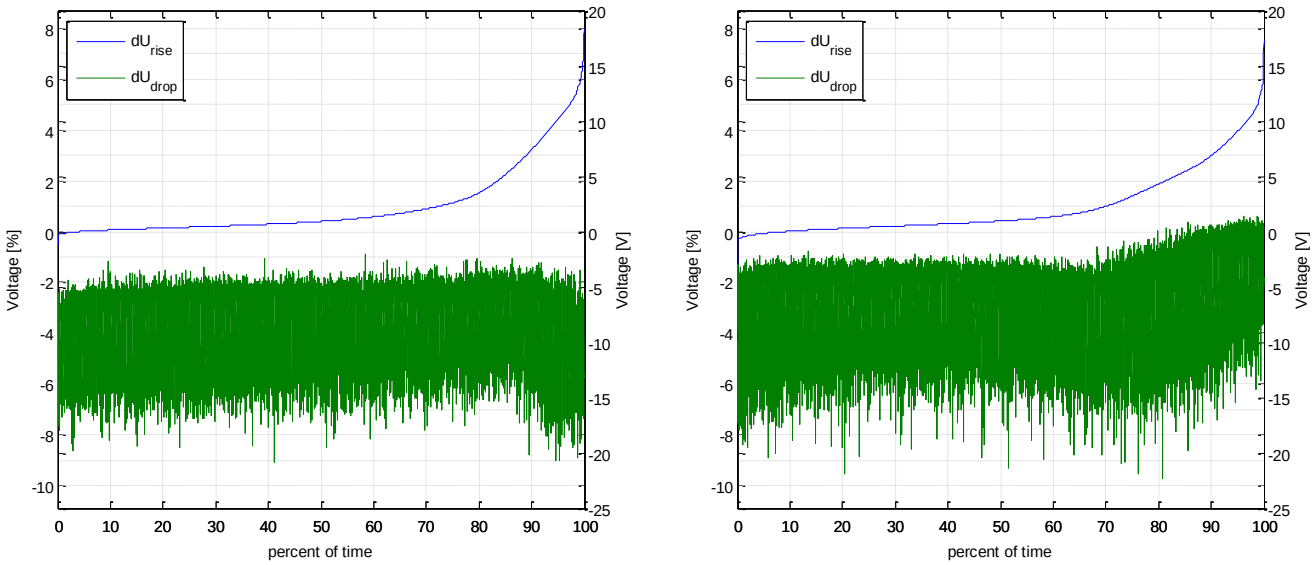


*Abbildung 58 Dauerlinie des Spannungsanstiegs (PQ-10min-Mittelwerte, Auswertung über alle Regelungsstufen) im Netz mit entsprechendem Spannungsabfall bezogen auf die Transformator-Sammelschienenspannung in „**Eberstalzell**“ (**links**) und "**Littring**" (**rechts**) über ein ganzes es Jahr.*

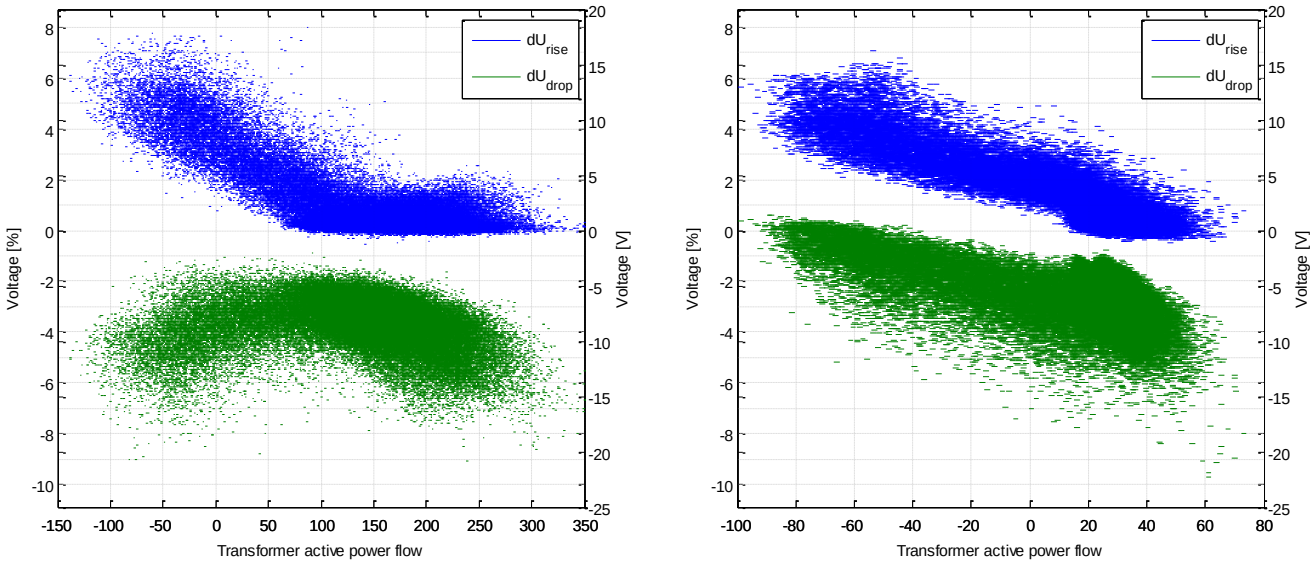


*Abbildung 59 Spannungsanstieg und Spannungsabfall (jeweils Maximum und Minimum aller Knoten im Netz) bezogen auf die Transformator-Sammelschienenspannung in Abhängigkeit der Transformator-Leistung in „**Eberstalzell**“ (**links**) und "**Littring**" (**rechts**) über ein ganzes es Jahr*

4.3.3 Evaluierungsergebnisse der Regelungskonzepte

Abbildung 60 zeigt die Ergebnisse der statistischen Betrachtung der Spannungsbandbelegung und des Blindleistungsflusses der unterschiedlichen Spannungsregelungsstrategien in Littring. Die Dauerlinien der Netzspannungen zeigen die 10-Minuten-Mittelwerte der in den Netzen installierten PQ-Messgeräte.

Die Dauerlinien des Blindleistungsflusses über den Transformator zeigen die Momentanwerte der integrierten Trafo-Messungen (Sekunden-Mittelwert).
Im konventionellen Netzbetrieb wird in der vorliegenden Netzausbaustufe das Spannungsband mit 14,5% (9,9% bei Betrachtung der 0,05 und 0,99 Perzentile – siehe dazu auch Abbildung 62) gut genutzt, bzw. anders ausgedrückt ist das Netz nah an seiner Kapazitätsgrenze angelangt. Der Betrieb der Stufe 1 („local“ – lokale Sammelschienen-Spannungsregelung kombiniert mit lokaler Q(U)-Regelung) konnte in Littring nicht demonstriert werden, da die Trafos eine zu hohe Stufenhöhe hatten. Deshalb wurde in der Feldtestphase statt der Kombination von lokaler Transformatorregelung und Q(U)-Regelung (Stufe 1) nur der alleinige Betrieb der Q(U)-Regelung getestet. Diese konnte die Spannungsbandbelegung auf 13,1% (8,4% bei Betrachtung der 0,05 und 0,99 Perzentile – siehe dazu auch Abbildung 62) reduzieren und durch den Betrieb der Stufe 2 („distributed“ – Fernregelung mit lokaler Q(U)-Regelung) zeigt die Differenz zwischen dem höchsten und dem niedrigsten Spannungswert ein weiteres Prozent Spannungsbandgewinn. Die Stufe 3 („coordinated“ – Fernregelung und dynamische Anpassung der Q(U)-Regelung) konnte hingegen relativ wenig zusätzliche Kompensation der Spannungsanhebung bewirken. Die beiden Hauptgründe dafür sind einerseits, dass in Littring die dynamische Q(U)-Regelung hier kommunikationsbedingt eine starke Trägheit von ca. einer halben Stunde aufweist und deshalb besonders bei starken Einspeiseschwankungen nicht optimal arbeiten kann und andererseits können mit der PV-Q(U)-Regelung vorrangig Einspeisespitzen ausgeregelt werden, aber keine Lastspitzen. Dies beschränkt die Effektivität in der Langzeitauswertung. Die Blindleistungsflüsse unterscheiden sich erwartungsgemäß entsprechend der von den Regelungsstufen verwendeten Blindleistung: Die Stufe 3 verursacht, durch die intensivere Nutzung der Q(U)-Regelung, zu Spitzenzeiten einen ca. doppelt so hohen Blindleistungsfluss über den Transformator als während der Referenz-Phase ohne Q(U)-Regelung. Stufe 1 und Stufe 2 verursachen nur wenig mehr Blindleistungsfluss über den Transformator als während der Referenzphase.

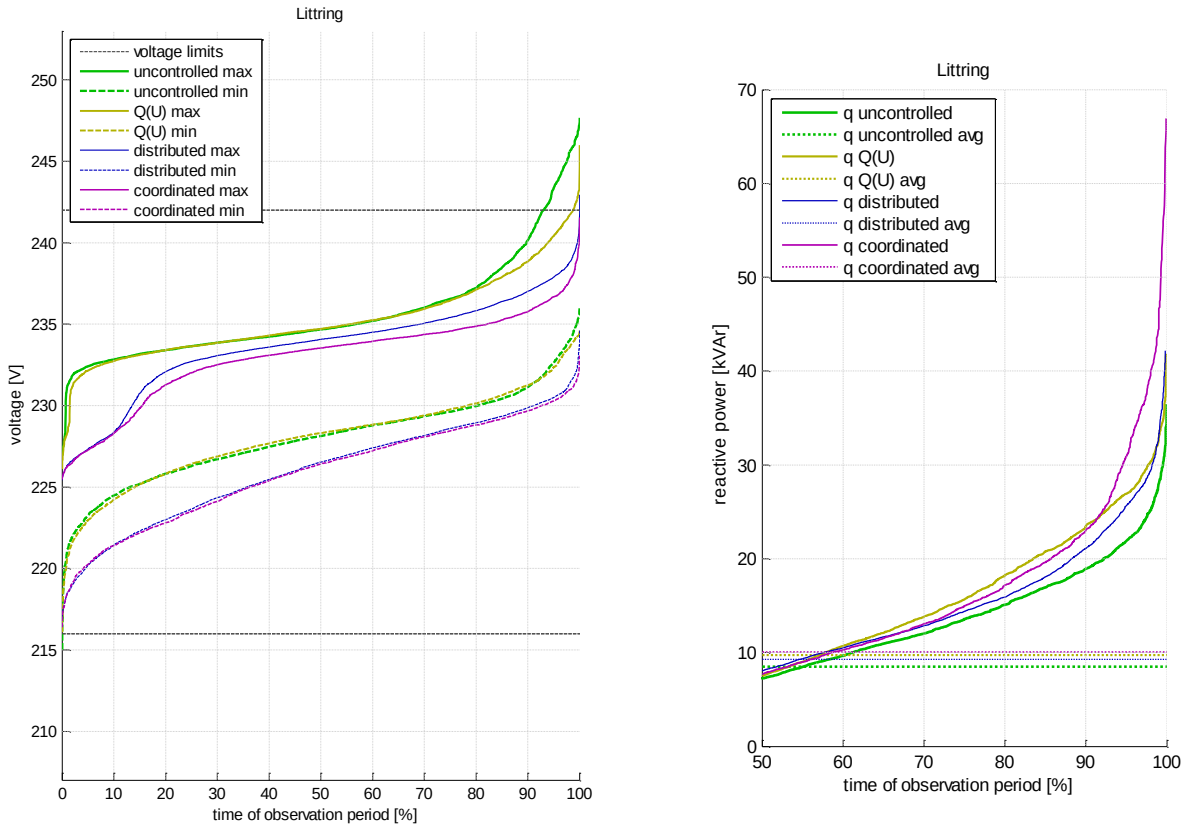


*Abbildung 60 Dauerlinien der höchsten und niedrigsten Netzspannung (links) und des Blindleistungsflusses über den Transformator (rechts) in „**Littring**“. Datenquelle für Netzspannungen sind die 10min-Mittelwerte der PQ-Messgeräte.*

Abbildung 61 zeigt die Ergebnisse der statistischen Betrachtung der Spannungsbandbelegung und des Blindleistungsflusses der unterschiedlichen Spannungsregelungsstrategien in Eberstalzell. Die Dauerlinien der Netzspannungen zeigen die 10-Minuten-Mittelwerte der in den Netzen installierten PQ-Messgeräte. Die Dauerlinien des Blindleistungsflusses über den Transformator zeigen die Momentanwerte der integrierten Trafo-Messungen (Sekunden-Mittelwert).

Wegen der ungeeigneten Stufenhöhe des Trafos konnte in Eberstalzell nur die Q(U)-Regelung in einer Langzeit-Auswertung untersucht werden. Dabei wurde der Effekt der Q(U)-Regelung mit statischen Kennlinien (Bezeichnung in den Diagrammen „Q(U)“) sowie mit dynamisch gesetzten Kennlinien (Bezeichnung in den Diagrammen „Q(U) max.“) untersucht.

Im konventionellen Netzbetrieb wird in der vorliegenden Netzausbaustufe das Spannungsband mit 16,9% gut genutzt bzw. anders ausgedrückt ist das Netz nahe an seiner Kapazitätsgrenze angelangt. Der Betrieb der lokalen Q(U)-Regelung konnte die Spannungsbandbelegung auf 14,8% reduzieren und durch den Betrieb der dynamischen Q(U)-regelung zeigt die Differenz zwischen dem höchsten und dem niedrigsten Spannungswert ein weiteres halbes Prozent Spannungsbandgewinn. Auch in Eberstalzell wies die dynamische Q(U)-Regelung kommunikationsbedingt eine starke Trägheit von ca. einer Stunde auf und konnte deshalb besonders bei starken Einspeiseschwankungen nicht optimal arbeiten. Die Blindleistungsflüsse unterscheiden sich erwartungsgemäß entsprechend der von den Regelungsstufen verwendeten Blindleistung: Die dynamische Q(U)-Regelung verursachte durch die intensivere Nutzung der Q(U)-Regelung zu Spitzenzeiten einen ca. doppelt so hohen Blindleistungsfluss über den

Transformator als während der Referenz-Phase ohne Q(U)-Regelung. Die Q(U)-Regeung bewirkt nur wenig mehr Blindleistungsfluss über den Transformator bewirkte als während der Referenz-Phase.

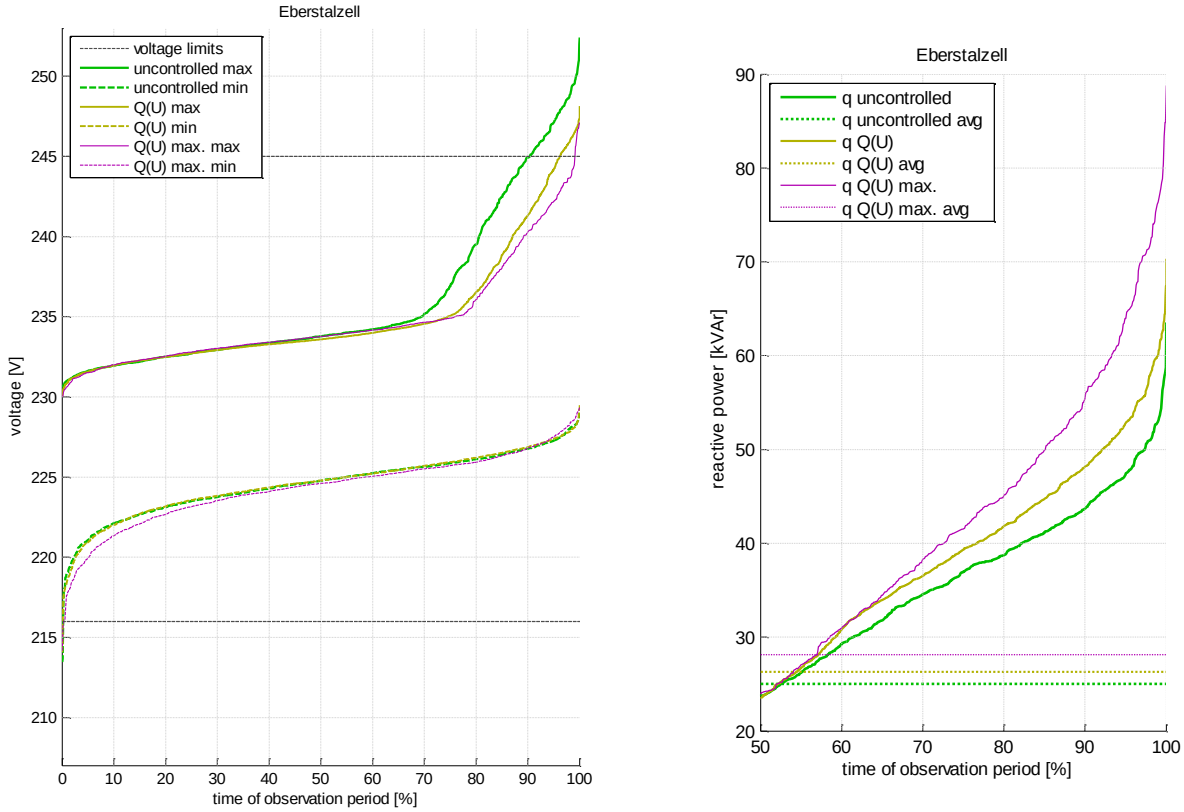


*Abbildung 61 Dauerlinien der höchsten und niedrigsten Netzspannung (links) und des Blindleistungsflusses über den Transformator (rechts) in "**Eberstalzell**". Datenquelle für Netzspannungen sind die 10min-Mittelwerte der PQ-Messgeräte.*

Es wurde im Rahmen der Feldtests erkannt, dass der Einfluss der Regelungsstrategien auf das Spannungsband und die Blindleistungsflüsse stark von den eingestellten Parametern der jeweiligen Regelungen abhängt.

4.3.3.1 Vergleich der Regelstrategien und Planungsansätze

Abbildung 62 und Abbildung 63 setzen die Endergebnisse der Evaluierungsphase bezüglich Spannungsbandgewinn in Bezug zu verschiedenen Netzplanungsansätzen: Ausgehend von der Spannungsbandaufteilung des Netzbetreibers ist der konventionelle Netzplanungsansatz nach TOR D4 auf die untersuchten Niederspannungsnetze angewandt worden. Das Ergebnis der TOR-Berechnung zeigt eine viel zu hohe Abschätzung des von der PV-Einspeisung verursachten Spannungsanstiegs. Die erweiterten Planungsansätze (siehe Kapitel 4.1.1 und [16]) mit und ohne rONT treffen in beiden Netzen die Realität deutlich besser.

Abbildung 63 zeigt, dass in Eberstalzell der in Kapitel 4.1.1 vorgestellte Planungsansatz den im Netz auftretenden PV-induzierten Spannungsanstieg schlecht prognostiziert. Das liegt darin begründet, dass im Planungsansatz von einer einigermaßen gleichmäßig verteilten Phasenzuordnung der einphasigen PV-Verteilung ausgegangen wird, während im Zuge des Feldtests in Eberstalzell in Strang 3 bewusst alle einphasigen PV-Anlagen an der gleichen Phase angeschlossen wurden um den ungünstigsten Fall bzw. den höchsten Spannungshub zu erreichen. Dieser Zustand wird sich in der Praxis selten ergeben

und wird noch unwahrscheinlicher, wenn bei der Installation einer einphasigen PV-Anlage darauf geachtet wird, diese an die Phase mit der niedrigsten Spannung in Zeiten hoher Einspeiseleistung anzuschließen, vorausgesetzt diese ist bekannt. Um dennoch diesen Zustand in der Netzplanung berücksichtigen zu können, wurde der Planungsansatz erweitert, was in Eberstalzell eine Korrektur für den berechneten Spannungsanstieg in der Niederspannung von 3.0% ergibt. Dies ist in Abbildung 63 durch den zusätzlichen Balken „PVasym“ dargestellt (die Berechnung von Mittelspannung und Spannungsabfall bleibt in diesem Fall für beide Planungsansätze mit/ohne rONT gleich). Diese insgesamt 5.9% Spannungsanstieg erscheinen auf den ersten Blick leicht überhöht, da während der Testphase im Netz die höchsten Spannungen ca. 2% unterhalb des prognostizierten maximalen Spannungsniveaus lagen. Das liegt daran, dass das für die Mittelspannung reservierte Spannungsband bei Weitem nicht ausgenutzt wird, wie Abbildung 57 zeigt: Die Trafo-Sammelschienen-Spannung könnte laut Netzplanung bis zu 105.9% erreichen, tatsächlich lag diese aber innerhalb eines Jahres niemals über 103%. Die Differenz von mehr als 2% kommt dem zu Verfügung stehenden Spannungsband für die PV zugute: Dadurch konnte die in Eberstalzell gegebene hohe Dichte an PV-Anlagen integriert werden, ohne dass eine Abregelung durch die P(U)-Regelung eintritt. Hier sei nochmals erwähnt, dass der hohe Spannungsanstieg in Eberstalzell vorrangig durch die einphasigen PV-Anlagen auf Strang 3 produziert wurde, welche alle auf derselben Phase angeschlossen waren. Nach dem Feldtest-Zeitraum wurden nur zwei der sieben Anlagen auf Strang 3 auf andere Phasen gehängt, was eine signifikante Verbesserung der Spannungssituation mit sich brachte, sodass der Strangregler auf Strang 3 nicht mehr benötigt wurde.

Aus Abbildung 62 geht hervor, dass in „Littring“ die erweiterten Planungsansätze den tatsächlich im Netz auftretenden Spannungsabfall mit 4,4% schlecht prognostizieren. Der Vergleich der Netzplanungs-Spannungsniveaus mit den gemessenen Referenz-Szenario-Spannungswerten zeigt, dass in der Realität die Netzspannungen niedriger liegen. Der Grund liegt in dem Fall in einem ungünstig hohen Gleichzeitigkeitsfaktor der Lasten in Littring. Viele der dezentral gelegenen Landwirtschaften haben zu ähnlichen Zeiten starken Leistungsbedarf, was einen höheren Gleichzeitigkeitsfaktor als üblich ergibt. Ein Vergleich mit Abbildung 57 zeigt, dass die Trafo-Spannung sich innerhalb der prognostizierten Grenzen bewegt, außerdem steigt sie bei weitem nicht so hoch (102,5%), wie dies laut Netzplanung zulässig wäre (106%).

In beiden Netzen konnten die entwickelten Regelungsstufen entsprechend ihrer Möglichkeiten Spannungsbandgewinne erzielen, wobei erwartungsgemäß die Spannungsbandgewinne mit steigender Stufenhöhe größer wurden.

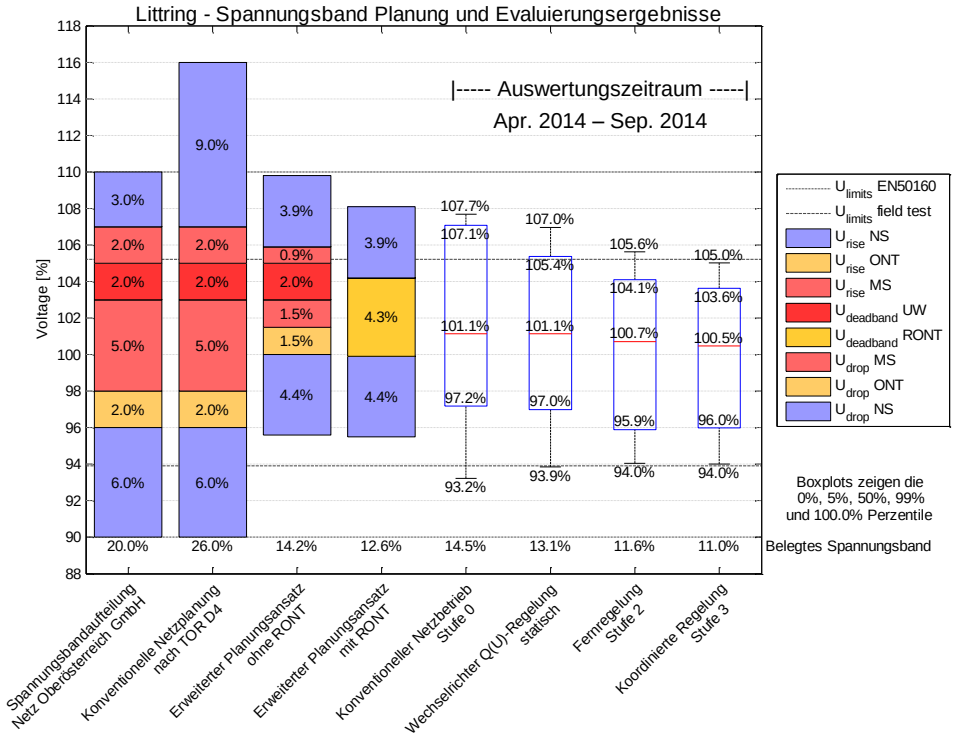


*Abbildung 62 Vergleich der Spannungsbandbelegung unterschiedlicher Planungsansätze (links) mit den Ergebnissen der Feldtests (rechts) in **Littring**. Boxplots zeigen die 0%, 5%, 50%, 99% und 100%-Perzentile*

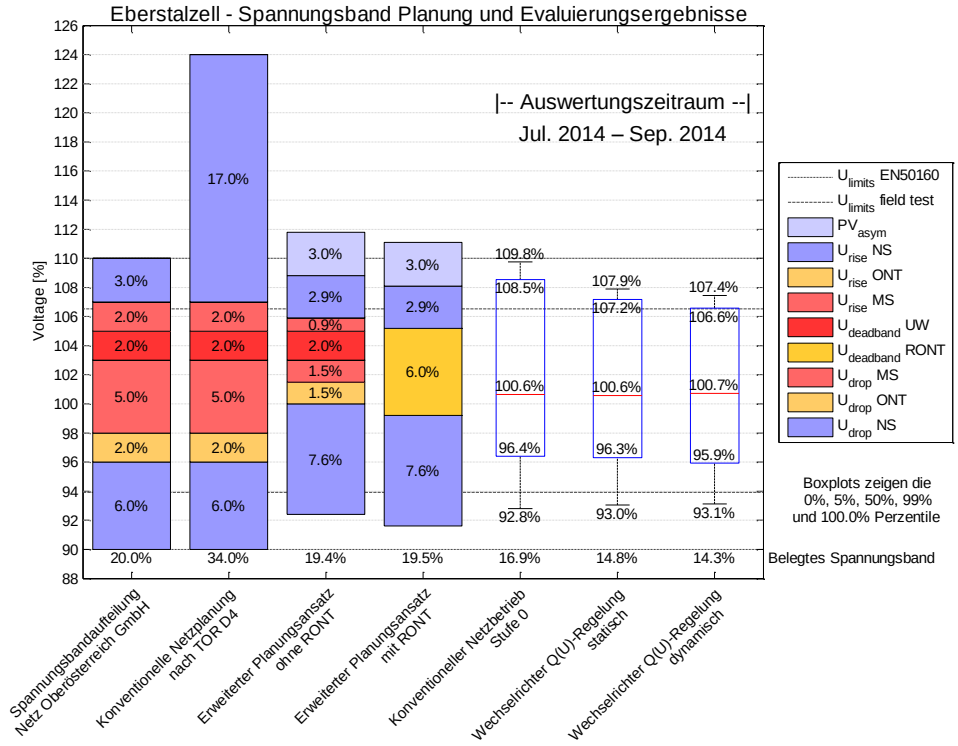


Abbildung 63 Vergleich der Spannungsbandbelegung unterschiedlicher Planungsansätze (links) mit den Ergebnissen der Feldtests (rechts) in Eberstalzell. Boxplots zeigen die 0%, 5%, 50%, 99% und 100%-Perzentile

4.3.4 Feldtestregion Köstendorf in Salzburg

Wie in Kapitel 4.3.2 bereits erläutert wurde, hängt die Effektivität einer Stufenregelung stark von den Gegebenheiten im Netz sowie von der Stufenhöhe des rONTs ab. Abbildung 64 zeigt, dass aufgrund des hochoptimierten Mittelspannungsnetzes die durch den rONT ermöglichte Stufenhöhe von 2,85% höher war als für eine lokale Sammelschienen-Regelung notwendig, da die Trafo-Sammelschienenspannung nur in einem Bereich von ca. 3% variiert.

Weiters zeigt die Korrelation von Spannungsanstieg und Spannungsabfall in Köstendorf (Abbildung 65) klar, dass das Niederspannungsnetz wenig Optimierungspotential bot, da in Zeiten hohen Spannungsanstiegs die niedrigste Spannung im Netz nicht wesentlich steigt, und damit ein Hinunterstufen des Transformators nur bedingt möglich ist. Auch Abbildung 66 zeigt, dass in dem Netz eine Stromkompoundierung (welche im Projekt als Regelungsstrategie untersucht wurde) nur wenig sinnvoll ist.

Deshalb wurde auf eine Langzeit-Evaluierung der rONT-Regelung alleine in Köstendorf verzichtet, und der Fokus auf die Wirkungsweise von Stufe 1 bis 3 gelegt.

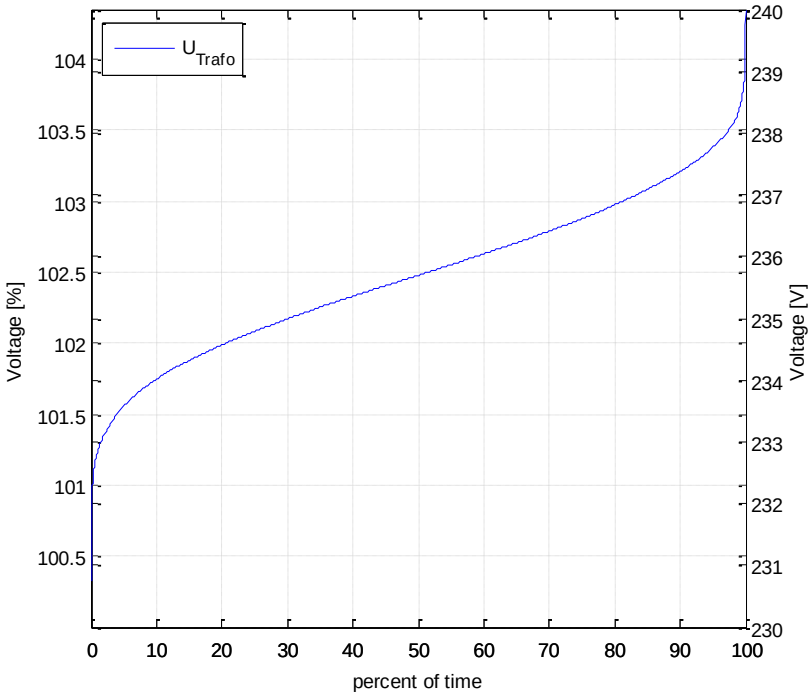


*Abbildung 64 Dauerlinie der Transformator-Sammelschienenspannung in "**Köstendorf**" über ein ganzes Jahr*

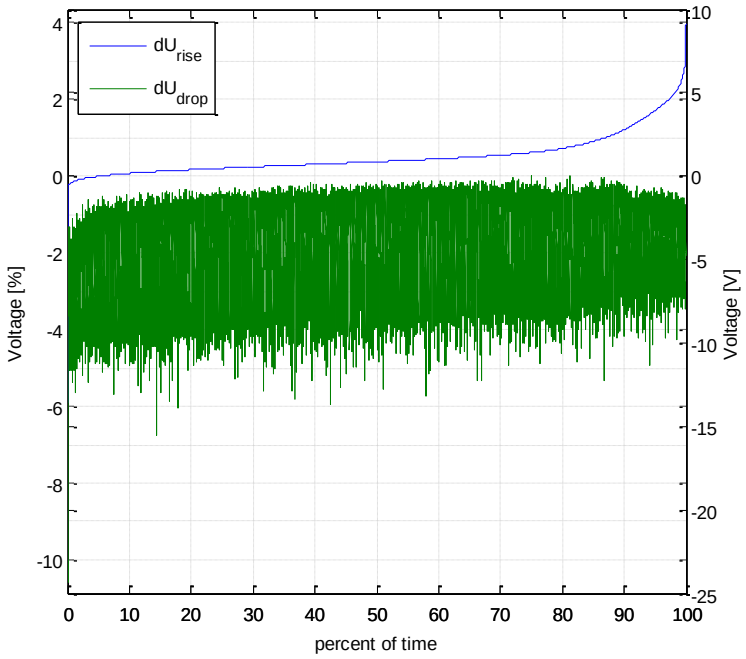


*Abbildung 65 Dauerlinie des Spannungsanstiegs im Netz mit entsprechendem Spannungsabfall bezogen auf die Transformator-Sammelschienenspannung in " **Köstendorf**" über ein ganzes es Jahr.*

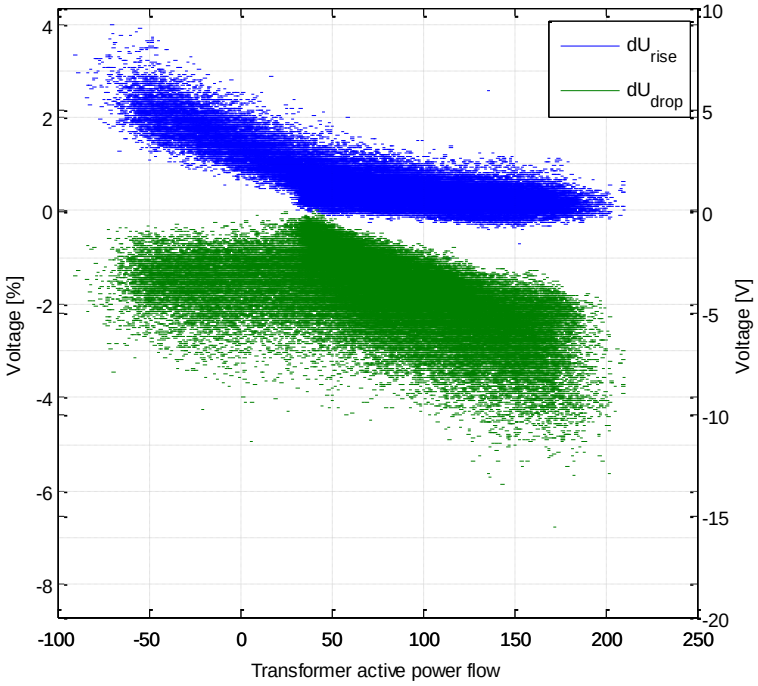


*Abbildung 66 Spannungsanstieg und Spannungsabfall bezogen auf die Transformator-Sammelschienenspannung in Abhängigkeit der Transformator-Leistung in "**Köstendorf**" über ein ganzes es Jahr*

4.3.4.1 Ladestationsregelung

Die Tests, die zur Evaluierung der Ladestationsregelung durchgeführt wurden, zeigen die Problematik der E-Mobilität als flexible Last sehr deutlich. Aufgrund der hauptsächlichen Verwendung der Autos um Pendelstrecken zu bewältigen (ca. 50%) stehen diese Autos tagsüber nicht zur Verfügung um Einspeisespitzen auszugleichen. Viele Teilnehmer hatten die Möglichkeit, die Elektroautos sehr kostengünstig am Arbeitsplatz zu laden.

Abbildung 67 und Abbildung 68 zeigen eine Auswertung der gemessenen Ladezeitpunkte, d.h. die Wahrscheinlichkeit des Ladens des Elektroautos zu jeder Uhrzeit.

Teilweise sind diese sehr regelmäßig (z.B. die Wahrscheinlichkeit, dass BEA7 an einem Mittwochabend lädt liegt über 80%, die Wahrscheinlichkeit, dass BEA18 um 13:00 lädt liegt bei beinahe 50%), teilweise jedoch sehr unregelmäßig. Im Durchschnitt wird um 17:00 am häufigsten geladen, und zwischen 05:00 und 06:00 wird am seltensten geladen – höchstwahrscheinlich, weil hier die meisten Ladevorgänge abgeschlossen sind. Bei Betrachtung der Wochentage wird am Mittwoch und am Freitag am häufigsten geladen, und am Samstag am seltensten.

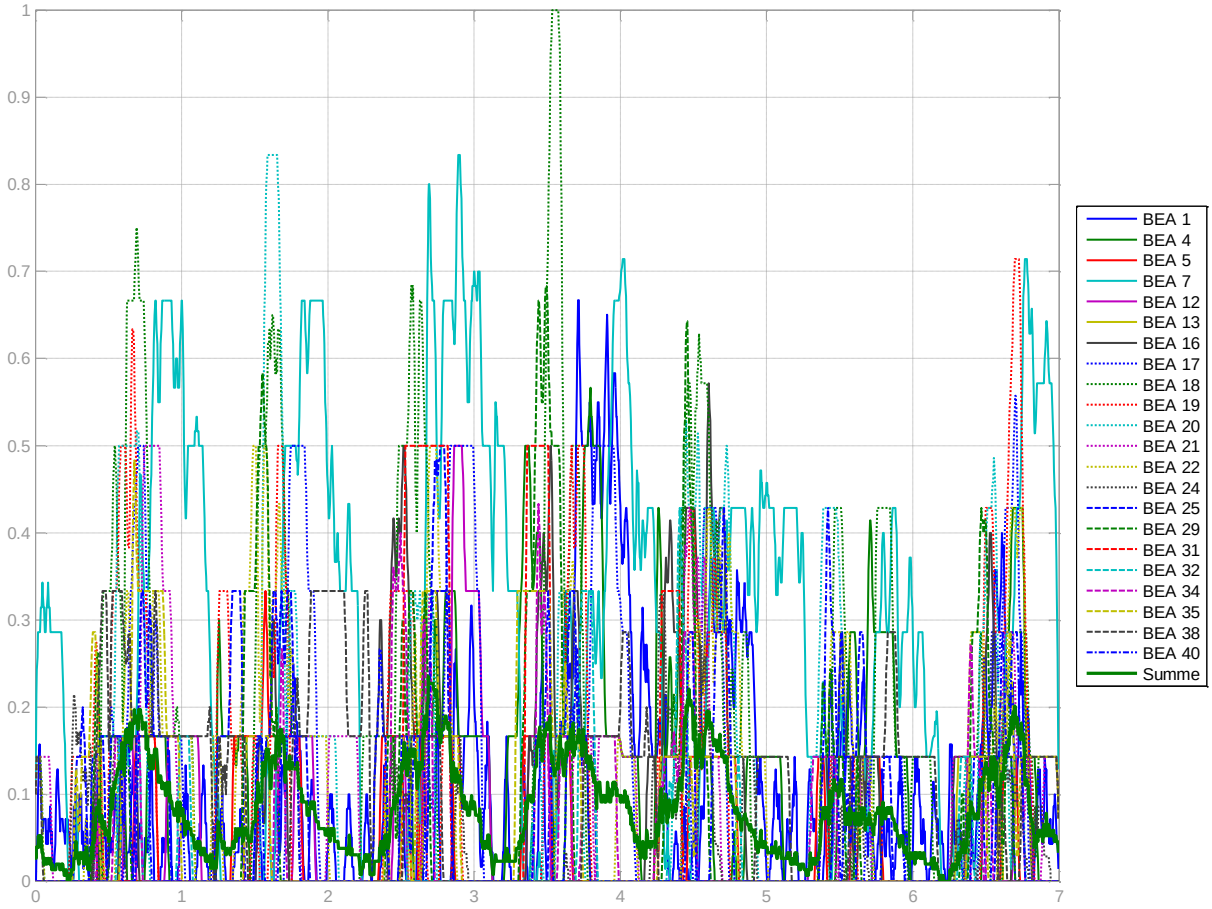


Abbildung 67 Wahrscheinlichkeit einer Ladung über die Woche verteilt (0-1…Montag, 6-7…Sonntag). Auswertungszeitraum August-September 2014

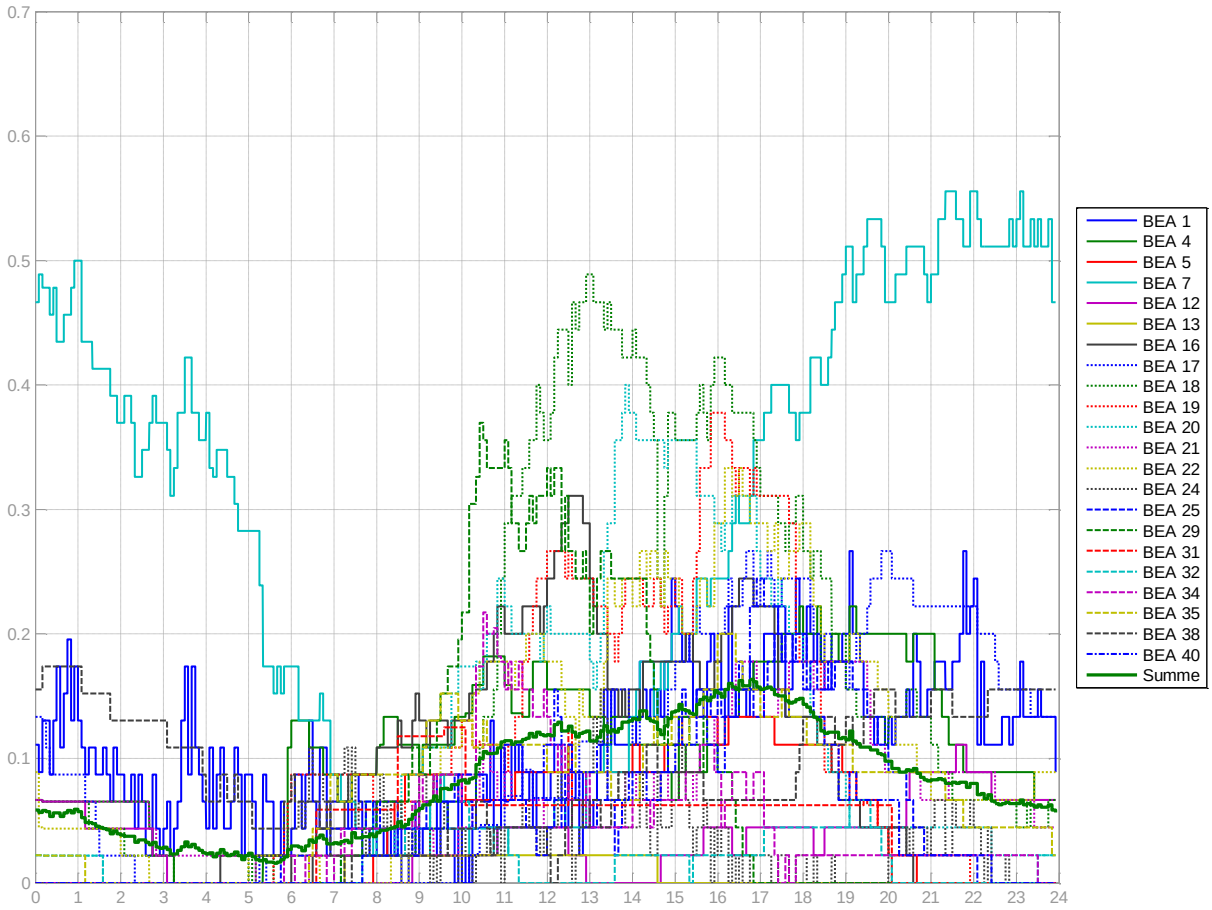


Abbildung 68 Wahrscheinlichkeit einer Ladung über den Tag verteilt (00:00 bis 24:00). Auswertungszeitraum August-September 2014

4.3.5 Evaluierungsergebnisse der Regelungskonzepte

Abbildung 69 zeigt die Ergebnisse der statistischen Betrachtung der Spannungsbandbelegung und des Blindleistungsflusses der unterschiedlichen Spannungsregelungsstrategien in Köstendorf. Die Dauerlinien der Netzspannungen zeigen rekonstruierte und synchronisierte 10-Minuten-Mittelwerte der 5min-Smart-Meter-Messwerte., Die Dauerlinien des Blindleistungsflusses über den Transformator zeigen die Momentanwerte der integrierten Trafo-Messungen (Sekunden-Mittelwert).

Abbildung 69 zeigt die Spannungsbandbelegung der unterschiedlichen Spannungsregelungsstrategien in Köstendorf. Im konventionellen Netzbetrieb wird in der vorliegenden Netzausbaustufe das Spannungsband mit unter 10% nur wenig ausgenutzt, was hauptsächlich auf die hohe Optimierung der Mittelspannung und gute Kompensation der Last durch die PV (bzw. umgekehrt) zurückzuführen ist. Obwohl in das Netz mit ca. 230 kW Trafo-Spitzenlast (höchste gemessene Leistung während der Feldtestphase) eine PV-Leistung von 195 kWp integriert wurde (mit resultierender Rückspeisung am Trafo von bis zu 90 kW während der Feldtestphase) und 36 Elektroautos (einphasig, Ladeleistung zwischen 2,5 und 3,6 kW), wurde dank der Totalverkabelung und der guten Symmetrierung der Einspeiseanlagen der Spannungsbandverbrauch stark eingeschränkt. Entsprechend der sparsamen Spannungsbandbelegung des Referenz-Szenarios konnten die Stufen 1 bis 3 nur wenig Spannungsbandgewinn bewirken (die Q(U)-Regelung bewirkte einen Spannungsbandgewinn von ca. 0,8%, Stufe 2 von ca. 1,4% und Stufe 3 von ca. 0,2%).

Die Blindleistungsflüsse unterscheiden sich entsprechend der von den Regelungsstufen verwendeten Blindleistung. Überraschend scheint in dem Fall zu sein, dass Stufe 2 teilweise mehr Blindleistungsflüsse verursacht hat als Stufe 3. Der Grund hierfür liegt in der Wahl der Q(U)-Kennlinie in Kombination mit den gewählten Spannungsgrenzen für die Stufe 2. Stufe 3 hat eine um 1V niedrigere Spannungsobergrenze eingestellt und hat deshalb in Zeiten hoher Spannungen früher eine Umstufung am Transformator ausgelöst als Stufe 2. Das Herunterstufen bewirkt, dass viele Wechselrichter in den Deadband-Bereich ihrer Q(U)-Kennlinie fallen, und dementsprechend keine spannungsstützende Blindleistung mehr beziehen. Die bei Stufe 2 und 3 maximalen aufgetretenen Blindleistungsflüsse über den Transformator sind ca. doppelt so groß als während der Referenz-Phase. Die alleinige Q(U)-Regelung bewirkt kaum eine Erhöhung der Blindleistungsflüsse über den Transformator.

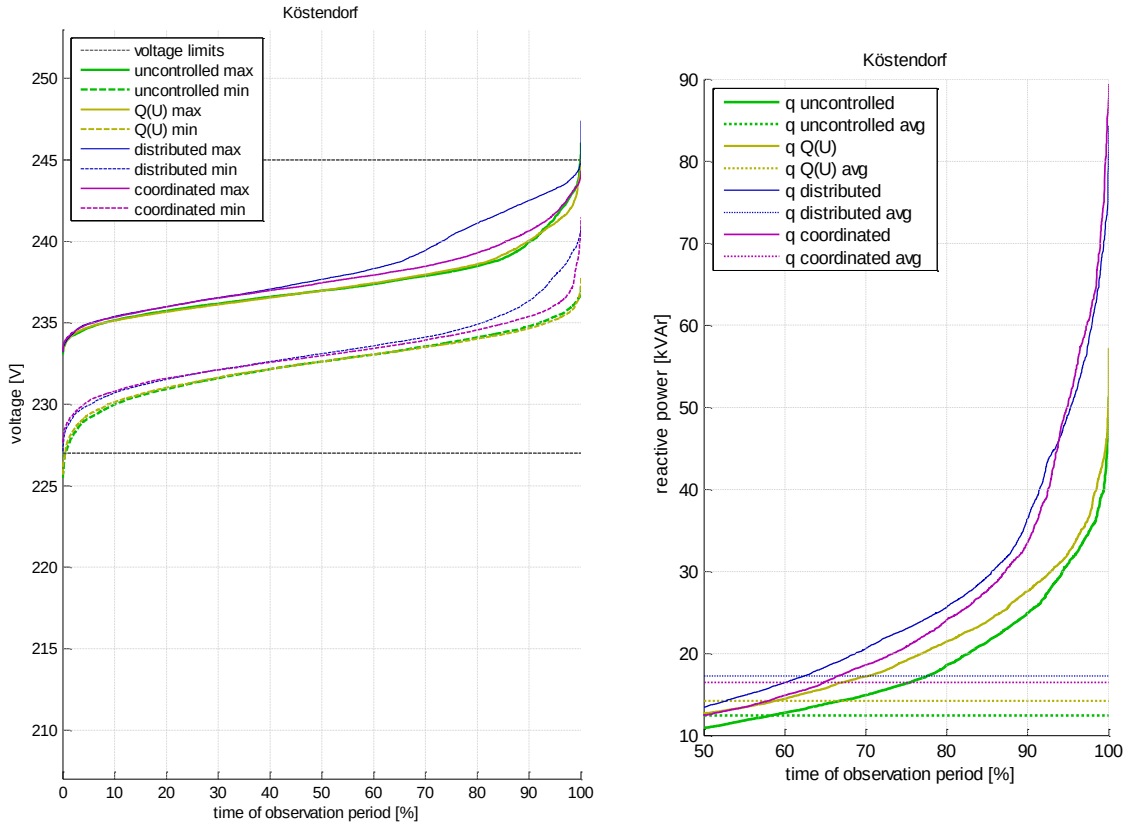


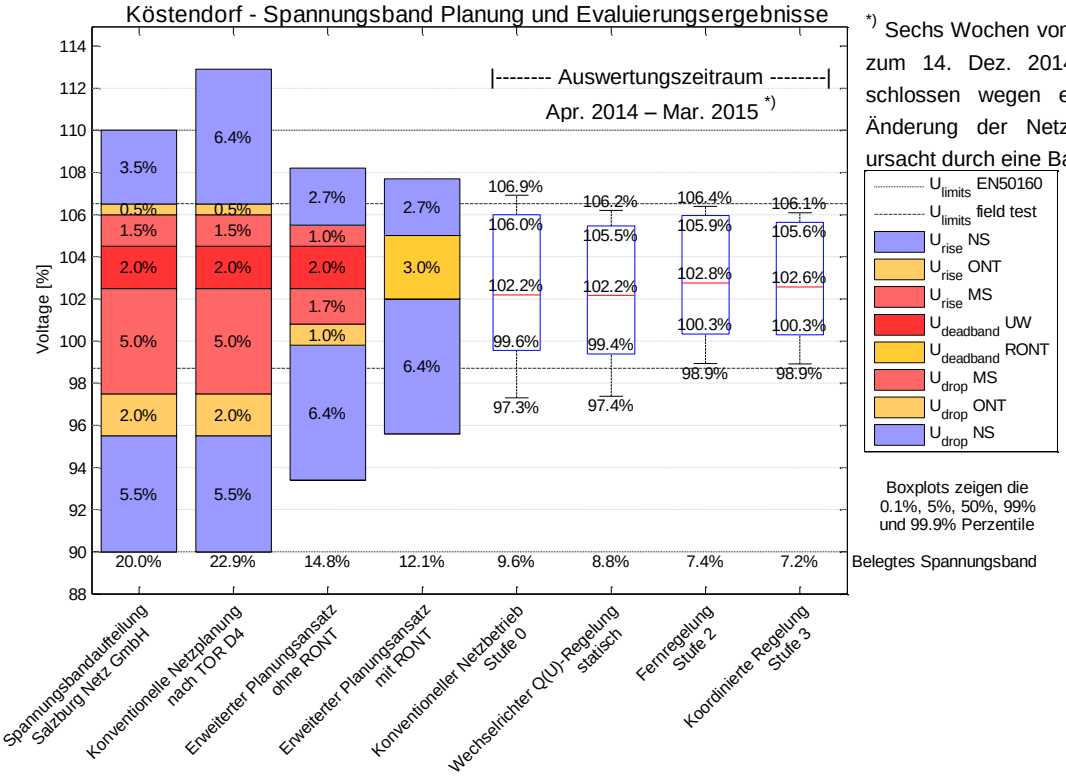
*Abbildung 69 Dauerlinien der höchsten und niedrigsten Netzspannung (links) und des Blindleistungsflusses über den Transformator (rechts) in „**Köstendorf**“. Datenquelle für Netzspannungen sind rekonstruierte und synchronisierte 10min-Mittelwerte aus den 5min-Mittelwerten der SmartMeter-Messungen*

Es wurde im Rahmen der Feldtests erkannt, dass der Einfluss der Regelungsstrategien auf das Spannungsband und die Blindleistungsflüsse stark von den eingestellten Parametern der jeweiligen Regelungen abhängt.

4.3.5.1 Vergleich der Regelungsstrategien und Planungsansätze

Abbildung 70 setzt die Endergebnisse der Evaluierungsphase bezüglich Spannungsbandgewinn in Bezug zu verschiedenen Netzplanungsansätzen: Ausgehend von der Spannungsbandaufteilung des Netzbetreibers ist der konventionelle Netzplanungsansatz nach TOR D4 auf die untersuchten Niederspannungsnetze angewandt worden. Das Ergebnis der TOR-Berechnung zeigt eine viel zu hohe

Abschätzung des von der PV-Einspeisung verursachten Spannungsanstiegs. Die erweiterten Planungsansätze (siehe in Kapitel 4.1.1 und [16]) mit und ohne rONT treffen die Realität sehr gut.



*) Sechs Wochen vom 3. Nov. 2014 bis zum 14. Dez. 2014 wurden ausgeschlossen wegen einer signifikanten Änderung der Netzspannungen verursacht durch eine Baustelle.

Abbildung 70 Vergleich der Spannungsbandreservierung unterschiedlicher Planungsansätze (links) mit den Ergebnissen der Feldtests (rechts) in Köstendorf. Boxplots zeigen die 0.1%, 5%, 50%, 99% und 99.9%-Perzentile.

In Köstendorf konnten die entwickelten Regelungsstufen entsprechend ihrer Möglichkeiten Spannungsbandgewinne erzielen, wobei erwartungsgemäß die Spannungsbandgewinne mit steigender Stufenhöhe größer wurden.

4.4 Ökonomische Bewertung der Konzepte in den Feldtestregionen

4.4.1 Einleitung

Im Rahmen des vorliegenden Projekts „DG DemoNet - Smart LV Grid" werden innerhalb der vorgenommenen ökonomischen Bewertung alternative Spannungsregelungskonzepte im Niederspannungsnetzbereich (NS-Netz) in Vergleich zu konventionellen Netzverstärkungsmaßnahmen für die Feldtestregionen Eberstalzell, Littring, Köstendorf und Prendt gestellt. Dazu werden die in den Feldtests real implementierten Komponenten mit Kostenfaktoren zu Kapital- (CAPEX) und Betriebskosten (OPEX) hinterlegt und in Form einer Barwertanalyse verglichen. Da sich vor allem die IKT-Lösungen in den Einzelfeldtestregionen unterscheiden (PLC- vs. IP-basierte Messwertübertragung), wurde in der Bewertung vorgesehen, die Lösungen in den Feldtestregionen auf Basis einheitlicher Komponentenlösungen (PLC - Lösung) zu evaluieren, um eine verbesserte Vergleichbarkeit der Feldtestergebnisse erreichen zu können. Ergänzend dazu werden auch die Unterschiede im Einzelfall dargestellt (z.B. IP-basierte Kommunikation in Köstendorf oder Einsatz eines Eberle Reglers in Eberstalzell).
Als Ergebnis der Bewertung werden in diesem Bericht die Netzintegrationskosten der einzelnen Lösungskonzepte dargestellt und verglichen, sowie deren Auswirkung auf die Netzintegrationskostenanteile einzelner PV-Anlagen diskutiert. Entsprechende Sensitivitäts- und Risikoanalysen aus der Sicht der Netz- und Anlagenbetreiber runden die Arbeitsinhalte ab.
Auf Basis der gesammelten Bewertungsergebnisse werden schließlich die wichtigsten Erkenntnisse für die zukünftige Netzplanung - vor allem im Zusammenhang mit zu erwartenden Betriebskosten sowie lokalen Gegebenheiten in den Netzen - abgleitet. Zudem wird dargestellt, inwieweit die im Projekt untersuchten Lösungen, das zukünftige Portfolio an Netzintegrationslösungen für die am Projekt beteiligten Netzbetreiber beeinflussen kann.

4.4.2 Parameter der ökonomischen Bewertung

4.4.2.1 Referenzvariante nach konventioneller Netzplanung

Im Zuge des Projekts wurden Meetings mit den Netzplanungsabteilungen der involvierten Netzbetreiber vorgenommen, um die nötigen Maßnahmen der Netzertüchtigung nach konventioneller Netzplanung abzuleiten. Damit die Vergleichbarkeit der Maßnahmen mit der Netzsituation in der Demonstrationsphase des Projekts sichergestellt werden konnte, wurde angenommen, dass in den betrachteten Netzen keine Netzumschaltungen möglich sind und die Anlagenkonfigurationen der Feldtests unverändert bleiben. Zudem unterscheiden sich die implementieren IKT-Architekturen sowie vorhandenen Komponenten (z.B. Building Energy Agent in Köstendorf; Datenübertragung in Köstendorf ist IP basiert) in den Feldtests. Zur besseren Vergleichbarkeit der Ergebnisse wurde die ökonomische Bewertung daher für eine IKT- und Reglerarchitektur vorgenommen, welche in allen Feldtestregionen die erforderlichen Funktionalitäten erfüllen könnte. Diese stützt sich vor allem auf die Umsetzungen in Eberstalzell und Littring und verwendet Power Line Kommunikation zur Übertragung der benötigten Messwerte.

4.4.2.2 Netzplanungsdaten in Prendt

Für die Netzverstärkung in Prendt wurden seitens der LINZ STROM Netz GmbH mehrere Möglichkeiten, die eine große Kostenbandbreite aufweisen, ermittelt.
Für den Feldtest und den nunmehrigen Regelbetrieb, welcher in etwa der Autonomen Regelung (nur Q-Regelung) erweitert um Wirkleistungsmanagement entspricht, wurden zwar keine direkten Netzinvestitionen getätigt, jedoch die 14 Wechselrichter mit einer Gesamtleistung von 116,35 kWp für einen CosPhi=0,9 ausgelegt. Wäre dies nicht der Fall, so hätten folgende Netzverstärkungsoptionen implementiert werden können:

1) 950V Versorgung

Ausgehend von der Trafostation Prendt wird die bestehende 700m lange NS-Bündelleitung genutzt zusätzlich werden zwei 950V Trafos benötigt. Die Kostensituation setzt sich dabei wie folgt zusammen:

- Investitionskosten für 2Stk. Trockentrafos 950V; 160kVA samt Gehäuse und Kasten (ca. 20.000 €)
- Instandhaltungskosten: 110€ je Jahr

2) Trafostation (Durchgangsstation)

Es wird eine neue Trafostation errichtet. Die neu zu errichtende MS-Leitung wird als Teil des regionalen MS-Netzausbaus betrachtet und kostenmäßig nicht der Netzverstärkung Prendt zugerechnet. Folgende Kosten wären zu erwarten:

- Investitionskosten für eine Kompakttrafostation inkl. 250kVA Trafo samt Installation (ca. 40.000 €)
- Instandhaltungskosten Trafostation: ca. 300 € pro Jahr

3) Trafostation inkl. MS-Netzeinbindung

Die Errichtung einer neuen Trafostation die ausgehend von der bestehenden Trafostation Prendt mit einem MS-Kabel angespeist wird, wäre eine weitere Möglichkeit. Die Kosten würden sich dann wie folgt zusammensetzen:

- Investitionskosten für eine Kompakttrafostation inkl. 250kVA Trafo inkl. Aufführung Hochspannungskabel (700m a 110€/m) auf die Masttrafostation Prendt (ca. 122.000 €)
- Instandhaltungskosten für die Trafostation von 300 €/a
- Instandhaltungskosten für das Kabel von etwa 130€/km und Jahr

Diese Bandbreiten werden entsprechend in der Netzkostenbewertung implementiert und aufgezeigt, dass abhängig vom Ortsnetz und den aktuellen Gegebenheiten unterschiedliche Kostensituationen im Netzbereich auftreten können.

4.4.2.3 Zusammenfassung der Parameter

Die folgenden Tabellen fassen schließlich die jeweils verwendeten Parameter der Bewertung in den Feldtestregionen zusammen.

Tabelle 5: Überblick zu den Bewertungsparametern in Eberstalzell

Eberstalzell: Parameter	Fixkosten der Installation [€]	zusätzliche Betriebskosten [€/a]	Restwert in [€]
Referenzvariante			
Parallelkabel (150mm2, 750 m); Kabelpreis 40 bis 110 €/m	30000 - 82500	281	
Restwert vorhandener Transformator			5184
Autonome Regelung - Q-Regelung			
WR Q-Regelung (Mehrkosten / kWp = 25 €, 303,74 kWp)	7593		
Q-Regelung Zusatzverluste		21	
Autonome Regelung - Q-Regelung + RONT (zusätzliche Komponenten)			
RONT (2x Trafokosten eines normalen Trafos, zusätzliche BK 2%/a der IVK)); 630 kVA	15016	300	
Verlusteinsparung im Vergleich zu reiner Q-Regelung		21	
Fernregelung: (zusätzliche Komponenten)			
AMIS System Messwerterfassung (Lizenz 5% d. IVK/a; IVK = 150€, 53 Zähler)		398	
Q-Regelung zusätzliche Verlusteinsparung im vgl. zu Stufe 1		4	
Koordinierte Regelung: (zusätzliche Komponenten)			
WR Datenkarten und Gateway Funktionalität DG DemoNet (53 Stück a 100 €, OPEX 5 €/a und WR)	5300	265	
Zusatzkosten Q-Regelverluste (im Vergleich zu Stufe 2		40	

Tabelle 6: Überblick zu den Bewertungsparametern in Littring

Littring: Parameter	Fixkosten der Installation [€]	zusätzliche Betriebskosten [€/a]	Restwert in [€]
Referenzvariante			
Parallelkabel (150mm2, 800 m); Kabelpreis 40 bis 110 €/m	32000 - 88000	300	
Restwert vorhandener Transformator			2915
Autonome Regelung - Q-Regelung			
WR Q-Regelung (Mehrkosten / kWp = 25 €, 135,15 kWp)	3379		
Q-Regelung Zusatzverluste		10	
Autonome Regelung - Q-Regelung + RONT (zusätzliche Komponenten)			
RONT (2x Trafokosten eines normalen Trafos, zusätzliche BK 2%/a der IVK)); 250 kVA	11085	222	
Verlusteinsparung im Vergleich zu reiner Q-Regelung		13,5	
Fernregelung: (zusätzliche Komponenten)			
AMIS System Messwerterfassung (Lizenz 5% d. IVK/a; IVK = 150€, 16 Zähler)		120	
Q-Regelung zusätzliche Verlusteinsparung im vgl. zu Stufe 1		2,5	
Koordinierte Regelung: (zusätzliche Komponenten)			
WR Datenkarten und Gateway Funktionalität DG DemoNet (16 Stück a 100 €; OPEX 5 €/a und WR)	1600	80	
Zusatzkosten Q-Regelverluste (im Vergleich zu Stufe 2		5,3	

Tabelle 7: Überblick zu den Bewertungsparametern in Köstendorf

Köstendorf: Parameter	Fixkosten der Installation [€]	zusätzliche Betriebskosten [€/a]	Restwert in [€]
Referenzvariante			
Ortsnetztransformator (Tausch auf 400 kVA, abzüglich Restwert alter Trafo)	12112		
Parallelkabel (266m, 150mm2; 40 - 110 €/m, BK: 0,116 €/m*a)	10640 - 29260	31	
Restwert vorhandener Transformator			888
Autonome Regelung - Q-Regelung			
WR Q-Regelung (Mehrkosten / kWp = 25 €, 192 kWp)	4800		
Q-Regelung Zusatzverluste		10	
Autonome Regelung - Q-Regelung + RONT (zusätzliche Komponenten)			
RONT (Zielkosten: 2x Trafokosten, zusätzliche BK 2%/a)); 250 kVA; abzüglich Restwert alter Trafo	13112	262	
Verlusteinsparung im Vergleich zu reiner Q-Regelung		10	
Fernregelung: (zusätzliche Komponenten)			
AMIS System Messwerterfassung (Lizenz 5% d. IVK/a; IVK = 150€, 43 Zähler)		323	
Q-Regelung zusätzliche Verlusteinsparung im vgl. zu Stufe 1		1,7	
Alternativ: IP-basierte Übertragung bei vorhandenem Internetanschluss (BEA 200 €/Stk.; 75 €/a Datenmanagement; 1 €/Monat Anteil an Internet Flatrate)	8600	516	
Koordinierte Regelung: (zusätzliche Komponenten)			
WR Datenkarten und Gateway Funktionalität DG DemoNet (43 Stück a 100 €; OPEX 5€/a)	4300	215	
Zusatzkosten Q-Regelverluste (im Vergleich zu Stufe 2		24,3	

Tabelle 8: Überblick zu den Bewertungsparametern in Prendt

Prendt: Parameter	Fixkosten der Installation [€]	zusätzliche Betriebskosten [€/a]
Referenzvariante 1		
950 V Versorgung: 2Stk. Trockentrafos 950V; 160kVA samt Gehäuse und Kasten	20000	110
Referenzvariante 2		
Trafostation (Durchgangsstation): Kompakttrafostation inkl. 250kVA Trafo samt MS-Einbindung	40000	300
Referenzvariante 3		
Trafostation (inkl. MS-Einbindung): Kompakttrafostation inkl. 250kVA Trafo inkl. Aufführung Hochspannungskabel (700m a 110€/m) auf die Masttrafostation Prendt	122000	391
Autonome Regelung - Q-Regelung		
WR Q-Regelung (Mehrkosten / kWp = 25 €, 116,35 kWp)	2909	variabel (0-8h/a)

4.4.3 Ökonomische Bewertungsmethodik

Das Ziel der ökonomischen Bewertung dieses Berichts liegt in der Identifikation jener Strategien innerhalb der Feldtests, die zu den geringsten Netzintegrationskosten einer Vielzahl an Photovoltaikanlagen führen. Ein Vergleich der Kostenbarwerte konventioneller (Referenzvariante) und „Smart Grid“ bezogener Ansätze (Alternativvariante) wird dazu angestrebt und im Folgenden beschrieben.

Um die Integration von dezentralen Erzeugern (v.a. Photovoltaikanlagen) sowie der Verbraucher in die Niederspannungsnetze für einen Referenzfall zu ermöglichen, ist anzunehmen, dass den steigenden Erzeuger- und Verbrauchsleistungen entsprechend z.B. Ortsnetztransformatoren und gegebenenfalls Versorgungsleitungen zu verstärken oder alternativ dazu in Teilabschnitten neue Netzregler oder ähnliche Betriebsmittel einzubauen sind. Dies ist mit Kosten verbunden, die im Rahmen des Projekts erhoben werden. Die damit verbunden Investitions- und damit einhergehende Kapitalkosten (CAPEX) werden dazu unter Anwendung der Barwertmethode zum Zeitwert im Installationsjahr erfasst. Gleiches wird durch Diskontierung der zusätzlich auftretenden Betriebskosten (OPEX) als Barwert dargestellt. Ein Schema dazu zeigt Abbildung 71.

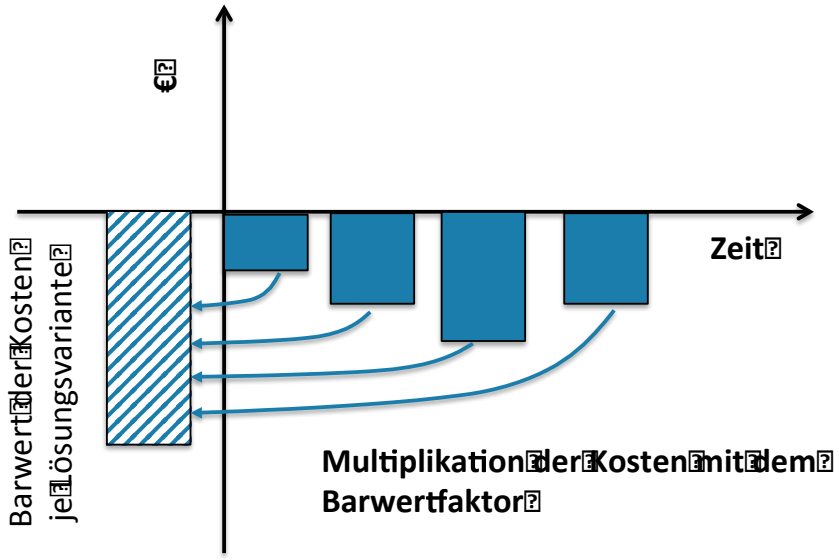


Abbildung 71: Schematische Darstellung zur Diskontierung von auftretenden CAPEX und OPEX je Netzintegrationsvariante

Auch für die einzelnen Projektlösungsstufen werden die CAPEX und OPEX als Barwert zum Installationszeitpunkt der PV-Anlagen diskontiert. Dies bedeutet, dass Investitionen und die laufenden Betriebskosten durch Multiplikation mit dem Barwertfaktor[1] in Barwerte zum Installationszeitpunt umgerechnet werden. Dazu wird ein Kapitalverzinsungsfaktor von 6,42% (derzeitig akzeptierte "Weighted Average Cost of Capital" in der 2. Regulierungsperiode) angesetzt, sowie eine mittlere Inflationsrate von jährlich 2% implementiert. Der Bewertungszeitraum wird entsprechend der erwarteten technischen Lebensdauer der Niederspannungskabel mit 50 Jahren angesetzt.

Übergeordnet sei angemerkt, dass sich die Bewertung auf die lokalen Gegebenheiten der Feldtestregionen bezüglich der installierten PV-Leistung, der Netzsituation sowie der

[1] vgl. dazu z.B. H. Hirth: "Grundzüge der Finanzierung und Investition"; Oldenbourg Verlag, ISBN: 978-3-486-70211-8; Berlin, 2005

Umsetzbarkeit der DG DemoNet Lösungen bezieht und daraus keine verallgemeinerungsfähigen Zahlenwerte abgeleitet werden können. Darüber hinaus lassen die Bewertungen keine Aussagen über die erreichbare "Hosting-Capacity" der einzelnen Lösungsstufen zu. Dies wurde im Projekt nicht untersucht.

4.4.4 Ergebnisse der Kostenbewertung in Eberstalzell

Auf Basis der zuvor dargestellten Parameter werden in diesem Kapitel die Ergebnisse der ökonomischen Bewertung in Eberstalzell diskutiert. Abbildung 72 vergleicht dazu die errechneten Kostenbarwerte der konventionellen Netzverstärkung für unterschiedliche Kabelinstallationskosten (zwischen 40 und 110 €/m). Diese Kabelkostenvariation wurde vorgenommen, um eine unterschiedliche Bodenbeschaffenheit (Wiese, Schotterstraße oder Asphalt) in Niederspannungsnetzabschnitten abbilden zu können. Zudem werden die Kapitalkostenanteile (CAPEX) sowie operativen Kostenanteile (OPEX) in der Grafik dargestellt.

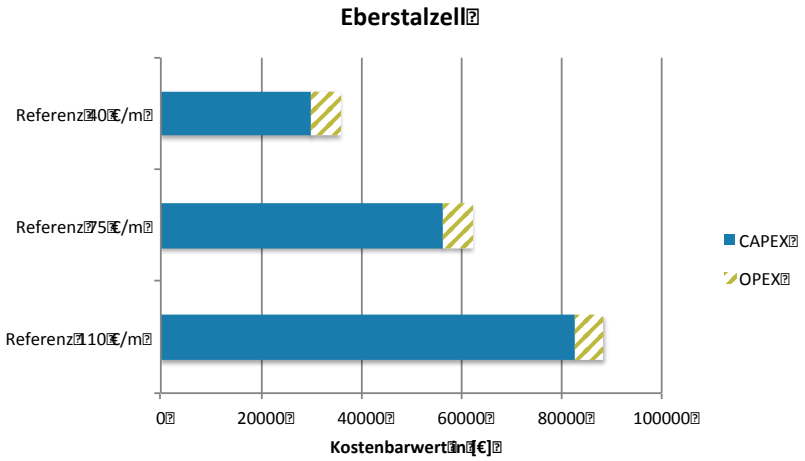


Abbildung 72: Vergleich der Kostenbarwerte (getrennt in CAPEX und OPEX Anteile) der konventionellen Netzintegrationslösung (= Referenzvariante) in Eberstalzell

Wird die **Autonome Regelung (= Stufe 1 (S1)) unter Vorgabe von Blindleistungswerten** an den Wechselrichtern betrachtet, so zeigt Abbildung 73 signifikante Kosteneinsparungsmöglichkeiten im Vergleich zu konventionellen Netzverstärkungsmaßnahmen. Die OPEX-Anteile werden durch zusätzliche Netzverluste verursacht, wobei der Blindleistungspreis mit 40 €/MVArh angesetzt wurde.

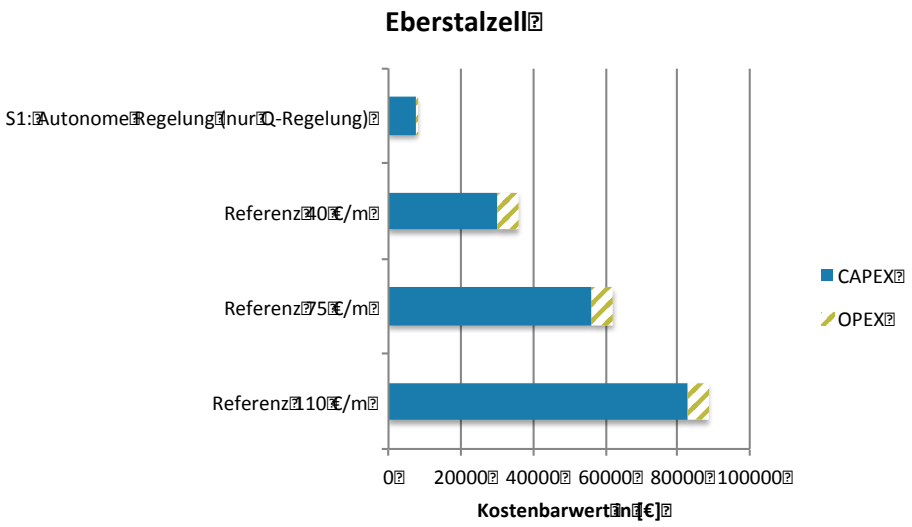


Abbildung 73: Vergleich der Kostenbarwerte (getrennt in CAPEX und OPEX Anteile) der konventionellen Netzintegrationslösung (= Referenzvariante) mit einer Autonomen Regelung unter Vorgabe von Blindleistungswerten an den Wechselrichtern in Eberstalzell

Wie bereits erwähnt wurde, ist diese Lösung jedoch als theoretische Betrachtung zu verstehen und zudem auch mit Unsicherheiten behaftet, da nicht abgeschätzt werden kann, mit welchem Personalaufwand v.a. bezüglich etwaiger Kundenanfragen zur eingestellten Q-Kennlinie zu rechnen ist. Wird daher der Barwert des erreichbaren Kostenvorteils als Bewertungsbasis für etwaigen Personalaufwand herangezogen, so dürfte dieser Personalaufwand jährlich maximal 14 h in Eberstalzell betragen, wenn die Kabelkosten bei 40 €/m liegen. Dieser Wert steigt auf 26,5 h/a (Kabelkosten 75 €/m) bzw. 39,5 h/a wenn die Kabelkosten 110 €/m betragen. Anzumerken ist für diese Lösungsvariante jedoch, dass die Netzintegrationskosten durch die Wechselrichtermehrkosten von den Netzkunden alleine getragen werden würden, wohingegen eine etwaige Netzverstärkung je nach Nutzen für andere Kundengruppen teilweise auch vom Netzbetreiber getragen und entsprechend sozialisiert werden würde. Dies ist jedoch auch der Fall, wenn 3-phasige Wechselrichter vorgeschrieben werden, um Netzverstärkungsmaßnahmen verhindern zu können. Inwieweit dieser Umstand den Kostenvorteil für die Betreiber von PV-Anlagen beeinflusst, wird beispielhaft für PV-Anlagen in Köstendorf (vgl. Kapitel 4.4.6.2) erörtert.

Eine **Autonome Regelung, welche neben der Vorgabe von Blindleistungswerten auch einen RONT einsetzt**, ermöglicht ebenfalls Kostenvorteile. Dies setzt jedoch voraus, dass die erwarteten Zielkosten des RONTs (vgl. Kapitel 4.4.2.3; doppelte Kosten eines nicht regelbaren Ortsnetztransformators angestrebt) erreicht und die ermittelten Kosten der Referenzvariante realisiert werden. Jedenfalls sind deutliche Mehrkosten durch den RONT auf der CAPEX Seite gegeben, jedoch auch die OPEX Anteile steigen durch den erwarteten Wartungsaufwand des RONTs (vgl. Abbildung 74). Durch diese Zusatzkosten sinken die jährlich möglichen Personalaufwände für alle Kabelinstallationspreise um 10,5 Stunden. In dieser Lösungsvariante wäre bei entsprechender Umsetzung eine Kostenteilung zwischen Anlagenbetreiber, der die Wechselrichtermehrkosten tragen würde und Netzbetreiber (könnte die RONT Mehrkosten tragen) erkennbar. Jedenfalls beeinflusst die Entscheidung, welche Netzintegrationsvariante gewählt wird, signifikant die Kostensituation der involvierten Akteure.

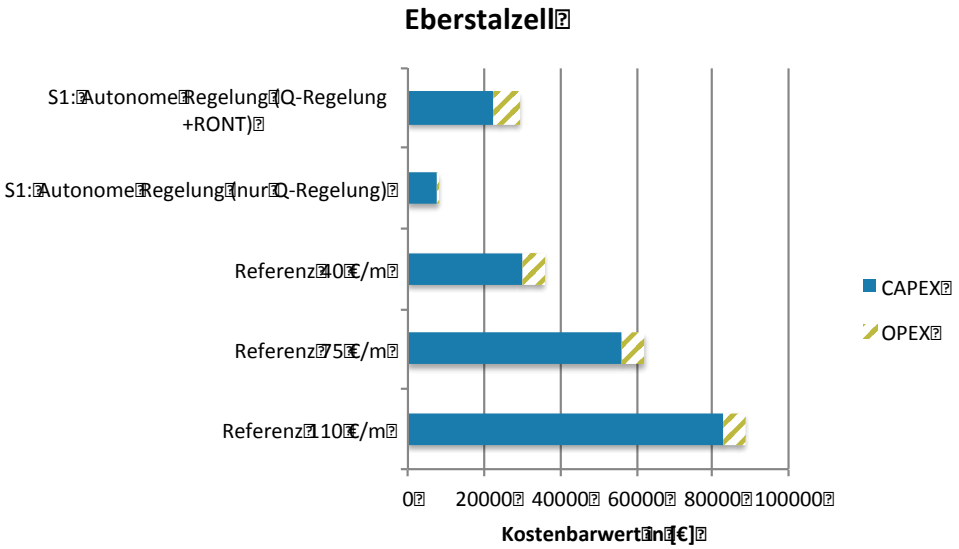


Abbildung 74: Vergleich der Kostenbarwerte (getrennt in CAPEX und OPEX Anteile) der konventionellen Netzintegrationslösung (= Referenzvariante) mit einer Autonomen Regelung unter Vorgabe von Blindleistungswerten an den Wechselrichtern und Einsatz eines RONTs in Eberstalzell

Verminderte Kostenvorteile im Vergleich zu einer konventionellen Netzintegrationslösung (vgl. Abbildung 75) entstehen für die **Variante Fernregelung (= Stufe 2 (S2))** vor allem durch mögliche Lizenzkosten des AMIS Messsystems zur Messwerterfassung sowie derzeit nicht abschätzbare Kosten des Datenmanagements. Für die Bewertung wurden daher jährliche Kosten von 7,5 € je Smart Meter (entspricht ca. 5% der Investitionskosten als OPEX) angenommen, sowie Einsparungen durch geringere Q-Verluste berücksichtigt. Bei Kabelinstallationspreisen von 40 €/m entstehen sogar Kostennachteile.

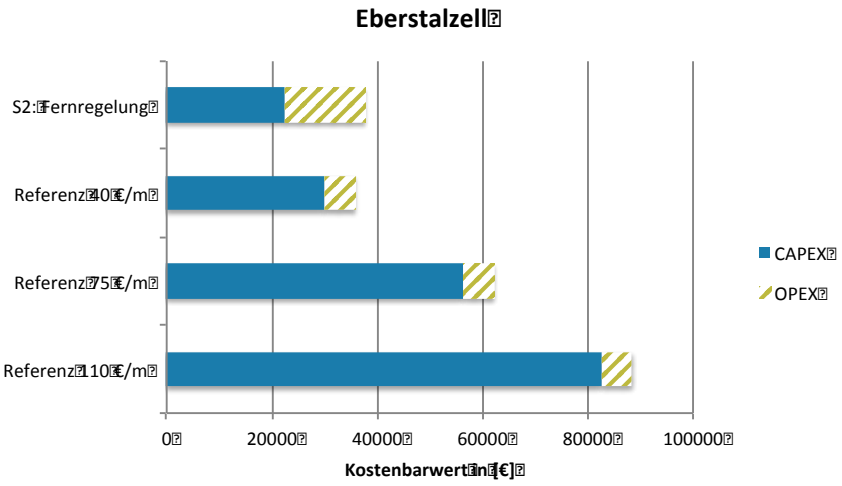


Abbildung 75: Vergleich der Kostenbarwerte (getrennt in CAPEX und OPEX Anteile) der konventionellen Netzintegrationslösung (= Referenzvariante) mit einer Fernregelungslösung in Eberstalzell

Im Vergleich zur Autonomen Regelung sind für die Fernregelung deutlich steigende OPEX Anteile für die Netzbetreiber zu erkennen. Werden die Unsicherheiten im Datenmanagement und im Betrieb der Variante Fernregelung wieder durch zusätzlich möglichen Personalaufwand ausgedrückt, so wären bei

Kabelinstallationskosten von 75 bzw. 110 €/m in Eberstalzell jährlich 12h bzw. 25h an Personalstunden möglich.

Für eine **Koordinierte Regelung (= Stufe 3 (S3))** sind vor allem zusätzliche Kosten für IKT Gateways und Datenkarten der Wechselrichter von großer Bedeutung. Für diese Lösungsvariante entstehen weitere Kostennachteile, vor allem dann, wenn die Kabelinstallationspreise bei 40 €/m lägen (vgl. Abbildung 76). Um Kostengleichheit der Koordinierten Regelung im Vergleich zu konventionellen Netzverstärkungsmaßnahmen zu erreichen, müssten die Kabelinstallationskosten in Eberstalzell bei zumindest 58 €/m liegen. Dies ist für die vorherrschende Bodenbeschaffenheit in Eberstalzell zwar zu erwarten, jedoch bestehen auch in dieser Lösungsvariante deutliche Unsicherheiten zum Personalaufwand im täglichen Netzbetrieb. Für Kabelinstallationskosten von 75 bzw. 110 €/m dürften diese maximal 6 bzw. 19 Stunden je Jahr betragen. Wiederum ist zu erkennen, dass durch die weiteren Funktionalitäten der Lösungsvariante signifikant steigende OPEX Anteile für den Netzbetreiber gegeben sind.

Zudem tritt in dieser Netzintegrationslösung der Umstand auf, dass für den Netzbetrieb bzw. die Blindleistungskennlinienvorgabe notwendige Komponenten (z.B. Gateways und Datenkarten bei den Wechselrichtern) im Besitz der Anlagenbetreiber sind. Diese würden somit Komponenten buchhalterisch abschreiben, welche eigentlich dem Netz zuzuordnen wären. Inwieweit dies regulatorischer Vorgaben bedürfte, kann als zukünftige Forschungsfrage erkannt werden, jedoch nicht in diesem Bericht beantwortet werden.

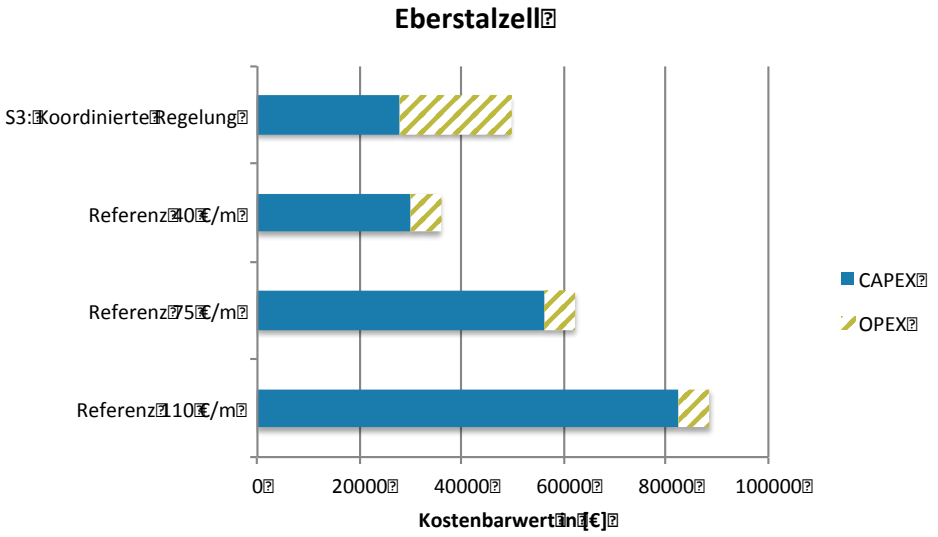


Abbildung 76: Vergleich der Kostenbarwerte (getrennt in CAPEX und OPEX Anteile) der konventionellen Netzintegrationslösung (= Referenzvariante) mit einer Koordinierten Regelung in Eberstalzell

In Eberstalzell wurde auch eine weitere Lösung unter **Einsatz eines Strangreglers (Fa. a-eberle)** bewertet. Abbildung 77 zeigt dazu den Kostenbarwertvergleich der konventionellen Netzverstärkungsmaßnahmen mit dem Strangreglereinsatz. Für den Strangregler wurden dazu Installationskosten zwischen 15 (erwartete Kosten) und 22 k€ (hohe Kosten) seitens des Netzbetreibers abgeschätzt. Die Betriebskosten wurden mit 2% der Investitionskosten angenommen. Wie zu erkennen ist, wäre der Einsatz des Strangreglers im Eberstalzeller Netz ebenfalls günstiger als konventionelle Netzverstärkungsmaßnahmen. Im Vergleich zu den im Projekt entwickelten Lösungen (siehe Abbildung 78) liegt der Eberle Regler in etwa bei gleichen Kosten wie der Einsatz der Autonomen Regelung mit RONT. Jedoch werden beim Eberle Regler deutlich geringere Unsicherheiten im möglichen

Personalaufwand für den täglichen Netzbetrieb sowie den erreichbaren RONT Kosten seitens des Netzbetreibers erwartet.

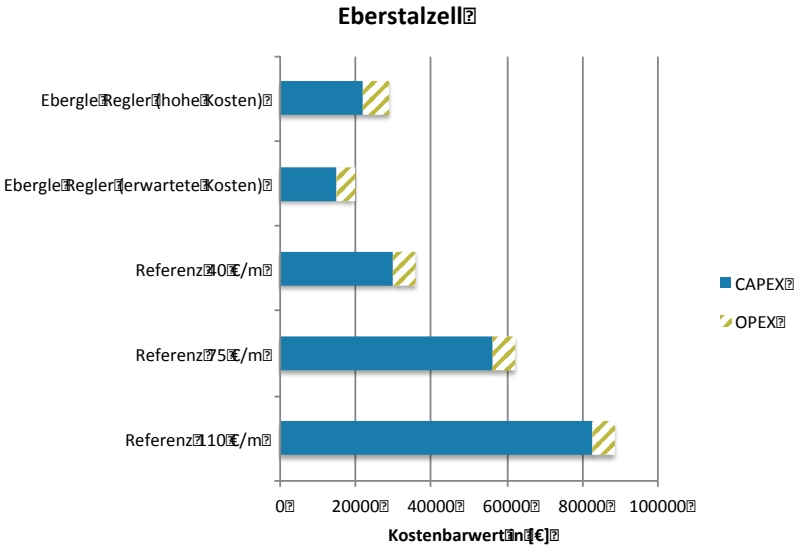


Abbildung 77: Vergleich der Kostenbarwerte (getrennt in CAPEX und OPEX Anteile) der konventionellen Netzintegrationslösung (= Referenzvariante) mit einem Eberle Strangregler in Eberstalzell

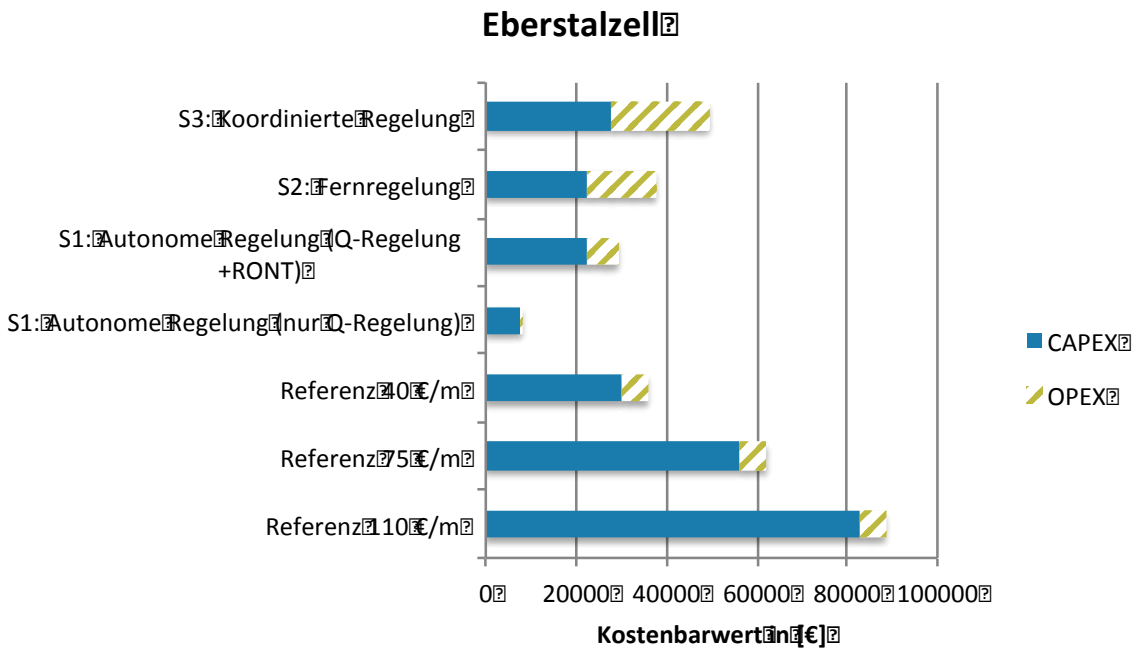


Abbildung 78: Vergleich der Kostenbarwerte (getrennt in CAPEX und OPEX Anteile) der konventionellen Netzintegrationslösung (= Referenzvariante) mit allen alternativen Lösungen in Eberstalzell

4.4.4.1 Sensitivitätsanalyse der kritischsten Bewertungsparameter in Eberstalzell

Im Zuge der Diskussionen zu den erwarteten Kosten der einzelnen Komponenten der DG DemoNet Lösungen konnten die größten Unsicherheitsfaktoren bzw. sensitivsten Parameter der ökonomischen Bewertung wie folgt erkannt werden:

- Personalaufwand für den Systembetrieb
- Zielkosten des RONTS
- Kosten der Gateways und Datenkarten
- AMIS – Lizenzkosten und Datenmanagementkosten

Diese werden im Folgenden variiert und deren Auswirkung interpretiert. Wird ein zusätzlicher Personalaufwand von einem Arbeitstag je Jahr in Eberstalzell angenommen so zeigt Abbildung 79 die entsprechenden OPEX-Kostenbarwertauswirkungen.

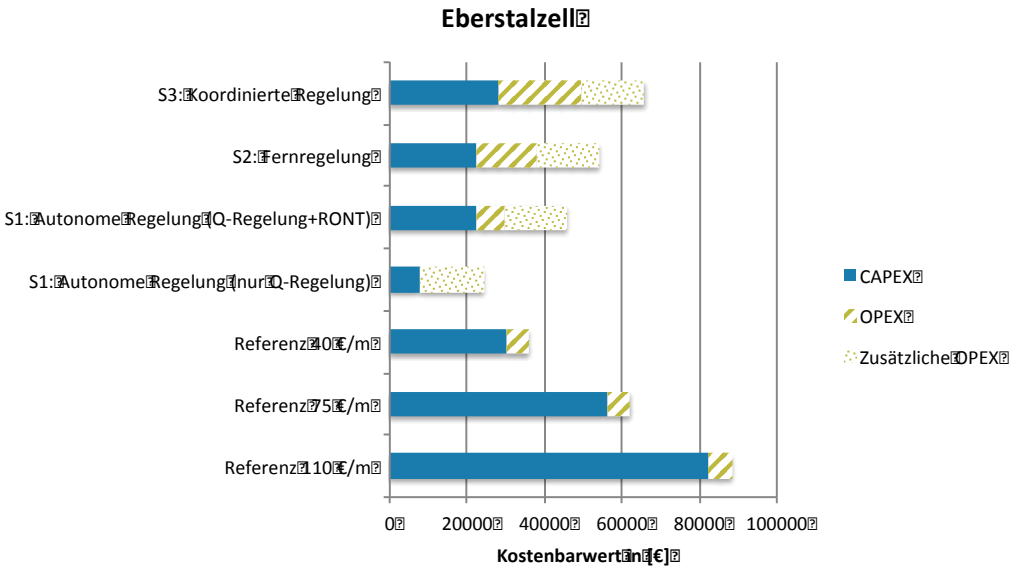


Abbildung 79: Analyse der Auswirkung des unsicheren zusätzlich nötigen Personalaufwandes (8h je Jahr) zur Umsetzung der DG DemoNetz LV Grid Lösungen im täglichen Netzbetrieb in Eberstalzell

Diese mit Unsicherheiten behafteten OPEX (Personalaufwände) und deren Entwicklung in den Unternehmen (für eine Vielzahl an Netzabschnitten) können daher als einer der kritischsten Faktoren zukünftiger DG DemoNet Smart LV Grid Lösungen im Speziellen und von Smart Grid Lösungen im Allgemeinen erkannt werden.

Wird eine Erhöhung der RONT Kosten um 50% vorgenommen, so sind signifikante CAPEX Auswirkungen für die DG DemoNetz LV Grid Lösungen gegeben (vgl. Abbildung 80). Entsprechend hängt der Erfolg des Einsatzes regelbarer Ortsnetztransformatoren von den erreichbaren Stückzahlen und daraus möglichen Kostenreduktionspotentialen ab.

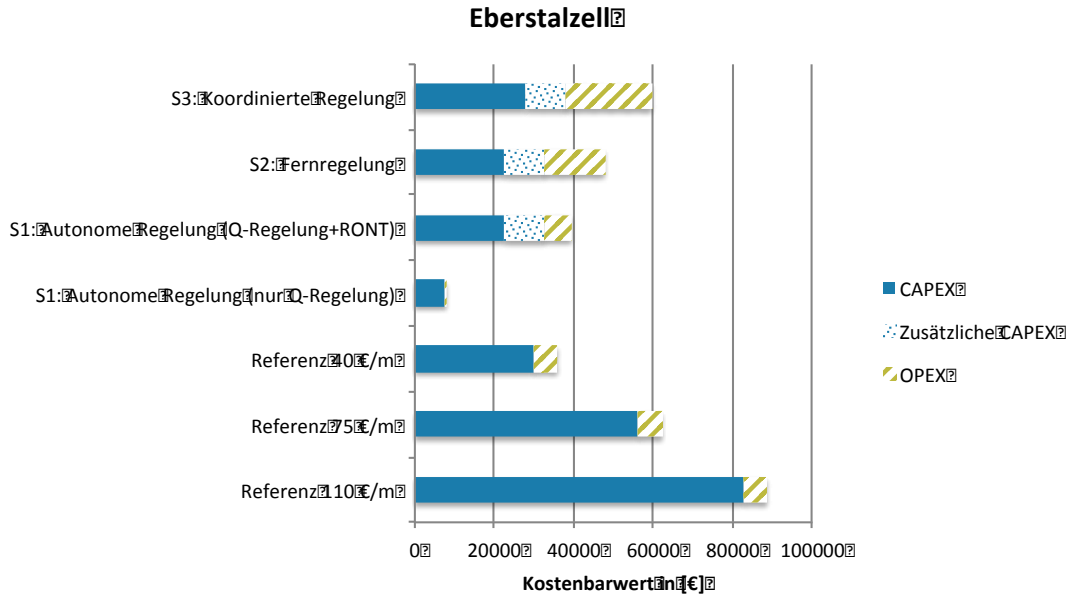


Abbildung 80: Analyse der Auswirkung erhöhter RONT Kosten (50%) in Eberstalzell

Werden die im Feldtest ermittelten Implementierungskosten der IKT Gateways und Datenkarten bei den Wechselrichten (in Summe etwa 300 € je WR) in der Bewertung berücksichtigt (Erhöhung um 200 € je WR; OPEX werden nicht verändert) so zeigt Abbildung 81 die resultierenden CAPEX Auswirkungen bei der Koordinierten Regelung. Hierbei ist anzumerken, dass die IKT Kosten der Lösungsstufe 2 (Fernregelung) durch bestehende Smart Metering Infrastruktur als gegeben (keine Kostenanrechnung) implementiert wurde. Im Falle der Koordinierten Regelung kann jedoch erkannt werden, dass die IKT-Kostenanteile vor allem bei hoher Anzahl an Messpunkten signifikant in die Wirtschaftlichkeit des Konzepts einfließen.

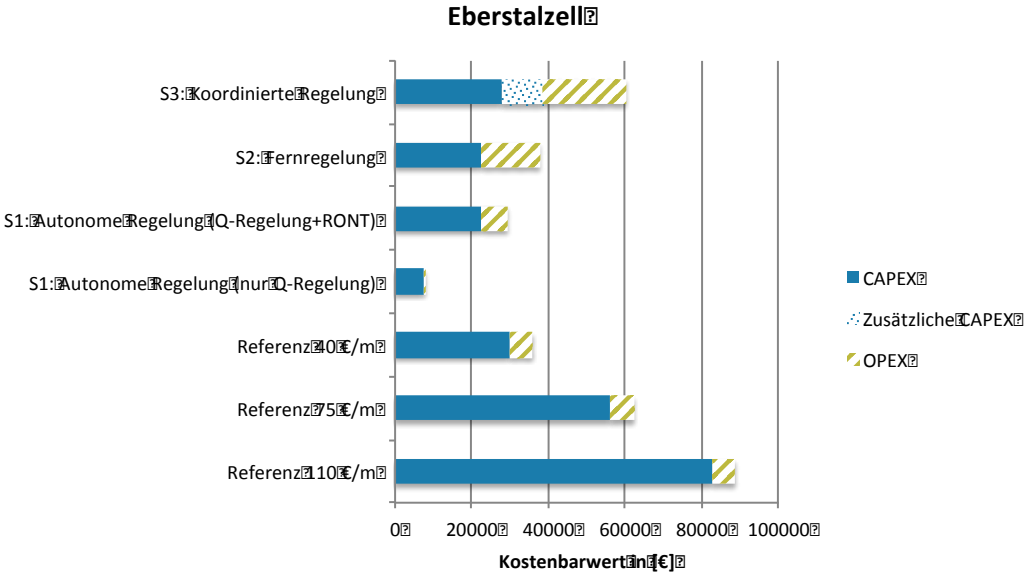


Abbildung 81: Analyse der Auswirkung erhöhter Kosten (300 €/WR anstelle von 100 €/WR) von IKT Gateways und Datenkarten in Eberstalzell

Die Auswirkungen geänderter AMIS Lizenzkosten sowie Aufwendungen für Datenmanagement (10% der Smart Meter Investitionskosten anstelle von 5%) zeigt schließlich Abbildung 82. Die OPEX Auswirkungen sind in diesem Fall zwar geringer als durch geänderten Personalaufwand im Netzbetrieb aber dennoch signifikant, welches die Wichtigkeit der Vorabbewertung von OPEX Unsicherheiten, die durch aktive Netzlösungen im Netzbetrieb entstehen könnten, weiter unterstreicht.

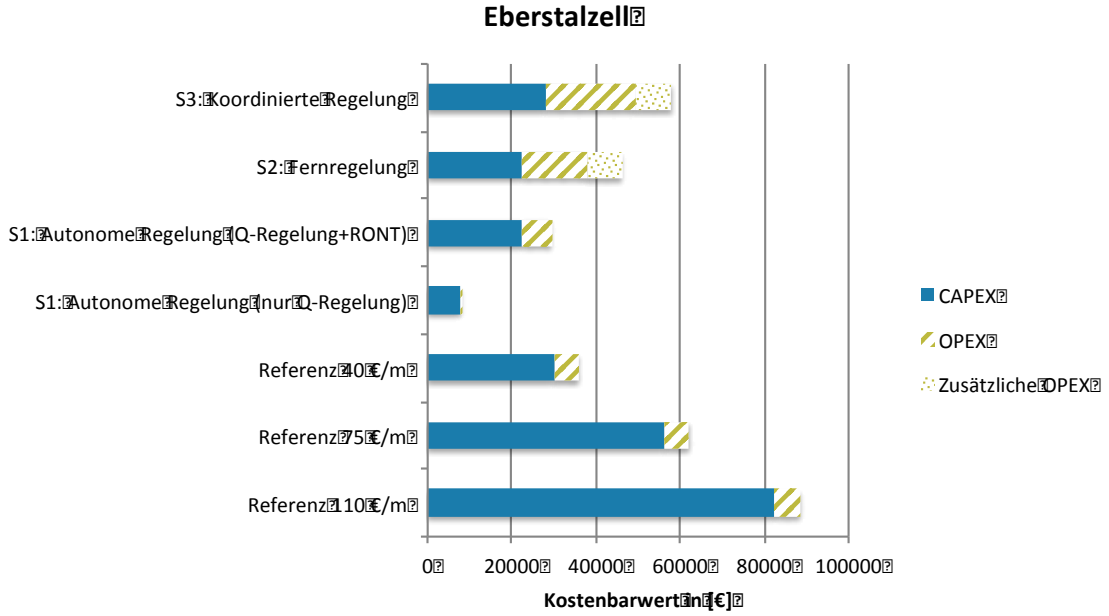


Abbildung 82: Analyse der Auswirkung erhöhter Kosten (10% der IVK von Smart Metern anstelle von 5%) für AMIS Lizenzen und Datenmanagement in Eberstalzell

4.4.5 Ergebnisse der Kostenbewertung in Littring

Ähnlich zu den Ergebnissen in Eberstalzell werden in diesem Abschnitt die Ergebnisse der ökonomischen Bewertung in Littring diskutiert. Abbildung 83 vergleicht dazu die errechneten Kostenbarwerte der konventionellen Netzverstärkung für unterschiedliche Kabelinstallationskosten (zwischen 40 und 75 €/m). Die Kabelinstallationskosten sind dabei für Littring zwar in einem Bereich von 40 €/m zu erwarten (Wiesenboden), wurden jedoch auch für weitere Bodenbeschaffenheiten (Schotterstraße; Asphalt) variiert um eine bessere Vergleichbarkeit für Netzabschnitte mit anderen lokalen Untergrundbeschaffenheiten herstellen zu können. Zudem werden die Kapitalkostenanteile (CAPEX) sowie operativen Kostenanteile (OPEX) in der Grafik dargestellt. Aufgrund der Kabellänge sind die absoluten Kosten im Vergleich zu Eberstalzell höher.

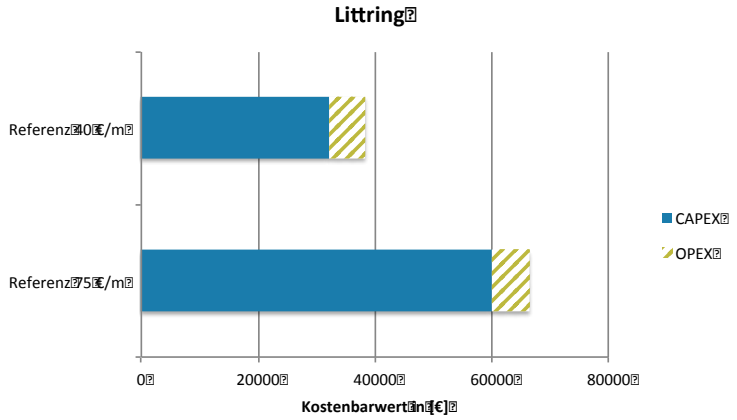


Abbildung 83: Vergleich der Kostenbarwerte (getrennt in CAPEX und OPEX Anteile) der konventionellen Netzintegrationslösung (= Referenzvariante) in Littring

Wird die **Autonome Regelung (= Stufe 1 (S1)) unter Vorgabe von Blindleistungswerten** an den Wechselrichtern betrachtet, so zeigt Abbildung 84 ähnlich zu Eberstalzell Kosteneinsparungsmöglichkeiten im Vergleich zu konventionellen Netzverstärkungsmaßnahmen.

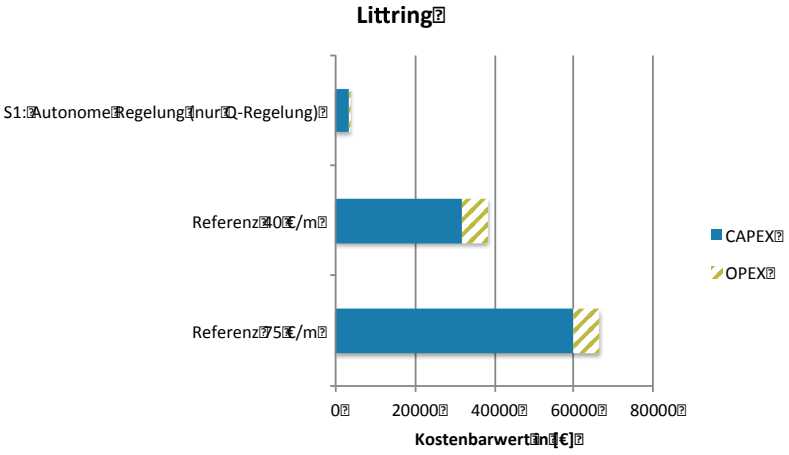


Abbildung 84: Vergleich der Kostenbarwerte (getrennt in CAPEX und OPEX Anteile) der konventionellen Netzintegrationslösung (= Referenzvariante) mit einer Autonomen Regelung unter Vorgabe von Blindleistungswerten an den Wechselrichtern in Littring

Der mögliche Personalaufwand dürfte in Littring jährlich maximal 17 h betragen, wenn die Kabelkosten bei 40 €/m liegen. Dieser Wert steigt auf 31 h/a bei Kabelkosten von 75 €/m. Diese Stundenwerte sind in Littring etwas höher als in Eberstalzell, da aufgrund der geringeren PV Leistung niedrigere Barwerte der WR-Mehrkosten gegeben sind.
Eine **autonome Regelung, welche neben der Vorgabe von Blindleistungswerten auch einen RONT einsetzt**, ermöglicht in Littring ebenfalls Kostenvorteile. Es sind auch deutliche Mehrkosten durch den RONT auf der CAPEX Seite gegeben, ebenso sind steigende OPEX Anteile (vgl. Abbildung 85) zu beobachten. Durch diese Zusatzkosten sinken die jährlich möglichen Personalaufwände für alle Kabelinstallationspreise um 8 Stunden.

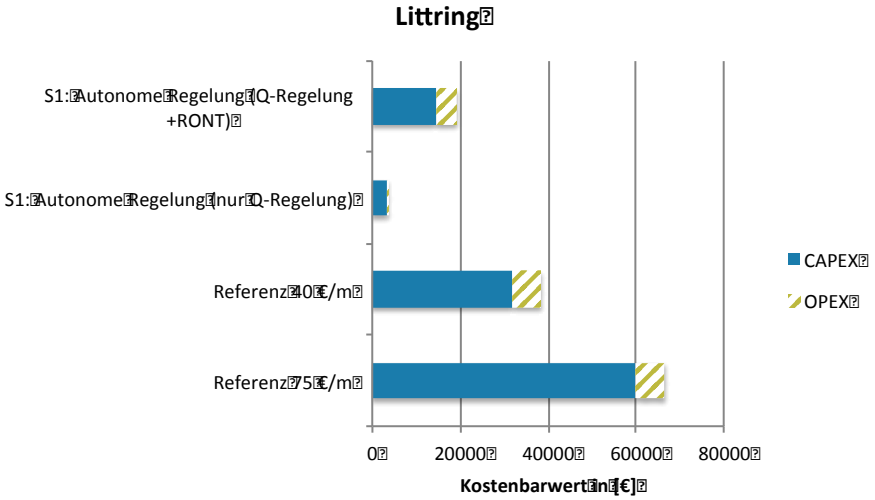


Abbildung 85: Vergleich der Kostenbarwerte (getrennt in CAPEX und OPEX Anteile) der konventionellen Netzintegrationslösung (= Referenzvariante) mit einer Autonomen Regelung unter Vorgabe von Blindleistungswerten an den Wechselrichtern und Einsatz eines RONTs in Littring

Für die **Variante Fernregelung (= Stufe 2 (S2))** wurden die in Abbildung 86 dargestellten Ergebnisse errechnet. Die Mehrkosten der Fernregelung fallen in Littring aufgrund der geringeren Anzahl an PV Anlagen und damit der Smart Meter (geringere Lizenzkosten AMIS sowie Datenmanagement) deutlich geringer aus. Dies schlägt sich entsprechend in den Kostenbarwerten nieder.

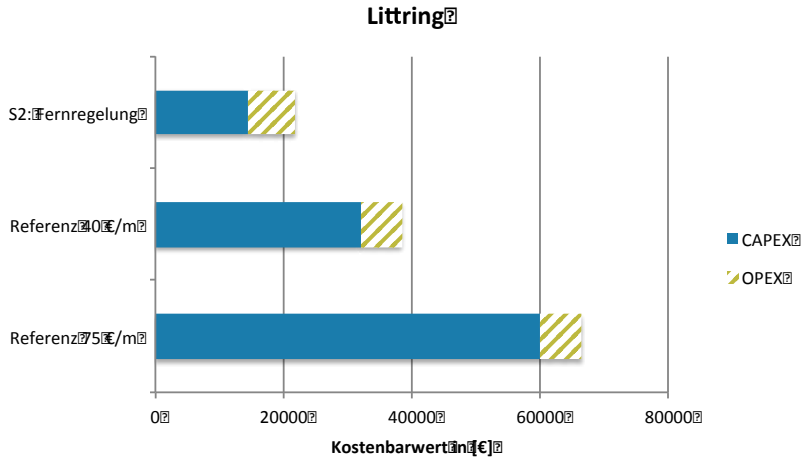


Abbildung 86: Vergleich der Kostenbarwerte (getrennt in CAPEX und OPEX Anteile) der konventionellen Netzintegrationslösung (= Referenzvariante) mit einer Fernregelungslösung in Littring

Entsprechend kann daraus abgeleitet werden, dass auch die Anzahl der Messstellen bzw. PV-Anlagen einen deutlichen Einfluss auf die Kostenbarwerte der DG DemoNet LV Grid Lösungen aufweist. Im Vergleich zur Autonomen Regelung sind für die Fernregelung jedoch auch in Littring steigende OPEX Anteile für die Netzbetreiber zu beobachten. Werden die Unsicherheiten im Datenmanagement und im Betrieb der Variante Fernregelung wieder durch zusätzlich möglichen Personalaufwand ausgedrückt, so wären bei Kabelinstallationskosten von 40 bzw. 75 €/m in Littring jährlich 8 bzw. 22 Stunden an Personalaufwand möglich.
Anders als in Eberstalzell sind in Littring auch bei einer **Koordinierten Regelung** Kostenvorteile im Vergleich zu konventionellen Netzverstärkungsmaßnahmen zu erreichen. Der Personalaufwand dürfte je nach Kabelinstallationspreis dann noch zwischen 6,5h und 20 h liegen. Dies ist deutlich höher als in Eberstalzell und wird vor allem durch die geringere Anzahl an Wechselrichtern und Smart Meter sowie die damit korrespondierenden Upgradekosten für Gateways und Lizenzen hervorgerufen.

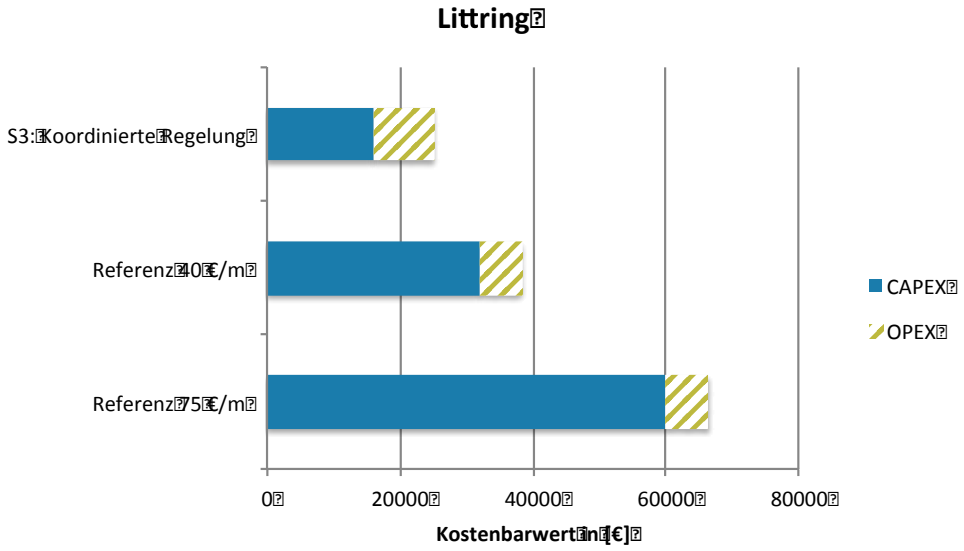


Abbildung 87: Vergleich der Kostenbarwerte (getrennt in CAPEX und OPEX Anteile) der konventionellen Netzintegrationslösung (= Referenzvariante) mit einer Koordinierten Regelung in Littring

Auch in Littring wurden Sensitivitätsanalysen bezüglich der kritischsten Parameter (Personalaufwand, Kosten des RONTs sowie der Gateways, Lizenzkosten AMIS) durchgeführt. Die Ergebnisse sind dabei jenen von Eberstalzell sehr ähnlich. Auf eine detaillierte Diskussion der erhaltenen Grafiken wird daher verzichtet. Jedoch konnte erkannt werden, dass vor allem die Auswirkungen der OPEX- und CAPEX-steigernden Parameter, welche in Relation zur Anzahl der PV Anlagen stehen, auf die Kostenbarwerte der DG DemoNet Smart LV Grid Lösungen in Littring geringer sind. Dies unterstreicht wiederum die Abhängigkeit der Kostenbartwerte von der Anzahl an Messstellen und PV-Anlagen in einem Netzabschnitt. Entsprechend wird diese Abhängigkeit als wichtige Information für die zukünftige Netzplanung interpretiert.

4.4.6 Ergebnisse der Kostenbewertung in Köstendorf

Etwas andere Ergebnisse zum vorangegangenen Kapitel ergeben sich für die Bewertungen in Köstendorf. Zwar können auch bei den getroffenen Annahmen für Autonome Regelung, Fernregelung und Koordinierte Regelung teilweise niedrigere Netzintegrationskosten von PV-Anlagen erreicht werden, aber nur dann, wenn die Kabelinstallationskosten entsprechend hoch sind. Abbildung 88 vergleicht dazu die errechneten Kostenbarwerte der konventionellen Netzverstärkung für unterschiedliche Kabelinstallationskosten (zwischen 40 und 110 €/m), wobei die Kapitalkostenanteile (CAPEX) sowie operativen Kostenanteile (OPEX) dargestellt werden. Aufgrund der geringeren Kabellänge sind die absoluten CAPEX und OPEX dabei deutlich geringer als in Eberstallzell oder Littring.

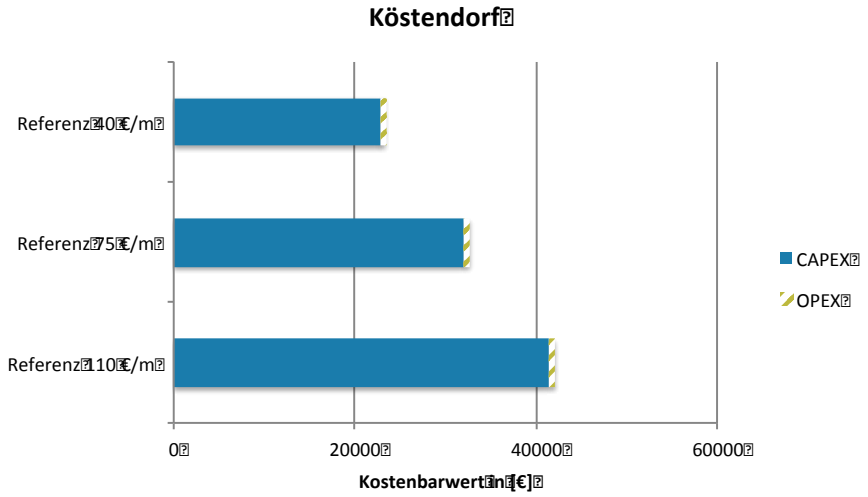


Abbildung 88: Vergleich der Kostenbarwerte (getrennt in CAPEX und OPEX Anteile) der konventionellen Netzintegrationslösung (= Referenzvariante) in Köstendorf

Wird die **Autonome Regelung (= Stufe 1 (S1)) unter Vorgabe von Blindleistungswerten** an den Wechselrichtern betrachtet, so zeigt Abbildung 89 auch in Köstendorf signifikante Kosteneinsparungsmöglichkeiten im Vergleich zu konventionellen Netzverstärkungsmaßnahmen.
Wichtig ist dabei aber, dass diese theoretische Blindleistungsregelung ohne zusätzliche Maßnahmen auch eine deutlich geringere Erhöhung der Hostingcapacity im Vergleich zu anderen Lösungen bedeutet.

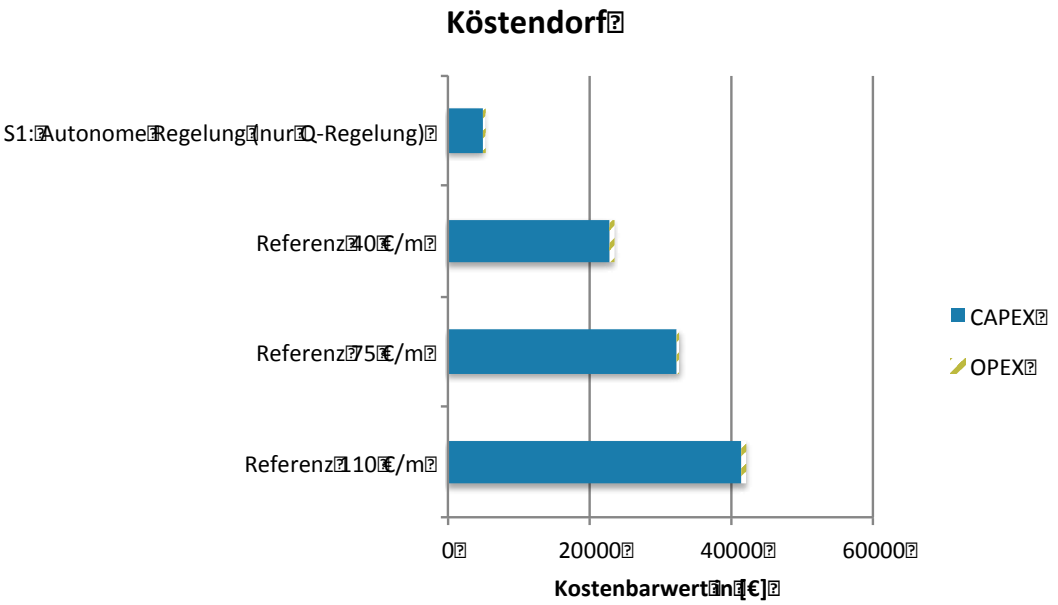


Abbildung 89: Vergleich der Kostenbarwerte (getrennt in CAPEX und OPEX Anteile) der konventionellen Netzintegrationslösung (= Referenzvariante) mit einer Autonomen Regelung unter Vorgabe von Blindleistungswerten an den Wechselrichtern in Köstendorf

Wie bereits erwähnt wurde, ist diese theoretische Lösung jedoch auch mit Unsicherheiten behaftet, da nicht abgeschätzt werden kann, mit welchem Personalaufwand v.a. bezüglich etwaiger Kundenanfragen zur eingestellten Q-Kennlinie zu rechnen ist. Wird daher der Barwert des erreichbaren Kostenvorteils als Bewertungsbasis für etwaigen Personalaufwand herangezogen, so dürfte dieser Personalaufwand jährlich maximal 9 h in Köstendorf betragen, wenn die Kabelkosten bei 40 €/m liegen. Dieser Wert steigt auf 13,5 h/a (Kabelkosten 75 €/m) bzw. 18 h/a, wenn die Kabelkosten 110 €/m betragen. Wiederum ist anzumerken, dass bei dieser Lösungsvariante die Wechselrichtermehrkosten von den Netzkunden alleine getragen werden. Inwieweit dieser Umstand den Kostenvorteil für die Betreiber von PV-Anlagen (im Vergleich zu konventionell geplantem Netzanschluss) beeinflusst, wird in Köstendorf für 6 beispielhafte PV-Anlagen betrachtet.

Eine **Autonome Regelung, welche neben der Vorgabe von Blindleistungswerten auch einen RONT einsetzt**, ermöglicht in Köstendorf ebenfalls Kostenvorteile. Wiederum sind deutliche Mehrkosten durch den RONT auf der CAPEX-Seite gegeben, jedoch auch die OPEX Anteile steigen durch den erwarteten Wartungsaufwand des RONTs (vgl. Abbildung 90). Durch diese Zusatzkosten sinken die jährlich möglichen Personalaufwände für Kabelinstallationspreise von 75 und 110 €/m um 9 Stunden bzw. sind für 40 €/m bereits nicht mehr möglich.

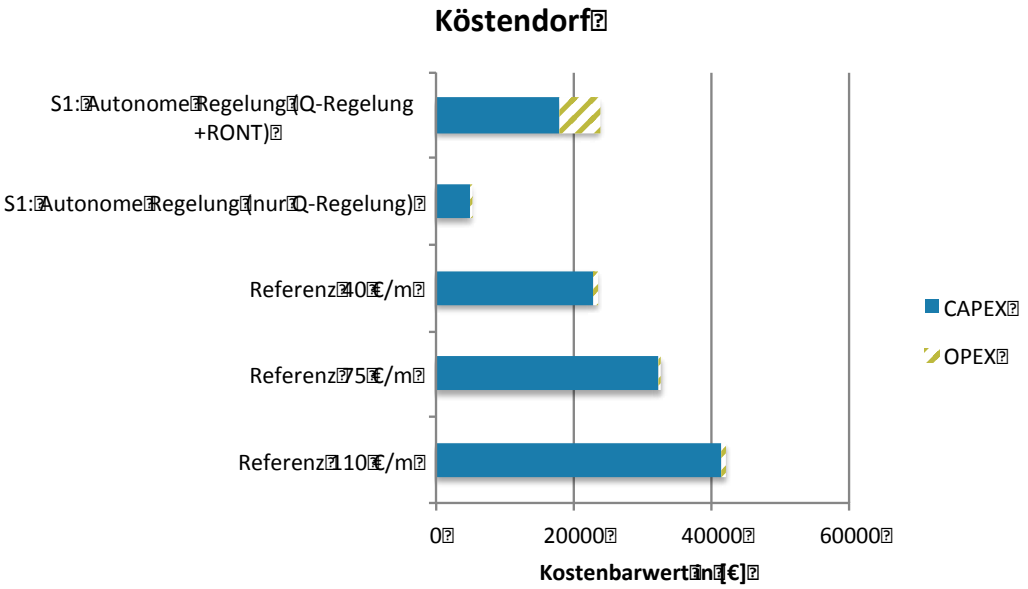


Abbildung 90: Vergleich der Kostenbarwerte (getrennt in CAPEX und OPEX Anteile) der konventionellen Netzintegrationslösung (= Referenzvariante) mit einer Autonomen Regelung unter Vorgabe von Blindleistungswerten an den Wechselrichtern und Einsatz eines RONTs in Köstendorf

Deutlich verminderte Kostenvorteile im Vergleich zu einer konventionellen Netzintegrationslösung (vgl. Abbildung 91) entstehen in Köstendorf für die **Variante Fernregelung (= Stufe 2 (S2))** vor allem durch mögliche Lizenzkosten des AMIS Messsystems zur Messwerterfassung sowie derzeit nicht abschätzbare Kosten des Datenmanagements. Auch die relativ hohe Anzahl an PV-Anlagen bzw. Messpunkten (43 Smart Meters) verursacht hohe OPEX-Anteile, wodurch deutliche Kostennachteile entstünden, wenn die Kabelinstallationskosten bei 40 €/m lägen.

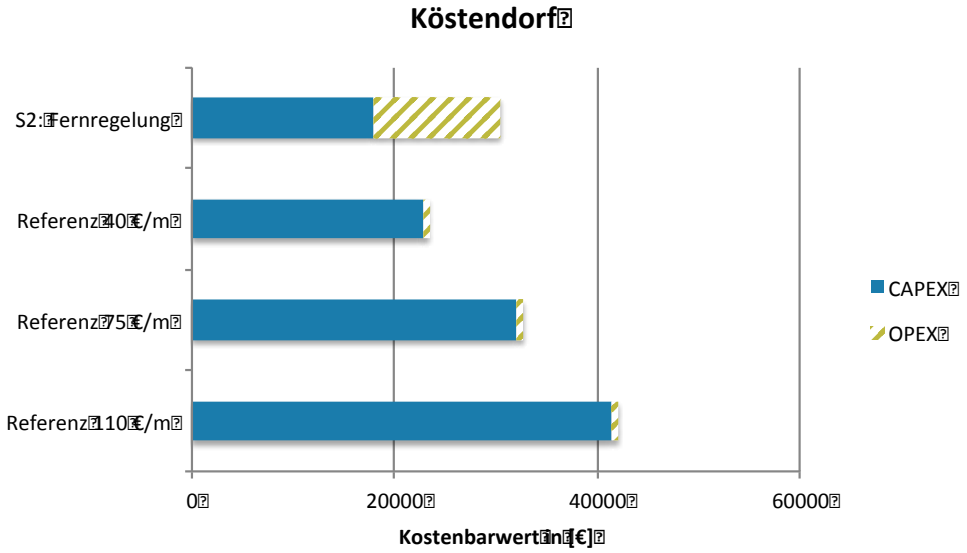


Abbildung 91: Vergleich der Kostenbarwerte (getrennt in CAPEX und OPEX Anteile) der konventionellen Netzintegrationslösung (= Referenzvariante) mit einer Fernregelungslösung in Köstendorf

Werden die vorherrschenden Unsicherheiten im Datenmanagement und im Betrieb der Variante Fernregelung wieder durch zusätzlich möglichen Personalaufwand ausgedrückt, so wären bei Kabelinstallationskosten von 75 bzw. 110 €/m in Köstendorf jährlich 1h bzw. 5,5h an Personalstunden möglich.
Wird ein alternativer Ansatz zur Übertragung der Messwerte der Smart Meter (Internet Protokoll-basiert anstelle von Power Line Communication) betrachtet, der zudem eine Echtzeitübertragung und –regelung unabhängig von der Anzahl der einzubindenden Haushalte ermöglicht, so zeigt Abbildung 92, dass die Kosten einer solchen Lösung für die Fernregelung unter Umständen höher sein können, als die teuerste Referenzlösung. Dem liegt die Annahme zugrunde, dass eine Internetanbindung bereits vorhanden ist, die anrechenbaren Building Energy Agent (BEA) Kosten bei 200 € je Stück (43 Stück in Köstendorf) sowie die Datenmanagementkosten (für alle Messpunkte) bei 75 € je Jahr liegen und die anrechenbaren Kosten der Internet Flatrate 1 €/Monat (ca. 5% der Flatratekosten) je Internetanschluss betragen. Wäre kein Internetanschluss vorhanden (zusätzliche CAPEX von ca. 540 € je Messpunkt), so würden sich die Kosten der Fernregelung um weitere 53% erhöhen. Entsprechend negative Auswirkungen sind somit auch für die Koordinierte Regelung gegeben, obwohl die Kosten der IKT Gateways durch den BEA Einsatz entfallen (CAPEX-Einsparung von 50 € je Wechselrichter) könnten.

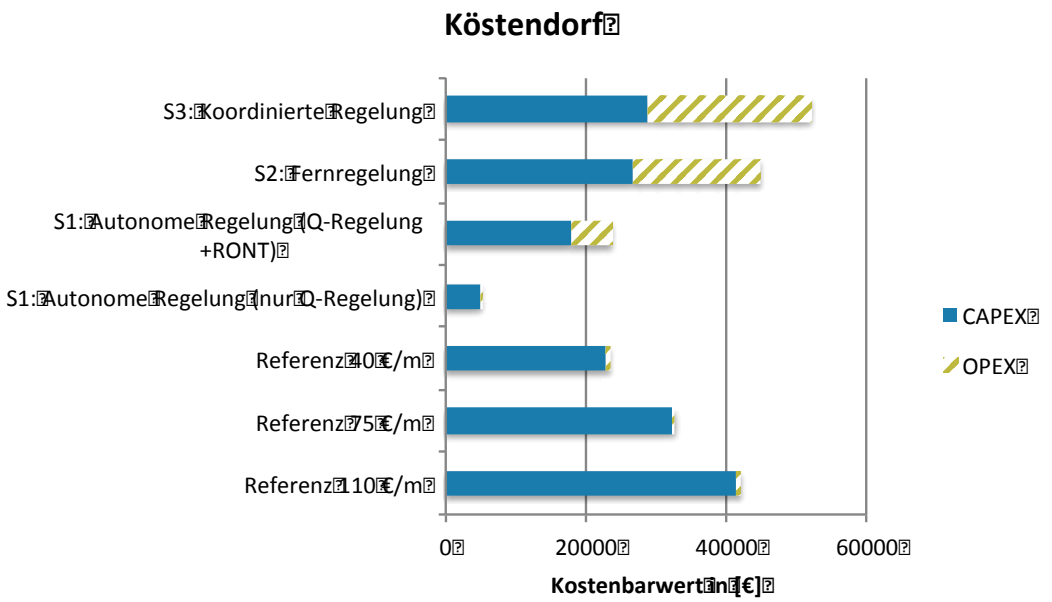


Abbildung 92: Vergleich der Kostenbarwerte (getrennt in CAPEX und OPEX Anteile) der konventionellen Netzintegrationslösung (= Referenzvariante) mit der Fernregelung und Koordinierten Regelung in Köstendorf

Für eine **Koordinierte Regelung (= Stufe 3 (S3))** sind wiederum die zusätzlichen Kosten für IKT-Gateways und Datenkarten der Wechselrichter von zentraler Bedeutung - vor allem in Köstendorf durch die relativ hohe Anzahl an PV-Anlagen. Für diese Lösungsvariante entstehen somit Kostennachteile, wenn die Kabelinstallationspreise unter 102 €/m lägen (vgl. Abbildung 93). Dies ist für Köstendorf zwar nicht zu erwarten (ermittelte Kabelinstallationspreise von 110 €/m), jedoch bestehen auch in dieser Lösungsvariante deutliche Unsicherheiten zum Personalaufwand im täglichen Netzbetrieb. Für Kabelinstallationskosten von. 110 €/m dürfte dieser somit maximal 1 Stunde je Jahr betragen. Der in dieser Lösungsvariante signifikant steigende OPEX-Anteil kann wiederum als kritischster Parameter der Bewertung erkannt werden. Der Einsatz einer Koordinierten Regelung ist daher für Köstendorf im

Vergleich zu einer konventionellen Netzverstärkung unter Berücksichtigung der gewählten Bewertungsparameter nicht zu empfehlen.

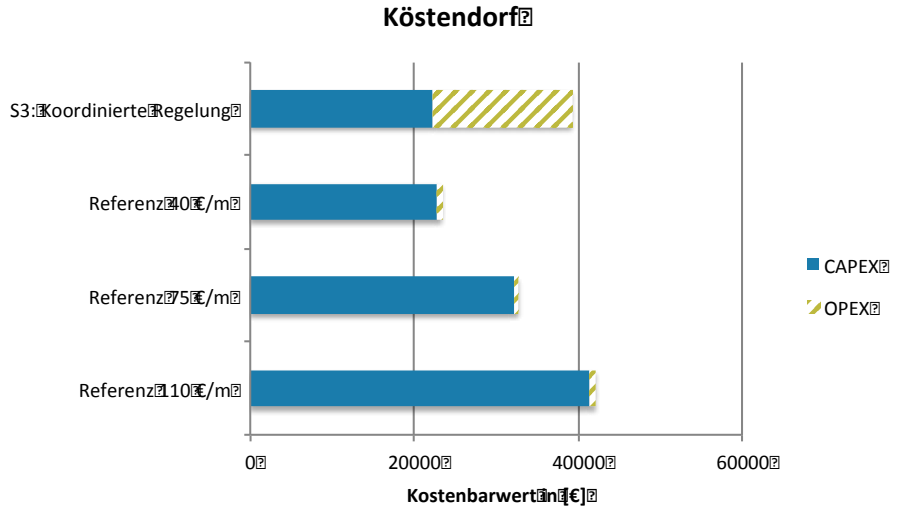


Abbildung 93: Vergleich der Kostenbarwerte (getrennt in CAPEX und OPEX Anteile) der konventionellen Netzintegrationslösung (= Referenzvariante) mit einer Koordinierten Regelung in Köstendorf

4.4.6.1 Sensitivitätsanalyse der kritischsten Bewertungsparameter in Köstendorf

Aufgrund der relativ hohen Anzahl an Messpunkten bzw. PV-Anlagen in Köstendorf, wird wie in Eberstalzell eine detaillierte Darstellung der größten Unsicherheitsfaktoren bzw. sensitivsten Parameter der ökonomischen Bewertung vorgenommen. Wird dabei ein zusätzlicher Personalaufwand von einem Arbeitstag je Jahr in Köstendorf (gesamtes Netzgebiet) angenommen, so zeigt Abbildung 94 die entsprechend hohen OPEX-Kostenbarwertauswirkungen. Viele Konzepte wären dann im Vergleich zu einer konventionellen Netzverstärkung nicht mehr wirtschaftlich - vor allem bei niedrigen Kabelinstallationskosten.

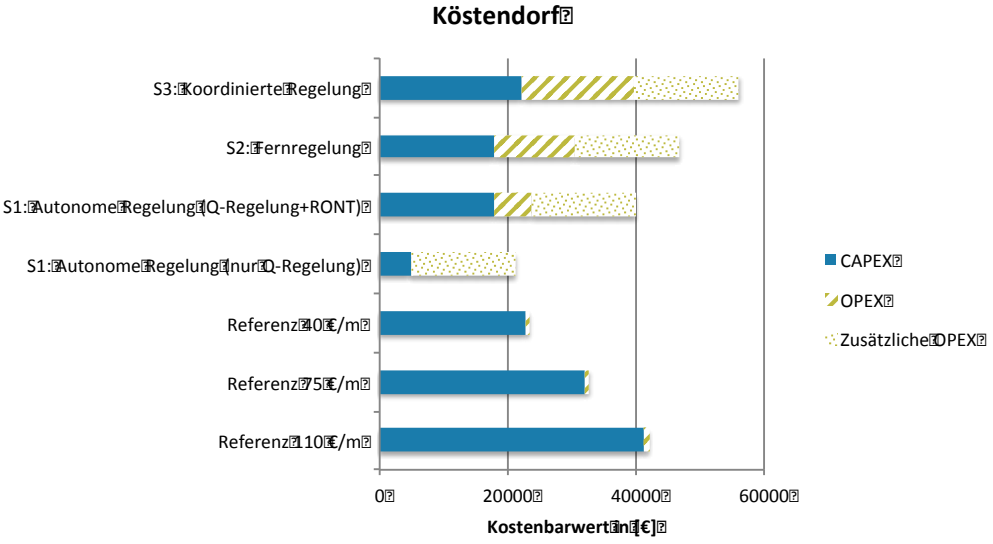


Abbildung 94: Analyse der Auswirkung des unsicheren zusätzlich nötigen Personalaufwandes (8h je Jahr) zur Umsetzung der DG DemoNetz LV Grid Lösungen im täglichen Netzbetrieb in Köstendorf

Wird alternativ dazu in Köstendorf eine Erhöhung der RONT Kosten um 50% vorgenommen, so sind ebenfalls signifikante CAPEX Auswirkungen für die DG DemoNetz LV Grid Lösungen gegeben (vgl. Abbildung 94).

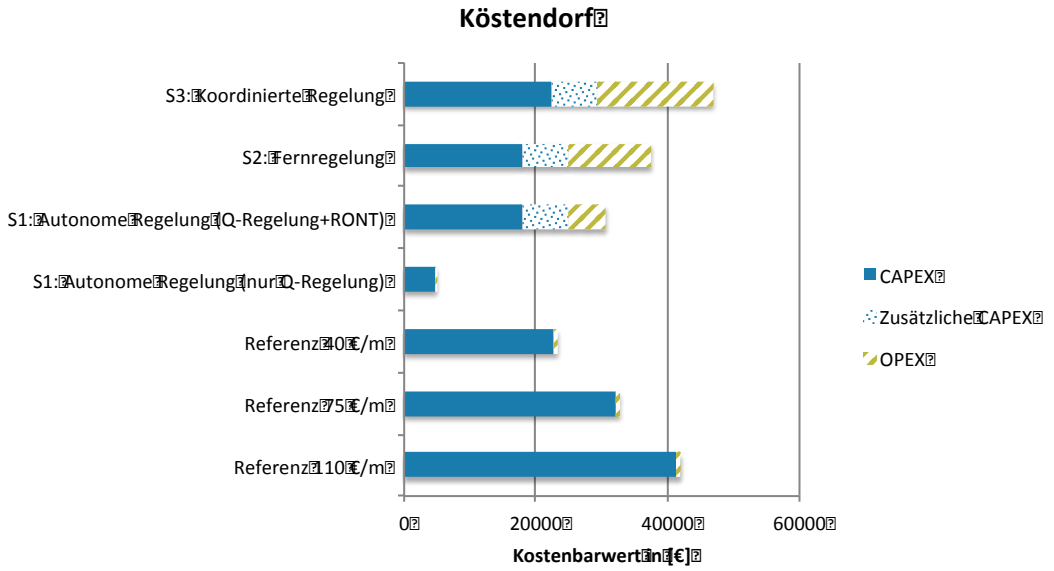


Abbildung 95: Analyse der Auswirkung erhöhter RONT Kosten (50%) in Köstendorf

Werden die im Feldtest ermittelten Implementierungskosten der IKT Gateways und Datenkarten bei den Wechselrichten (in Summe etwa 300 € je WR) in der Bewertung berücksichtigt (Erhöhung um 200 € je WR; OPEX werden nicht verändert) so zeigt Abbildung 96 die resultierenden CAPEX Auswirkungen bei der Koordinierten Regelung. Wie bereits in der Analyse in Eberstalzell angedeutet, wirkt sich eine Erhöhung der IKT Kostenanteile in Köstendorf vor allem durch die hohe Anzahl an Messpunkten stark negativ auf die Wirtschaftlichkeit des Konzepts aus. Im Vergleich zu konventioneller Netzverstärkung könnte die Koordinierte Regelung keine Kostenvorteile - auch bei Kabelinstallationspreisen von 110 €/m - erreichen.

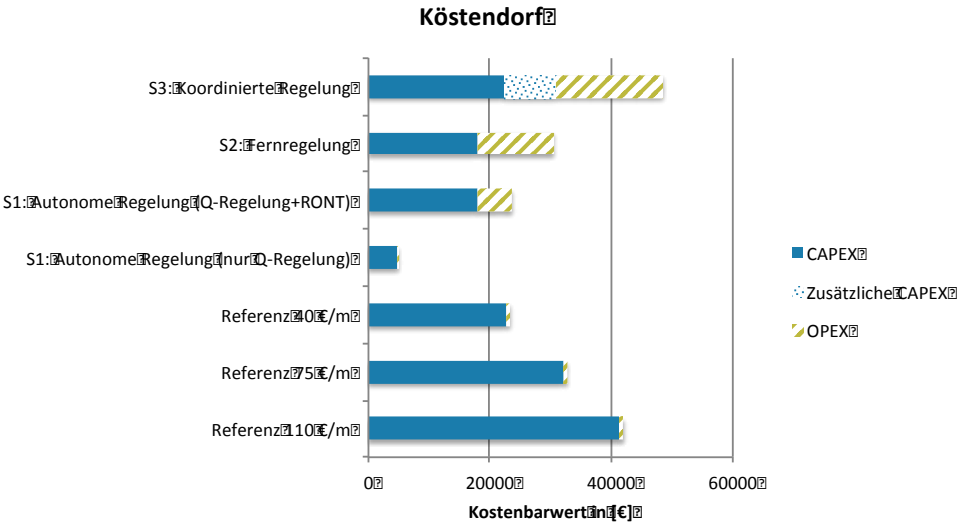


Abbildung 96: Analyse der Auswirkung erhöhter Kosten (300 €/WR anstelle von 100 €/WR) von IKT Gateways und Datenkarten in Köstendorf

Auch geänderte AMIS Lizenzkosten sowie Aufwendungen für Datenmanagement (10% der Smart Meter Investitionskosten anstelle von 5%) zeigen schließlich starke Wirtschaftlichkeitsauswirkungen (vgl. Abbildung 97) in Köstendorf. Die unterstreicht nochmals, dass OPEX Unsicherheiten, die durch aktive Netzlösungen im Netzbetrieb entstehen könnten, einen großen Risikofaktor in der Implementierung von Smart Grid Lösungen darstellen.

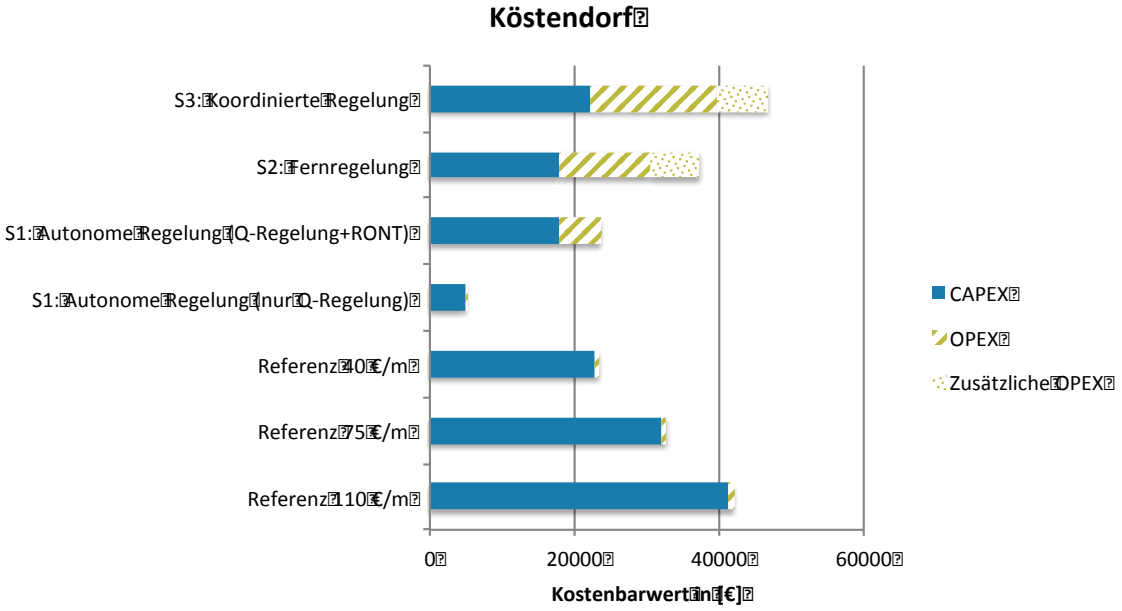


Abbildung 97: Analyse der Auswirkung erhöhter Kosten (10% der IVK von Smart Metern anstelle von 5%) für AMIS Lizenzen und Datenmanagement in Köstendorf

4.4.6.2 Auswirkungen eigener Anschlussleitungen auf die Netzintegrationskostenanteile von PV-Anlagen

Wie bereits erwähnt, diskutiert dieser Abschnitt mögliche Kostenauswirkungen für Betreiber von PV-Anlagen in Köstendorf, wenn diese eigene Netzanschlusskabel installieren müssten. Dies ist durchaus gängige Praxis in der Kostenzuteilung von Netzverstärkungsmaßnahmen. Die folgende Tabelle zeigt dabei, dass die eigens zu verlegenden Kabel teilweise deutlich länger wären, als die in der Referenzvariante projektierte Netzverstärkung (266m Parallelkabel und Transformatorverstärkung). Entsprechende Kostensteigerungen in der Netzintegration wären die Folge, wodurch auch die Wirtschaftlichkeit der Anlagen sinkt. Untersucht werden die Kostenanteile der Netzintegration gemessen an den CAPEX- und OPEX-Barwerten der Anlagenerrichtung. Für die Bewertung wurden dazu aktuell zu erwartende PV-Anlagenpreise (Nettopreise, September 2014) sowie Betriebskosten herangezogen. Die Kosten werden zudem auf die in Köstendorf im Feldtest zusätzlich installierte PV-Leistung von 192 kWp bzw. die Anlagenleistung (OPEX der PV-Anlagen) bezogen. ***Dies unterstellt, dass sich alle PV-Anlagen aliquot an den jeweiligen Netzintegrationskosten beteiligen.*** Für Betreiber von PV-Anlagen wird dabei in der Barwertbetrachtung ein WACC von 3% (6,42% für Netzbetreiber) verwendet, der Bewertungszeitraum mit 25 Jahren festgelegt sowie eine durchschnittliche Inflation von jährlich 2% unterstellt.

Tabelle 9: Zusammenfassung der Bewertungsparameter für eigene Netzanschlusskabel von PV-Anlagen in Köstendorf

	Anlage 1	Anlage 2	Anlage 3	Anlage 4	Anlage 5	Anlage 6
kWp installiert	4,1	4,12	4,7	4,92	3,5	3,5
Kabel in m	300	300	440	300	490	590
Kabelkosten in €/m	50	50	50	50	50	50
Investitionskosten PV [€/kWp]	1700	1700	1700	1700	1700	1700
Betriebskosten PV	100	100	100	100	100	100
CAPEX eigenes Kabel	15000	15000	22000	15000	24500	29500

Werden die Barwerte der CAPEX und OPEX der PV-Anlagen mit eigenem Netzanschlusskabel betrachtet, so zeigt Abbildung 98, dass diese durchschnittlich bei etwa 2200 € liegen. Unterschiede der OPEX-Barwerte (für 25 Jahre, bezogen auf den Installationszeitpunkt) entstehen durch die unterschiedliche Anlagenleistung. Wenn ein eigenes Netzanschlusskabel zu installieren wäre, lägen die Kostenanteile (CAPEX und OPEX) der Netzintegration bei ca. 30% der PV-Anlagekosten. Für den Netzbetreiber würden in diesem Fall keine direkten Kosten entstehen, da auch die Kabelbetriebskosten von den PV-Anlagenbetreibern zu tragen wären. Obwohl in der Bewertung angenommen wird, dass sich alle PV-Anlagen aliquot an den Kosten der eigenen Netzanschlusskabel beteiligen, würde dies in vielen Fällen dazu führen, dass die Installation von PV-Anlagen unwirtschaftlich wird. Entsprechend sind daher alternative Netzintegrationsvarianten aus der Sicht der Anlagenbetreiber zu bevorzugen.

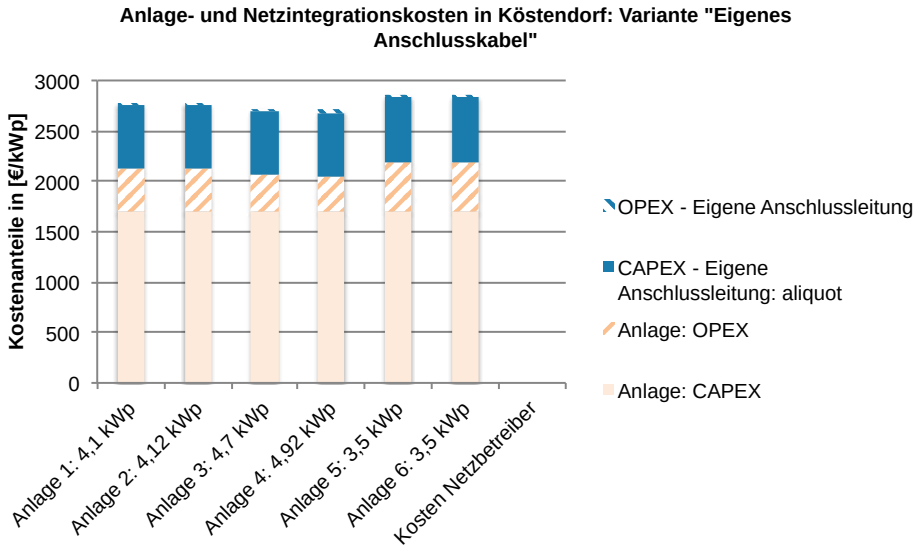


Abbildung 98: Überblick zu den Anlage- und Netzintegrationskosten (CAPEX und OPEX) in Köstendorf, wenn eigene Netzanschlusskabel für 6 PV-Anlagen verlegt werden.

Wird die von der Salzburg Netz GmbH ermittelte konventionelle Netzverstärkungslösung (Referenzfall mit Kabelinstallationspreis von 110 €/m) betrachtet, so könnten die Netzintegrationskosten für PV-Anlagen auf ca. 10% gemessen an den CAPEX- und OPEX-Barwerten der Anlage sinken (vgl. Abbildung 99), auch wenn die vollen Netzverstärkungskosten an die PV-Anlagen weitergegeben werden[2]. Dem Netzbetreiber würden in diesem Fall die OPEX der zusätzlichen Betriebsmittel der Netzverstärkung zufallen.

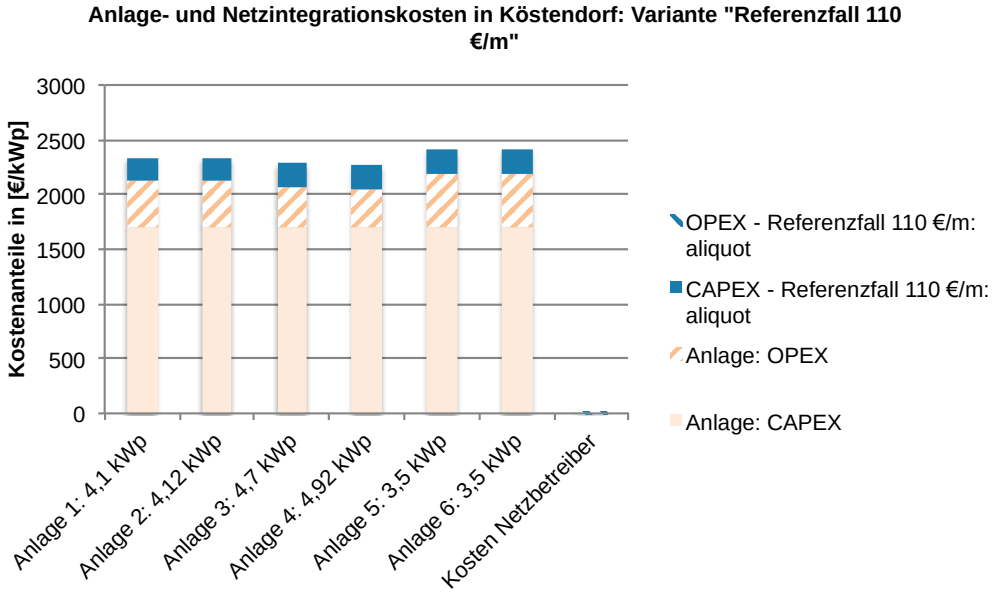


Abbildung 99: Überblick zu den Anlage- und Netzintegrationskosten (CAPEX und OPEX) in Köstendorf, wenn die Referenzlösung mit 110 €/m an Kabelinstallationspreisen umgesetzt wird.

[2] Dies setzt voraus, dass keine anderen Netzkunden von den Netzverstärkungen profitieren. Andernfalls wäre eine aliquotierte Zuteilung der Netzverstärkungskosten vorzunehmen.

Der theoretische Einsatz einer Autonomen Regelung (reine Q-Regelung) könnte den Netzintegrationskostenanteil für PV-Anlagenbetreiber sogar auf 1% senken (vgl. Abbildung 100). Für den Netzbetreiber könnten unter Umständen sogar Kostenvorteile durch verringerte Netzverluste entstehen (bei kleiner Anlagenanzahl), jedoch besteht - wie bereits mehrfach erörtert, die Unsicherheit in den zu erwartenden Betriebskosten dieser Regelungsvariante.

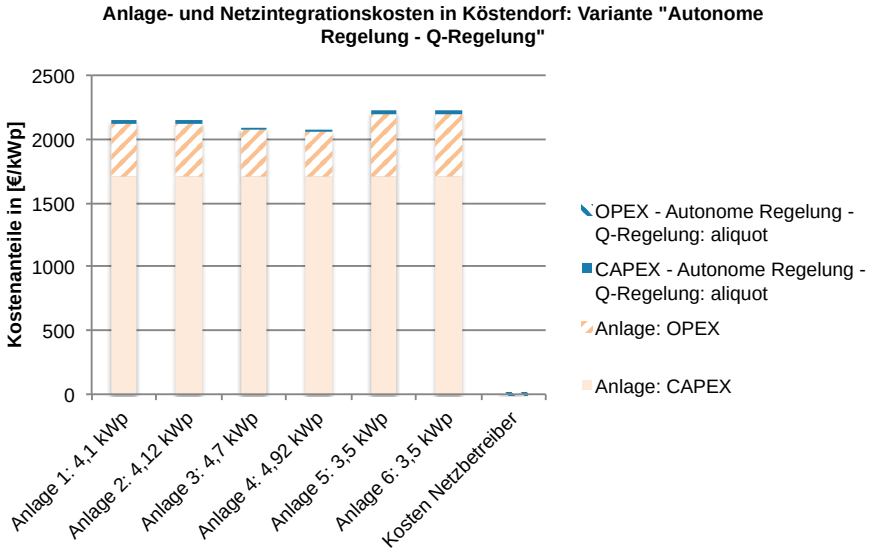


Abbildung 100: Überblick zu den Anlage- und Netzintegrationskosten (CAPEX und OPEX) in Köstendorf, wenn die Autonome Regelung (ohne RONT) eingesetzt wird und keine zusätzlichen OPEX für den Netzbetreiber anfallen

Für die weiteren DG DemoNet Regelungsstufen ist zudem zu beobachten, dass die Kostenanteile in Richtung der Netzbetreiber "wandern" (vgl. Abbildung 101). Zwar tragen in den einzelnen Stufen die PV-Anlagenbetreiber die Mehrkosten für Wechselrichter und im Fall der Koordinierten Regelung die IKT- und Gatewaykosten, die Netzbetreiber jedoch die CAPEX und/oder OPEX des RONTs, der Mess- und Dateninfrastruktur sowie etwaig höherer Netzverluste. Diese Kostenanteile steigen deutlich, wenn erhöhter Personalaufwand (mehr als Verdoppelung wenn zusätzlich 8h/Jahr) zur Administration der DG DemoNet Lösungen auftritt (vgl. Abbildung 102).

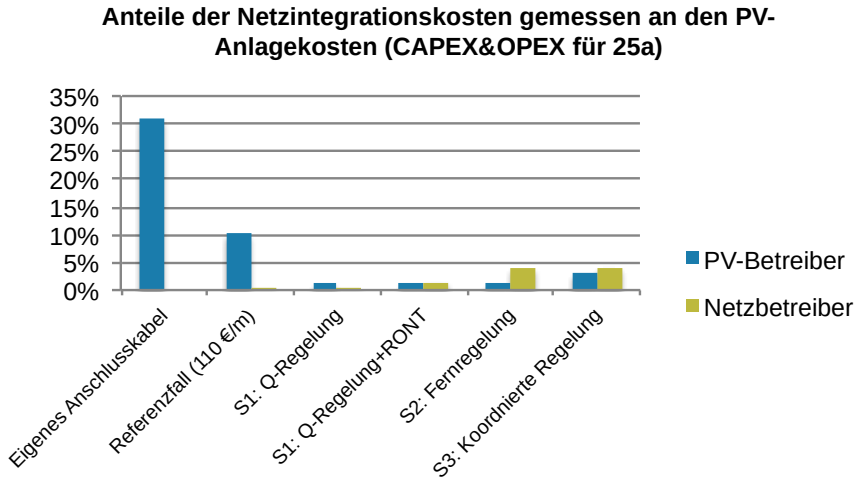


Abbildung 101: Überblick zu den Anteilen der Netzintegrationskosten gemessen an den PV-Anlagekosten je Netzintegrationsvariante wenn in Köstendorf keine zusätzlichen Personalaufwände eintreten

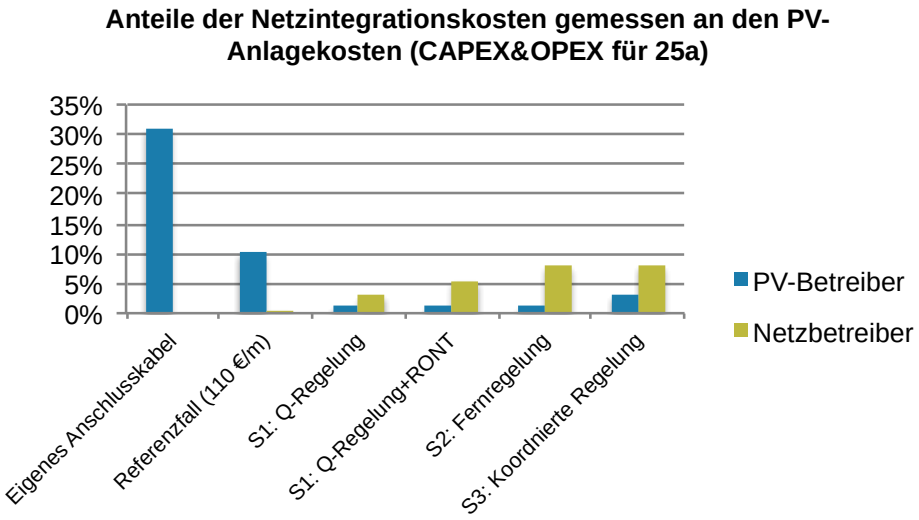


Abbildung 102: Überblick zu den Anteilen der Netzintegrationskosten gemessen an den PV-Anlagekosten je Netzintegrationsvariante wenn in Köstendorf 8h an jährlich zusätzlichem Personalaufwand eintreten

4.4.7 Ergebnisse der Kostenbewertung in Prendt

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der ökonomischen Bewertung der Feldtestregion Prendt diskutiert. Dazu werden die vom Netzbetreiber errechneten Kosten konventioneller Netzverstärkungsmaßnahmen mit dem im Projekt implementierten Regelbetrieb unter Anwendung einer Autonomen Regelung (Vorgabe von Blindleistungskennlinien an den Wechselrichtern ohne Einsatz eines RONTs) in Kombination mit Wirkleistungsregelung und einem höheren Spannungsband verglichen. TOTEX (Total Expenditures) stellen dabei die Summe aus CAPEX und OPEX dar.

4.4.7.1 Variante 950 V Versorgung

Ohne zusätzlichen Personalaufwand kann durch die Implementierung der Autonomen Regelung ein Kostenvorteil von etwa 19,5 k€ im Vergleich zur konventionellen Netzintegrationsvariante "950V Versorgung" erreicht werden (vgl. Abbildung 103). Dieser reduziert sich auf etwa 3 k€, wenn 8h an jährlichem Personalaufwand in Prendt gegeben wären (vgl. Abbildung 104).

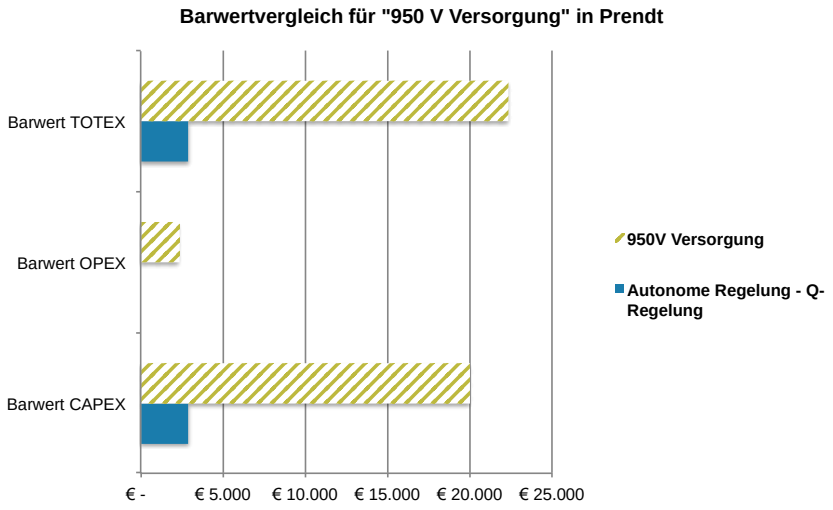


Abbildung 103: Überblick zu den CAPEX, OPEX und TOTEX der Autonomen Regelung im Vergleich zur 950V Versorgung in Prendt wenn keine zusätzlichen Personalaufwände eintreten

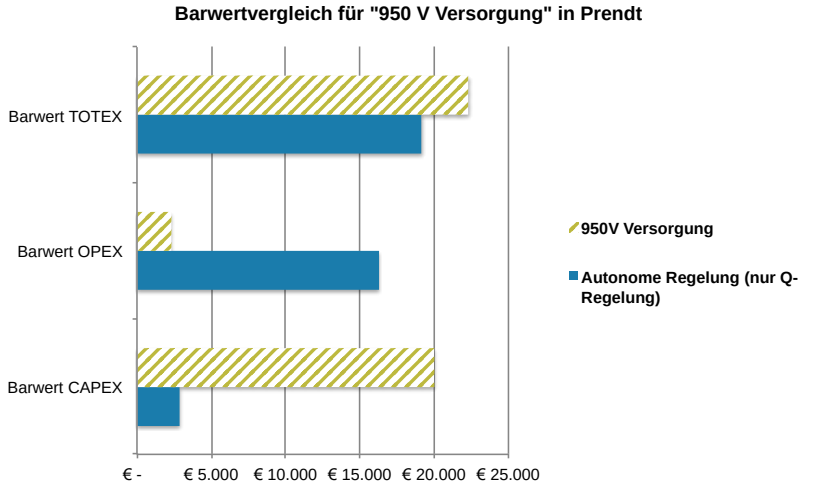


Abbildung 104: Überblick zu den CAPEX, OPEX und TOTEX der Autonomen Regelung im Vergleich zur 950V Versorgung in Prendt wenn 8h an zusätzlichen Personalaufwänden eintreten

Ergänzend wird für diese konventionelle Netzintegrationsvariante - als günstigste konventionelle Lösung in Prendt - die jährlich mögliche Wirkleistungsbegrenzung der PV-Anlagen betrachtet, welche durch den Kostenvorteil[3] in der Netzintegration kompensiert werden könnte. Diese würde bei bei ca. 11% des Jahresertrages[4] liegen können, wenn keine zusätzlichen Personalaufwände auftreten. Reduziert wird dieser Wert auf ca. 1,8%, wenn Personalaufwände von 8h/Jahr in Prendt gegeben sind. Wiederum ist auch in Prendt zu erkennen, dass Unsicherheiten in den OPEX sehr starke Auswirkungen auf den Kostenvorteil der Autonomen Regelung aufweisen.

4.4.7.2 Trafostation (Durchgangsstation)

Für die Errichtung einer Trafostation (Durchgangsstation) wären im Vergleich zur Autonomen Regelung deutlich höhere Kosten gegeben - wie Abbildung 105 und Abbildung 106 zeigen. Auch für Personalaufwände von 8h je Jahr wäre noch ein Kostenvorteil von über 27 k€ zu beobachten (ca. 43 k€ ohne Personalaufwand).

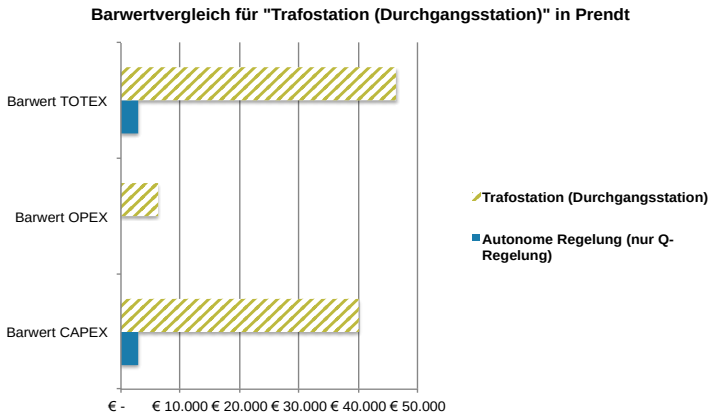


Abbildung 105: Überblick zu den CAPEX, OPEX und TOTEX der Autonomen Regelung im Vergleich zu einer Trafostation (Durchgangsstation) in Prendt wenn keine zusätzlichen Personalaufwände eintreten

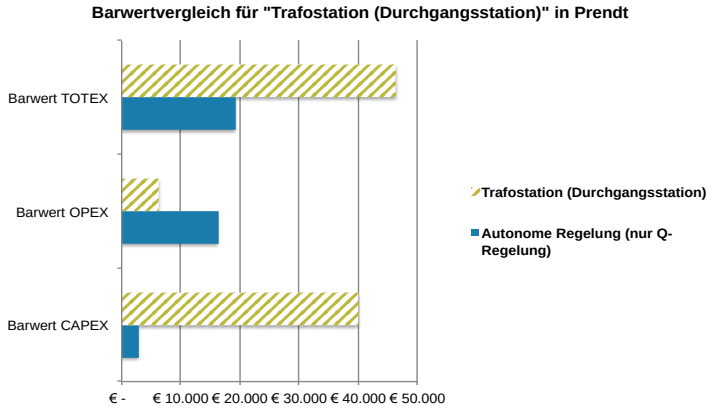


Abbildung 106: Überblick zu den CAPEX, OPEX und TOTEX der Autonomen Regelung im Vergleich zu einer Trafostation (Durchgangsstation) in Prendt wenn 8h an zusätzlichen Personalaufwänden eintreten

[3] Anzumerken ist in dieser Bewertung, dass für die Autonome Regelung aufgrund fehlender Netzsimulationen etwaige Verlusteinsparungen nicht berücksichtigt werden konnten.

[4] Zur Berechnung wurden 1000 Vollaststunden der PV-Anlagen sowie ein Einspeiseerlös von 7,1 €cent/kWh verwendet.

4.4.7.3 Trafostation (inkl. MS-Einbindung)

Deutlich höhere Kostenvorteile (111 k€ bis 127 k€) sind gegeben, wenn auch die Kosten der MS-Einbindung in der konventionellen Netzverstärkung zu berücksichtigen sind. Die Auswirkung etwaiger OPEX-Unsicherheiten wird in solchen Fällen nochmals geringer (vgl. Abbildung 107 und Abbildung 108). Auf eine Bewertung der möglichen Wirkleistungsbegrenzung wurde verzichtet. Neben den zu erwartenden OPEX spielen somit auch die lokalen Möglichkeiten der konventionellen Netzverstärkung und die daraus resultierenden Referenzlösungskosten eine zentrale Rolle in der Wirtschaftlichkeitsbewertung der im Projekt betrachteten Netzregelungskonzepte. Die Wirtschaftlichkeit der einzelnen Lösungskonzepte ist somit immer für den Einzelfall und die vorherrschende Netzsituation zu bewerten.

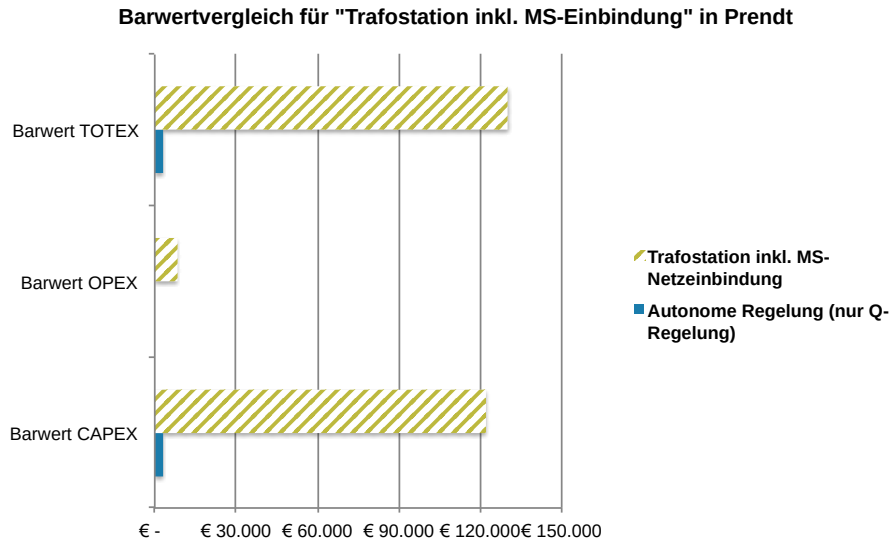


Abbildung 107: Überblick zu den CAPEX, OPEX und TOTEX der Autonomen Regelung im Vergleich zu einer Trafostation (inkl. MS-Einbindung) in Prendt wenn keine zusätzlichen Personalaufwände eintreten

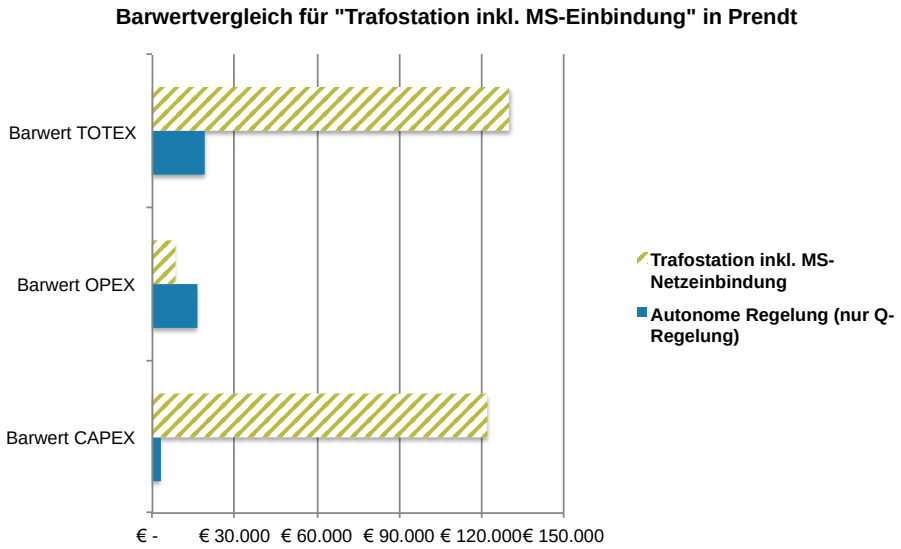


Abbildung 108: Überblick zu den CAPEX, OPEX und TOTEX der Autonomen Regelung im Vergleich zu einer Trafostation (inkl. MS-Einbindung) in Prendt wenn 8h an zusätzlichen Personalaufwänden eintreten

4.4.8 Vergleich der Feldtestregionen - Kosten in [€/kWp]

Abschließend werden die jeweiligen Netzintegrationskosten der einzelnen Integrationskonzepte je Feldtestregion bezogen auf die dort installierte PV-Leistung verglichen. Dabei wird wiederum der mögliche Effekt von zusätzlichen OPEX durch erhöhten Personalaufwand gezeigt. Abbildung 109 zeigt dazu die Barwerte der Kosten (CAPEX und OPEX) der konventionellen Netzverstärkungsmaßnahmen in den einzelnen Feldtestregionen. In Prendt wurde die "950V Versorgung" als günstigste konventionelle Lösung für diesen Vergleich herangezogen und in Eberstalzell, Littring sowie Köstendorf die von den Netzbetreibern erwarteten Kabelinstallationspreise von 75 €/m, 40 €/m bzw. 110 €/m implementiert.

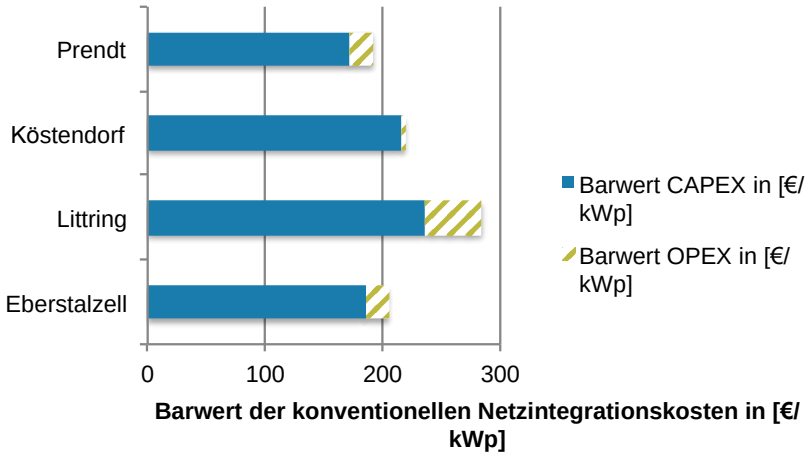


Abbildung 109: Überblick zu den Barwerten der CAPEX und OPEX der konventionellen Netzverstärkungs-maßnahmen in den einzelnen Feldtestregionen

Abbildung 110 und Abbildung 111 vergleichen schließlich die resultierenden Netzintegrationskosten (mit und ohne zusätzlichen Personalaufwand), welche in Eberstalzell je kWp auftreten würden. Die konventionellen Netzverstärkungsmaßnahmen (NV) resultieren in Kosten von etwa 200 €/kWp. Ist kein zusätzlicher Personalaufwand zu erwarten, können alle Regelungsstufen deutlich geringere €/kWp Werte erreichen. Dies ändert sich - wie bereits mehrfach ausgeführt - signifikant falls zusätzliche Personalaufwände auftreten.

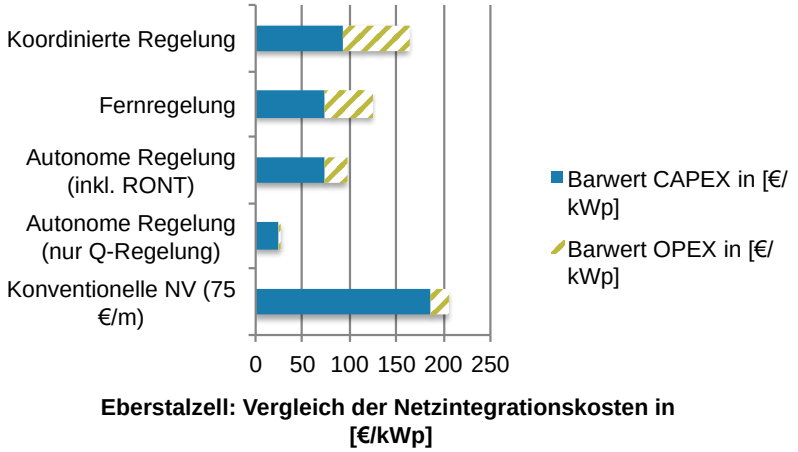


Abbildung 110: Überblick zu den Barwerten der CAPEX und OPEX der untersuchten Netzintegrationslösungen in Eberstalzell (ohne zusätzlichen Personalaufwand)

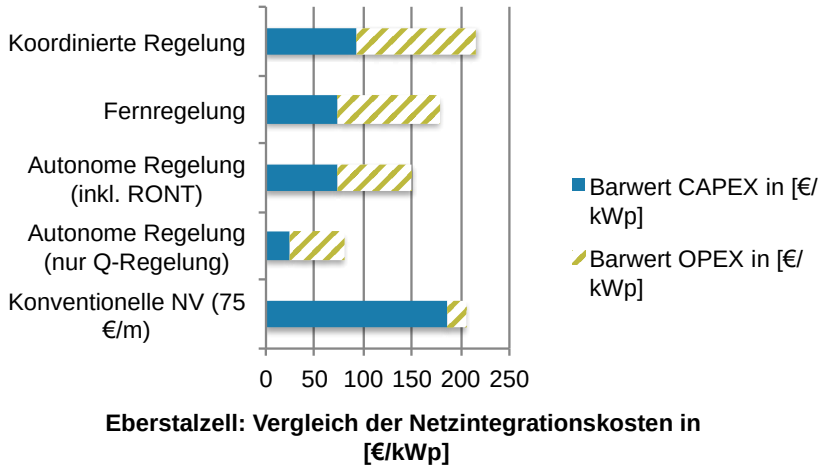


Abbildung 111: Überblick zu den Barwerten der CAPEX und OPEX der untersuchten Netzintegrationslösungen in Eberstalzell (mit 8h/Jahr an zusätzlichem Personalaufwand)

Sehr ähnliche Ergebnisse sind für die Feldtestregionen Littring und Köstendorf zu beobachten, wie die folgenden Abbildungen zeigen. **Wiederum sei erwähnt, dass die in den Feldtestregionen erhaltenen Kostenwerte nicht verallgemeinert werden können und lediglich die lokale Situation zur jeweils installierten PV-Leistung, der Netzgegebenheiten sowie die lokale Anwendbarkeit der Projektlösungen widerspiegeln.**

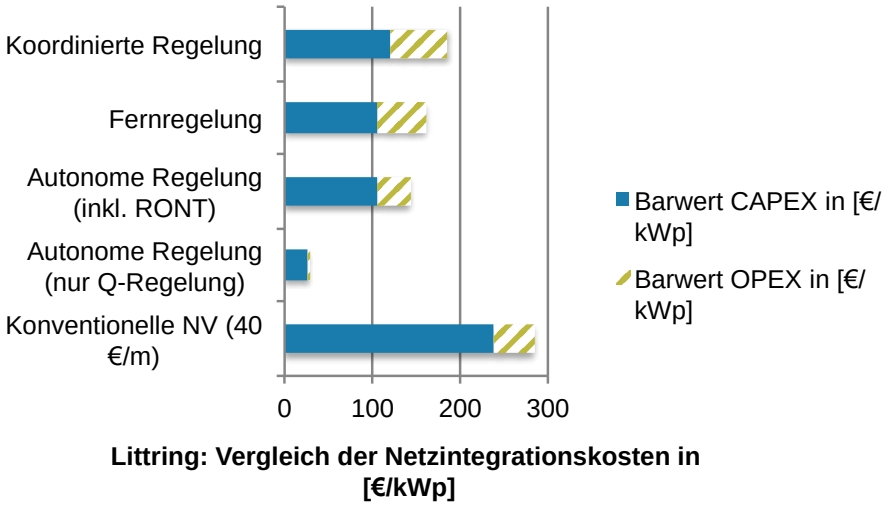


Abbildung 112: Überblick zu den Barwerten der CAPEX und OPEX der untersuchten Netzintegrationslösungen in Littring (ohne zusätzlichen Personalaufwand)

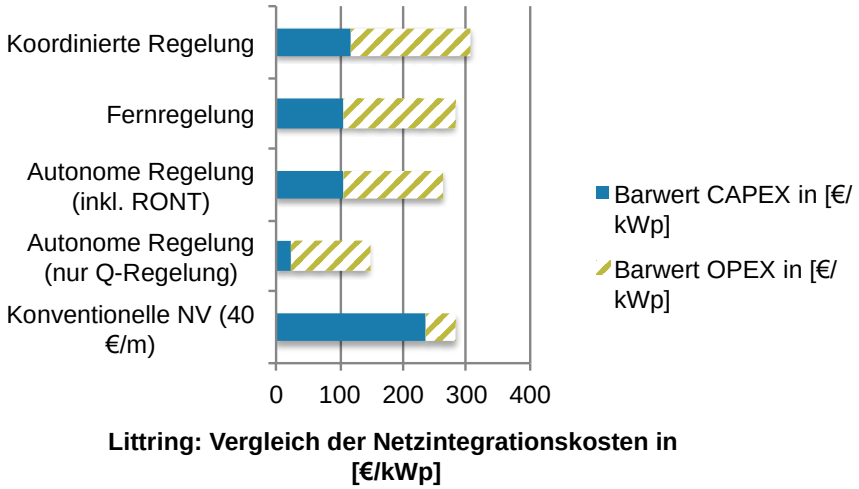


Abbildung 113: Überblick zu den Barwerten der CAPEX und OPEX der untersuchten Netzintegrationslösungen in Littring (mit 8h/Jahr an zusätzlichem Personalaufwand)

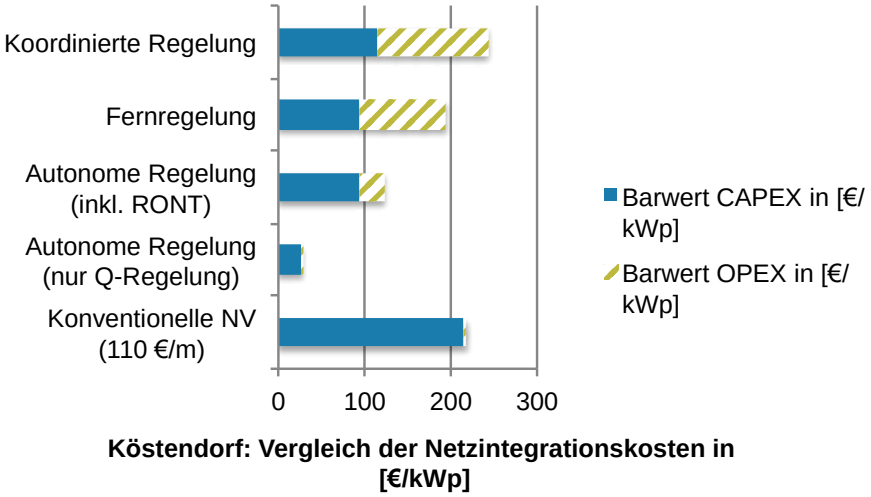


Abbildung 114: Überblick zu den Barwerten der CAPEX und OPEX der untersuchten Netzintegrationslösungen in Köstendorf (ohne zusätzlichen Personalaufwand)

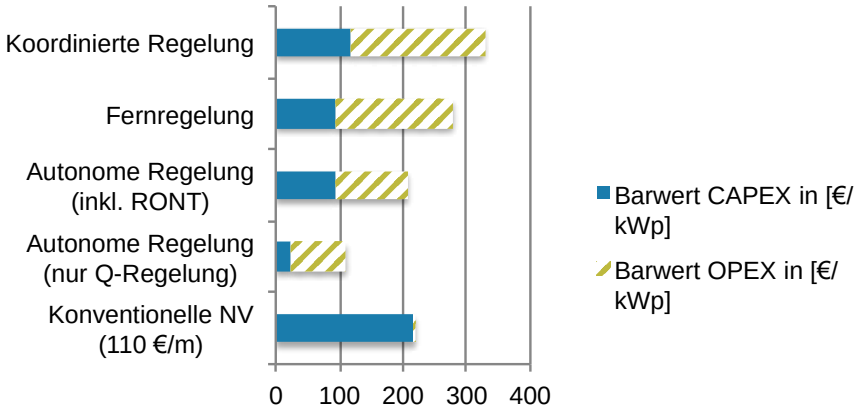


Abbildung 115: Überblick zu den Barwerten der CAPEX und OPEX der untersuchten Netzintegrationslösungen in Köstendorf (mit 8h/Jahr an zusätzlichem Personalaufwand)

Für die Feldtestregion Prendt ist lediglich ein Vergleich der günstigsten konventionellen Netzintegrationsvariante (950V Versorgung) mit der implementierten Autonomen Regelung (Q-Regelung in Kombination mit P-Regelung und geändertem Spannungsband; keine Verlusteinsparungen simuliert und berücksichtigt) möglich, da die weiteren Regelungsstufen in Prendt nicht implementiert wurden. Wiederum ist in Abbildung 117 zu erkennen, dass zusätzliche Personalaufwände den Kostenvorteil einer Autonomen Regelung stark reduzieren könnten.

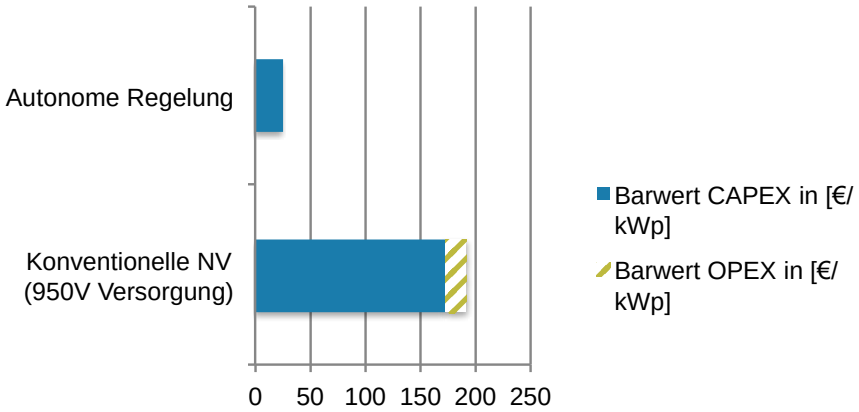
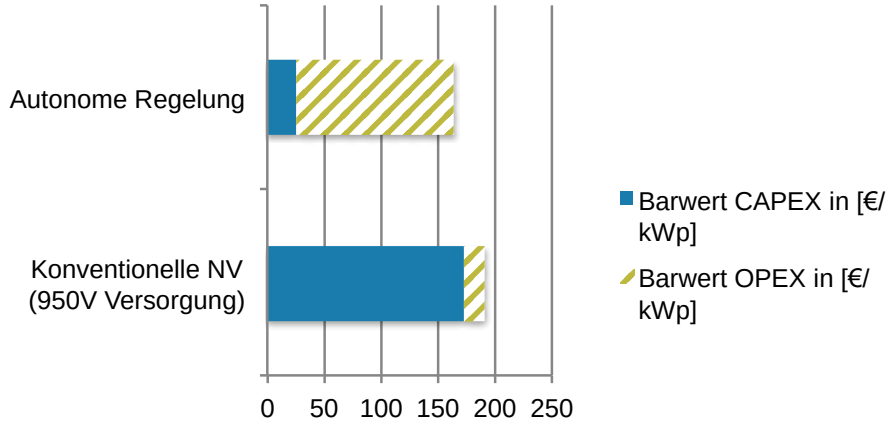


Abbildung 116: Überblick zu den Barwerten der CAPEX und OPEX der untersuchten Netzintegrationslösungen in Prendt (ohne zusätzlichen Personalaufwand)



Prendt: Vergleich der Netzintegrationskosten in [€/kWp]

Abbildung 117: Überblick zu den Barwerten der CAPEX und OPEX der untersuchten Netzintegrationslösungen in Prendt (mit 8h/Jahr an zusätzlichem Personalaufwand)

5 Schlussfolgerungen

5.1 Zusammenfassung der wichtigsten Erkenntnisse aus den Feldtests

- **Einphasige Einspeisung**
  In Fällen ungünstigster Phasenaufteilung kann an einem Netzknoten gleichzeitig an einer Phase die höchste sowie an einer anderen Phase die niedrigste Netzspannung im gesamten Ortsnetz auftreten. In diesem Fall ist eine Trafo-Regelung in ihrer Wirkungsweise stark eingeschränkt. Auch die Wirksamkeit einer Q(U)-Regelung ist in solchen Fällen durch die Sternpunkt-Beeinflussung etwas geringer.
  Vergleichende Simulationen in allen drei Netzen haben gezeigt, dass bei reiner Betrachtung der Netzspannungen die einphasige Einspeisung (mit zufälliger, aber nicht optimaler Phasenaufteilung) ungefähr genauso viel Spannungsanstieg produziert wie die doppelte Menge an dreiphasiger Einspeisung (allerdings ist hier im Einzelfall noch zu prüfen, ob eine Verdoppelung der Einspeiseleistung betreffend Leitungs- und Trafoauslastung ein sinnvolles Szenario darstellt). Für Netze bzw. Netzabschnitte mit einer ungünstigen Phasenaufteilung der PV-Leistung (wie in einem Strang des Ortsnetzes Eberstalzell) kann durch Änderung der Anschlussphase bei einem Teil der Anlagen, annähernd Symmetrie mit entsprechend geringerer Spannungsanhebung erreicht werden. Um dies in der Praxis geeignet anwenden zu können, werden den Außenleitern zuordenbare Spannungsmesswerte benötigt.

- **Stufenhöhe des RONT**
  Für eine effektive lokale Sammelschienenregelung muss die Stufenhöhe des rONT in einem sinnvollen Verhältnis zum Spannungshub des Verknüpfungspunktes im vorgelagerten Mittelspannungsnetz liegen. Die verwendeten Stufenhöhen von 2,8% und 4,7% überschreiten darüber hinaus die Schwankungsbreite der Sammelschienenspannung und sind daher in der Stufe 1, der autonomen Regelung wirkungslos. Kritisch sind Stufenhöhen, die ähnlich oder gleich der Stufenhöhe des MV/HV Reglers im UW sind, da jede Stufenstellung dort am rONT bis zu zwei Stufenstellungen mit sich bringt. Ideal sind stufenlose Lösungen (wie z.B. ABB AVR Sys), da sie den für die Stufenhöhen erforderlichen Teil des Spannungsbandes nutzbar machen und sehr schnell kompensieren können. Derzeit sind sie aber die Kosten noch sehr hoch.
  Für eine effektive Fernregelung muss in Zeiten starker Einspeisung und starkem Spannungsanstieg auch die niedrigste Spannung im Netz steigen, damit der Regler hinunterstufen kann. Durch ungleiche lokale Verteilung von Einspeiseleistungen und Lasten sowie die einphasige Einspeisung und die daraus entstehende Unsymmetrie steigt die niedrigste Spannung im Netz bei starker Einspeisung im Vergleich zur höchsten nur wenig an, weshalb auch die Fernregelung nur begrenzt wirksam wurde. Für eine sinnvolle Anwendung der Fernregelung ist daher die oben geforderte Optimierung der Symmetrie Voraussetzung.

- **Q(U)-Regelung der Wechselrichter**

Im Projekt hat sich gezeigt, dass lokale-autonome Spannungsregelungsfunktionen (Q(U)) besonders betriebssicher (und kosteneffizient) sind, weil sie von keiner Kommunikationsanbindung abhängig sind. Die Herausforderung besteht hier nur im operativen Aufwand, entsprechende Kennlinien bei der Installation vorzuschreiben und ggf. auch die Funktion zu überprüfen. Die Wirksamkeit dieser Regelungsfunktion ist vom Verhältnis R/X des jeweiligen Niederspannungsnetzes und damit von dessen Blindleistungssensitivität abhängig. Die in den Demoprojekten eingesetzten Wechselrichter erfüllen die Q(U) Regelung phasenindividuell. Viele neue dreiphasige Wechselrichter können ausschließlich dreiphasige Leistungen einspeisen bzw. beziehen. Die Wirkung dieser Wechselrichter ist daher bei unsymmetrischer Spannung geringer als aus den Projektergebnissen ableitbar. Weiters ist für dreiphasige Wechselrichter in den TOR nicht festgelegt, nach welcher der Außenleiter-Erde-Spannungen die Regelung erfolgt und auch das Zeitverhalten der Regelung ist nicht definiert.

Die Fernparametrierung der Q(U)-Regelung der Wechselrichter funktionierte mit einzelnen Ausnahmen, in denen die Übertragung der Kennlinieninformation fehlschlug, ordnungsgemäß und die Spannungsbandgewinne sind den Erwartungen entsprechend. Die im Projekt implementierte Stufe 3, bei welcher der Regler dynamisch geänderte Q(U)-Kennlinien an die Wechselrichter sendet, scheint in den untersuchten Netzen nur wenig zusätzlichen Gewinn zu bringen und nicht im Verhältnis zu den notwendigen Mehraufwänden zu stehen (Erkenntnis sowohl aus den Feldtests als auch aus Simulationen [12]). Es kann angenommen werden, dass aus heutiger Sicht der Aufwand für die Parametrierung, die Wartung und die Funktionsüberwachung des Systems der Fernparametrierung der Wechselrichter die Stufe 3 in den untersuchten Netzen unwirtschaftlich werden lässt.

- **P(U)-Regelung der Wechselrichter**
  Im Projekt hat sich gezeigt das lokale-autonome Spannungsregelungsfunktionen (P(U)) besonders betriebssicher (und kosteneffizient) sind, weil sie von keiner Kommunikationsanbindung abhängig sind.
  Der Vorteil der P(U) Regelung liegt darin, dass es bei Erreichen des oberen Spannungsgrenzwertes nicht zu einer Abschaltung des Wechselrichters sondern nur zu einer Reduktion der Einspeiseleistung kommt.
  Diese Spannungsregelfunktion ist eine wesentliche Grundfunktion für den Einsatz der erweiterten und der probabilistischen Planung.

- **rONT-Regelung**
  Durch die lokale Sammelschienenregelung kann die Niederspannung von der Mittelspannung entkoppelt werden und je nach Spannungsband-Einteilung und rONT-Stufenhöhe dadurch Spannungsband für die Niederspannung insgesamt in der Größenordnung von 7 bis 9% dazugewonnen werden. Dies bedeutet ca. eine Verdoppelung des derzeit für die Niederspannung verfügbaren Spannungsbands [18]. Damit werden in der Praxis in vielen NS-Netzen Spannungsprobleme gelöst werden können, ohne dass eine Fernregelung notwendig sein wird. Für die lokale Regelung an der Niederspannungssammelschiene muss um das

gewonnene Spannungsband für die Integration dezentraler Erzeugung nutzbar zu machen, ein niedriger Sollwert genommen werden. Da lastbedingte Spannungsabfälle im Mittelspannungsnetz in Zeiten geringer dezentraler Erzeugung ebenso auf diesen Sollwert ausgeregelt werden, sind keine Unterschreitungen der Spannungen im Ortsnetz zu erwarten. Dadurch ergeben sich allerdings in den Netzen eher geringe Spannungen, da die Intervalle höchster Spannung vergleichsweise gering sind, weil die Dauerlinie der PV-Einspeiseleistungen an den Rändern einen hohen Gradienten aufweist (spitz zuläuft).
Eine Aussage darüber, für wie viele NS-Netze in der Praxis eine Fernregelung notwendig wäre, kann in diesem Projekt nicht gemacht werden, dieser Fragestellung wird im Projekt IGREENGrid [5] nachgegangen. Der Wesentliche Vorteil ist die Möglichkeit rONTs nach Bedarf schrittweise zu integrieren.

- **Strangregler**
  Der in einem Ortsnetz (Eberstalzell) in den Feldtest integriert betriebene Strangregler LVRsys (a-eberle) hat gegenüber der rONT-Regelung den Vorteil, dass er im Strang die spannungsanhebende Wirkung durch die dezentrale Erzeugung kompensiert und das phasenindividuell. Damit kann auch unsymmetrische Einspeisung oder Last ausgeglichen werden, jedoch wird die verkettete Spannung in ihrer Unsymmetrie nachteilig beeinflusst. Eine stufenlose Lösung würde die Frage der geeigneten Stufenhöhe und die Optimierung der Parameter wie Totzeit und Totband erleichtern. Ebenso würde zusätzlich Spannungsband verfügbar gemacht und eine Kompensationsspannung in einem Phasenwinkel erzeugt, die auch die Symmetrie der verketteten Spannungen gewährleistet.

- **Kaskadierung von Spannungsreglern**
  Werden Spannungsregler ab Umspannwerk über einen Mittelspannungsstrangregler, einen regelbaren Ortsnetztransformator und einen Niederspannungsstrangregler in Kaskade betrieben, können, insbesondere im Vergleich zur Wirkung der Blindleistung oder eines begrenzten „Curtailments“, sehr große Spannungshübe kompensiert werden. Allerdings wird in typischen in der Praxis auftretenden Netztopologien bald die Belastungsgrenzen der Leitungselemente erreicht werden.

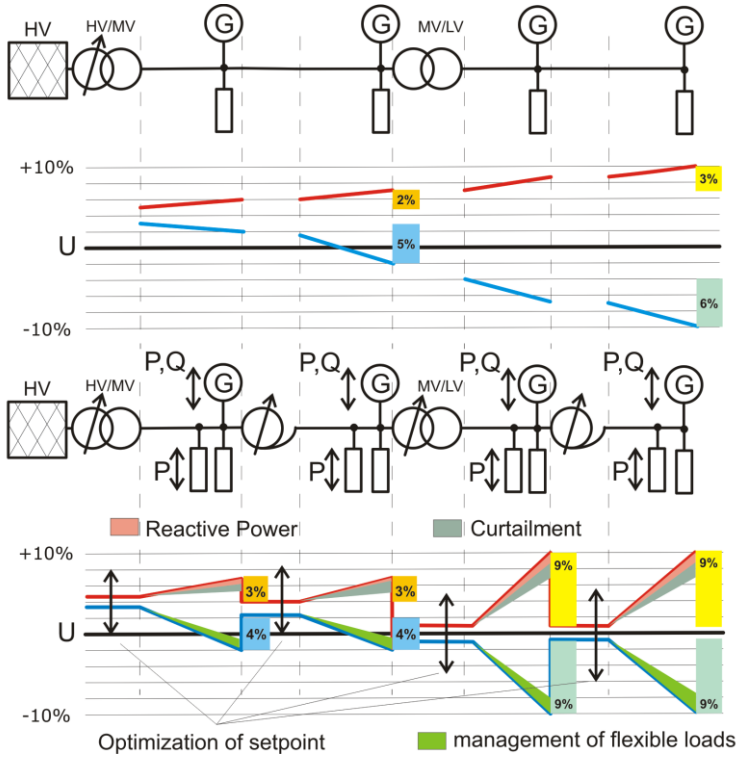


Abbildung 118: Kaskadierung von Reglern für maximale Kompensation von Spannungshüben

Die Längsspannungsabfälle in Summe bleiben allerdings bestehen, sodass die einhergehenden Verluste nicht kompensiert werden. Für insgesamt kurze Zeitbereiche, sind jedoch auch hohe Verluste gegenüber meist teurerem Leitungsausbau vertretbar.

- **Blindleistungs-Haushalt**

  Die Implementierung der Q(U)-Regelung bei allen Wechselrichtern wird in den Niederspannungsnetzen zu einem signifikanten Anstieg der Blindleistung führen. Allerdings liegt dieser deutlich unter dem Bedarf, der durch Implementierung der cosPhi(P)-Kennlinie entsteht. Die im Feldtest implementierte phasenindividuelle Q(U)-Regelung ist insofern vorteilhaft, als sie nur aus dem durch unsymmetrische Last und Einspeisung angehobenen Außenleiter Blindleistung bezieht. In den Demonstrationsnetzen konnte zu Spitzen-Einspeise-Zeiten eine Verdoppelung des Blindleistungsbezugs an der Ortsnetzsammelschiene beobachtet werden, die Simulationen zeigten eine Verdoppelung bis Verdreifachung – je nach eingestellten Regelungsparametern. Durch die Wirkleistungslieferung an die Verbraucher in den Ortsnetzen wird der Wirkleistungsbezug aus dem MS-NS Transformator geringer und das Verhalten von Ortsnetzstationen in Summe stark induktiv. Der Blindleistungsbezug erreichte bei guter Sonneneinstrahlung zeitweise das etwa 5 bis 7-fache des verbleibenden Wirkleistungsbezugs. Bei einer flächendeckenden Implementierung der Q(U)-Regelung wird auch in den Mittelspannungsnetzen der Blindleistungsfluss signifikant steigen, was die Frage der Blindleistungskompensation aufwirft. Diese ist in Mittelspannungsnetzen mit hohem Kabelanteil durch die Kabelkapazitäten teilweise abgedeckt. Im Fall eines darüber hinaus reichenden Bedarfs an Blindleistung könnte auch eine Koordination von mehreren Niederspannungsnetzen

über eine Stufe 3-Implementierung den Blindleistungshaushalt verbessern, indem ein Niederspannungsnetz die Blindleistung eines anderen Netzes kompensiert. Allerdings bleibt hier die Frage der Komplexität und der Wirtschaftlichkeit noch offen. Die Simulationen haben zwar gezeigt, dass eine Steigerung des Blindleistungsflusses um den Faktor 2 bis 3 zu Spitzenzeiten die Netzverluste im Niederspannungsnetz über ein Jahr betrachtet kaum erhöhen (unter 5% gegenüber dem Niveau ohne Regelung). Die auftretenden Verluste des Mittelspannungsnetzes wurden nicht berücksichtigt, ebenso wie die Fragestellung wie eine flächendeckende Q(U)-Regelung sich auf die Netzverluste im gesamten Verteilnetz auswirkt.

Insgesamt kann der Einsatz einer Q(U)-Kennlinie als kostengünstige Maßnahme die Dringlichkeit einer Ausbaumaßnahme in Netzen entschärfen, deren Aufnahmekapazität knapp über die gegebene Grenze erschöpft ist. Entsprechend der beobachteten Zuspitzung der Dauerlinie am oberen Rand sind die Spanungsbandgewinne durch zusätzliches Curtailment bei geringeren Mengen der nicht-eingespeisten Energie höher als die statistische Bewertung es ergibt.

Noch unklar ist die Parametrierung bzw. die Sicherstellung der Erfüllung der geforderten Kennlinie. Austausch oder auch nur Servicearbeiten am Wechselrichter lassen erwarten, dass die bei Inbetriebnahme eingestellte Verhaltensweise (fit & forget) möglicherweise nicht eingehalten wird. Wenn dann Spannungssituationen abweichend von den bei der Planung berechneten Pegeln auftreten wird es sehr aufwendig jene Anlagen zu erkennen, die durch Verhaltensabweichungen das Spannungsproblem verursachen.

Eine einheitliche Q(U) Kennlinie, die am oberen Spannungsrand relativ steil verläuft könnte zweckmäßig sein, da durch den Blindleistungsbezug, sofern durch das Metering erfasst, dem Netzbetreiber auch die Grenzsituation der Spannungspegel angezeigt wird. Nach weiteren Auswertungen, Datenerfassungen und Experimenten könnte so die tatsächlich gegebene Aufnahmekapazität der Netze mit sehr einfachen Mitteln ausgeschöpft werden.

- **Erweiterte Planung**

  Die aktuelle Praxis der Beurteilung von dezentralen Einspeisungen nach TOR und Annahme der schlechtesten Netzbetriebszustände führt zu einer Beschränkung der möglichen Einspeiseleistungen bzw. zu erheblichen Netzausbauten und –investitionen im Niederspannungsverteilernetz.

  Die effektivste Methode zur Vermeidung von Netzausbau in Niederspannungsnetzen ist in den drei untersuchten Netzen eindeutig ein erweiterter Planungsansatz, der die vollständige Ausschöpfung der tatsächlichen Hosting-Capacity, aber auch die Erweiterung der Hosting Capacity durch Nutzung freier Reserven aus dem Mittelspannungsnetz ermöglicht. Nachdem die konventionellen Planungsansätze immer Worst-Case-Annahmen beinhalten (und auch beinhalten müssen/müssten), kann durch das Berücksichtigen von mehr Informationen über das Niederspannungsnetz und die umgebenden auch im Ersatzversorgungsfall relevanten Mittelspanungsnetzabschnitte ein weiterer Teil des Spannungsbands für die Steigerung der Hosting-Capacity freigegeben werden. Es wird also nicht tatsächlich die „physikalische“ Hosting-Capacity aktiv erhöht sondern nur die durch die Worst-Case-Annahmen inhärent vorhandene Planungsreserve verfügbar gemacht.

Dabei wird vor allem die genaue Kenntnis der Erzeugungs- und Verbrauchssituation in Mittel- und Niederspannung und das Optimierungspotential in der Mittelspannungsbewirtschaftung durch den Umspanner im UW verwendet. Durch Messung der tatsächlichen Spannungen (z.B. Spannungsstatistik über die MS) vor Ort kann die Einteilung des Spannungsbandes angepasst werden.
Die Symmetrierung der PV-Leistung kann als intelligentes Planungskonzept bei Netzen mit einer ungünstigen Phasenaufteilung der PV-Leistung eine bedeutende Erweiterung der Netzaufnahmefähigkeit ermöglichen.
Um bei Störungen keine kritischen Netzzustände zu erhalten, ist ein Fallbackszenario notwendig, welches im Projekt durch eine lokale Kennlinie zur spannungsabhängigen Blind- und Wirkleistungregelung realisiert wurde.

- **Probabilistische Methode**
  Zusätzlich zur Nutzung eines größeren Spannungsbandes (>3%) und der Symmetrierung der Einspeisungen liegt ein weiteres wesentliches Potential in der Tatsache, dass nur für sehr kurze Zeiträume die maximale Ausgangsspannung am Ortsnetztrafo, geringe Last und maximale Einspeisung zusammentreffen. Wird mit einer definierten Wahrscheinlichkeit eine Abschaltung oder Rückregelung des Wechselrichters in Kauf genommen, so ergeben sich erhebliche Potentialsteigerungen, die sich im Bereich der doppelten Anschlusskapazität bewegen.
  Ziel des probabilischen Planungsansatzes ist es, ein volkswirtschaftliches Optimum und damit einen Kompromiss zwischen Netzinvestition und erzeugter Energiemenge zu finden. Dafür ist es jedoch notwendig, dass für kurze Zeitperioden die Einspeiseleistung eines oder mehrerer Einspeiser abgeregelt oder abgeschaltet wird, wenn die obere Spannungsgrenze erreicht wird (z.B. in Form von P(U)-Regelung der Wechselrichter).
  Die probabilistische Planung berücksichtigt dabei die Auftretenswahrscheinlichkeit der Ausgangspannung am Ortsnetztrafo und die Auftretenswahrscheinlichkeit der PV-Einspeisung. Damit ist es möglich, die Wahrscheinlichkeit der Abregelung zu berechnen, woraus Kriterien für schließlich doch erforderliche Maßnahmen ableitbar sind.

- **Ladestationsregelung**
  Die Ladestationsregelung eignet sich nur bedingt zur Netzregelung in der Niederspannung, da sie nicht als gesichert angenommen werden kann.
  Die Vorteile einer geregelten, intelligenten Ladestation finden sich in der Tatsache, dass durch einen geschickten Regelalgorithmus die Spitzenlast, trotz der hohen Leistung nicht erhöht wird.
  In Köstendorf wurde die P(U)-Kennlinie so gewählt, dass die Ladestation nur zu den wenigen Spitzenlastzeiten im Jahr keine Ladung ermöglichte.

- **Organisatorischer Aufwand für VNB**
  Der Verteilnetzbetreiber hat Mehraufwände in der komplexeren Planung, und weiters in der Überprüfung der Einstellungen (z.B. Q(U)-Regelung). Es hat sich während der Feldtests gezeigt,

dass die Netzbetreiber vermehrt von Kunden wegen Themen bzw. Problemen kontaktiert wurden, für die sie nicht verantwortlich waren.

Die Hauptproblematik einer Ausrollung der evaluierten Regelstrategien besteht in einer potentiellen „Explosion“ des Personalaufwandes für den laufenden, störungsfreien Betrieb.

5.2 Zusammenfassung der wichtigsten Erkenntnisse der ökonomischen Bewertung

Die wichtigsten gesammelten Erkenntnisse der ökonomischen Bewertung können wie folgt zusammengefasst werden:

- Die in DG DemoNet Smart LV Grid betrachteten Lösungskonzepte (Stufe 1 - 3) weisen aus ökonomischer Sicht Potential auf, in Niederspannungsnetzen der zukünftigen Netzplanung weitere Werkzeuge zu kostengünstigen Lösungen (im Vergleich zu konventionellen Netzverstärkungsmaßnahmen) bereitstellen zu können.
- Die Kosten für die in den alternativen Lösungen nicht erforderlichen Kabellösungen können dicht verbauten Gebieten durch aufwendige Grabungs- und Wiederherstellungsarbeiten deutlich variieren. Sind weitreichendere klassische Lösungsmöglichkeiten wie z.B. eine neue Ortsnetzstation notwendig, so können noch weitreichendere Kostenvorteile generiert werden. Hier muss jedoch die Nachhaltigkeit hinsichtlich der Erschließung zukünftiger Kapazitäten für erneuerbare Erzeuger, aber auch das Alter der vorhandenen Assets in die Kalkulation einbezogen werden.
- Jedoch existieren für die untersuchten alternativen Lösungsansätze auch noch viele Unsicherheiten v.a. in Bezug auf den langfristig zu erwartenden Personalaufwand und etwaiger Kosten der Beschaffung von Blindleistung im täglichen Netzbetrieb. Dabei kann argumentiert werden, dass diese Unsicherheit umso größer wird, je mehr Komponenten, die noch nicht laufend im Netzbetrieb eingesetzt werden, für ein Regelungskonzept benötigt werden. Neben diesen Faktoren konnten auch die Kosten des RONTs, der IKT-Gateways, der IKT-Datenkarten, etwaiger Lizenzkosten sowie der Datenmanagementkosten als kritische Kostenparameter in Bezug auf die Wirtschaftlichkeit der Konzepte erkannt werden. Dies gilt auch für eine Umsetzung IP-basierter Messwertübertragungen, wobei dabei auch durchaus zusätzliche Kostenfaktoren entstehen können. Die somit mit Unsicherheiten behafteten OPEX (Personalaufwände) sowie CAPEX (Kosten RONT, Gateways) und deren Entwicklung für die Unternehmen (für eine Vielzahl an Netzabschnitten) können daher als einer der kritischsten Faktoren zukünftiger DG DemoNet Smart LV Grid Lösungen im Speziellen und von Smart Grid Lösungen im Allgemeinen argumentiert werden.
- Zudem wurde erkannt, dass die Anzahl der Messstellen bzw. PV-Anlagen im Niederspannungsnetz einen signifikanten Einfluss auf die OPEX-Situation und damit auch auf die Kostenbarwerte der (ferngesteuerten und koordinierten) DG DemoNet LV Grid Lösungen aufweist. Dies liegt in den Wechselrichtermehrkosten, den angenommenen Lizenzkosten sowie die Anzahl der Gateways und Datenkarten begründet - vor allem auch bezüglich der Reinvestition der Komponenten welche über die OPEX abgebildet wurde. In der Feldtestregion Littring wirkt sich dies, durch eine geringe Anzahl an PV-Anlagen positiv, in Köstendorf durch eine hohe Anzahl negativ auf die Wirtschaftlichkeit der Konzepte aus. Entsprechend wird diese Abhängigkeit als wichtige Information für die zukünftige Netzplanung interpretiert.

- Auch die Anpassung der Netzplanung sowie die örtlichen Möglichkeiten der konventionellen Netzverstärkung und die daraus resultierenden Referenzlösungskosten spielen eine zentrale Rolle in der Wirtschaftlichkeitsbewertung. Die Wirtschaftlichkeit der einzelnen Lösungskonzepte ist somit immer für den Einzelfall und die vorherrschende Netzsituation zu bewerten, wodurch die Fallstudienergebnisse nicht allgemein gültig sind.
- Die unterschiedlichen Projektlösungen führen zu unterschiedlichen Kostenbelastungen der involvierten Akteure. Eine Analyse der Netzanschlusskostenanteile bei PV-Anlagen zeigt dahingehend, dass die Kostenanteile für die DG DemoNet Lösungen vermehrt in Richtung der Netzbetreiber wandern. Zwar tragen in den einzelnen Stufen die PV-Anlagenbetreiber die Mehrkosten für Wechselrichter und im Fall der Koordinierten Regelung die IKT- und Gatewaykosten, die Netzbetreiber jedoch die CAPEX und/oder OPEX des RONTs, der Mess- und Dateninfrastruktur sowie etwaig höherer Netzverluste. Diese Kostenanteile steigen zudem deutlich, wenn erhöhter Personalaufwand zur Administration der DG DemoNet Lösungen auftritt.
- In der Lösungsvariante der Koordinierten Regelung tritt zudem der Umstand auf, dass für den Netzbetrieb bzw. die Blindleistungskennlinienvorgabe notwendige Komponenten (Gateways und Datenkarten bei den Wechselrichtern) im Besitz der Anlagenbetreiber sind. Diese würden somit Komponenten buchhalterisch abschreiben, welche eigentlich dem Netz zuzuordnen sind. Inwieweit dies regulatorischer Vorgaben bedürfte, kann als zukünftige Forschungsfrage erkannt werden.
- In Eberstalzell wurde auch eine weitere Lösung unter Einsatz eines Strangreglers (Fa. a-eberle) bewertet. Der Einsatz dieses Strangreglers im Eberstalzeller Netz wäre dabei ebenfalls günstiger als konventionelle Netzverstärkungsmaßnahmen. Im Vergleich zu den im Projekt entwickelten Lösungen liegt der Strangregler in etwa bei gleichen Kosten wie der Einsatz der Autonomen Regelung mit RONT. Jedoch werden beim Strangregler deutlich geringere Unsicherheiten im möglichen Personalaufwand für den täglichen Netzbetrieb seitens des Netzbetreibers erwartet als für die im Projekt entwickelten Lösungen ab Stufe 2.
- Die intelligenten Planungsansätze wurden im Projekt keiner detaillierten ökonomischen Bewertung unterzogen, stellen jedoch einen im Vergleich zum Netzausbau sehr wirtschaftlichen Ansatz dar, da mit Ausnahme von geringen zusätzlichen OPEX in der Netzplanung keine weiteren signifikanten Kostenfaktoren zu erwarten sind.

5.3 Zusammenfassung der Erkenntnisse aus der Sicht der Netzplanung

Aktuell wird seitens der Netzbetreiber für neu zu errichtende PV - Anlagen die Anlagenintegration gemäß TOR D4 vorgeschrieben. Die Beurteilung des Anschlusses von dezentralen Parallelbetriebsanlagen erfolgt unter Berücksichtigung der Wirkungsgrade der PV-Systeme (PV-Generator und Wechselrichter), Zuleitungsverluste, Gleichzeitigkeitsfaktoren von Last und Einspeisung sowie möglicher Phasenunsymmetrien. Wird während des Beurteilungsprozesses die zulässige Spannungsanhebung an einem Verknüpfungspunkt durch eine Parallelbetriebsanlage überschritten, wird ein kostenoptimales Investitionsprojekt erarbeitet. Durch die Erkenntnisse des Forschungsprojektes werden neben der bisher verfügbaren Möglichkeit der Netzverstärkung alternative Varianten wie z.B. der Einsatz lokal-autonomer Regelungen der PV-Anlagen, eines Strangreglers oder eines RONT bei autonomer Regelung geprüft.

Alternativ zu den im Projekt untersuchten Lösungen konnte jedoch auch erkannt werden, dass durch verbessertes Netzmonitoring auch die Möglichkeit verbesserter Netzplanungsansätze entstehen können. Dazu wurde festgestellt, dass die intelligente Planung eine sehr effektive Methode zur Nutzbarmachung von vorhandenen Reserven der Hosting-Capacity in den untersuchten Netzabschnitten ist.

Nachdem die konventionellen Planungsansätze immer Worst-Case-Annahmen beinhalten (und auch beinhalten müssen/müssten), kann beim erweiterten Planungsansatz durch das Berücksichtigen von zusätzlichen Informationen über das NS-Netz (hier sind vor allem die tatsächlichen Leistungsspitzen ausschlaggebend) ein Teil des Spannungsbands für die Steigerung der Hosting-Capacity freigegeben werden. Durch Messung der tatsächlichen Spannungen (z.B. Spannungsstatistik über die Mittelspannung) vor Ort kann ein genaues Bild vom Zustand des Netzes erstellt werden, mit welchem die Einteilung des Spannungsbandes angepasst werden kann. Obwohl die alleinige Messung der Sammelschienenspannung in der Trafostation schon sehr hilfreich sein kann, ist eine flächendeckende und langfristige Spannungsmessung optimal für die Planung.
Da die dazu notwendige Infrastruktur vor allem durch Smart Metering im NS-Bereich realisiert wird, wären nur geringe Zusatzkosten für Datenhaltung und Auswertung zu erwarten. Diese konnten zu Projektende zwar noch nicht genau spezifiziert werden, dürften jedoch Schätzungen zu Folge teilweise unter den Kosten der Autonomen Regelung je Netzabschnitt liegen. In diesem Zusammenhang sei erwähnt, dass auch in den ökonomisch bewerteten Smart Grid Lösungen des Projekts die Smart Meter (die einzelnen Zähler) als gegeben (keine Kosten in der Bewertung) angenommen wurden.

Stoßen die intelligenten Planungsansätze irgendwann an ihre Grenzen, stehen auch die im Projekt entwickelten Lösungsstufen als Alternative zum Netzausbau zur Verfügung, vor allem dann, wenn während der Betriebsdauer geringe zusätzliche Betriebsaufwände zu erwarten sind.
Für die Netzbetreiber bestätigen die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbewertung dabei, dass mit großer Sorgfalt die jeweils beste Lösungsmöglichkeit für die unterschiedlichen Netzabschnitte auszuwählen ist. Dies schließt sowohl die Optionen konventioneller Netzverstärkungsmaßnahem als auch alternative Smart Grid Lösungen, wie sie im gegenständlichen Projekt untersucht und bewertet wurden, mit ein. Für die Netzplanung wird es vor allem entscheidend sein, Werkzeuge zu haben, die eine einfache Beurteilung im Alltagsgeschäft der Netzplaner ermöglichen, da ansonsten der operative Aufwand im Planungsprozess kritisch anwachsen würde.

6 Fazit

Das Kernziel des Projekts – Alternativen zum kostenintensiven Netzausbau zu finden – wurde in mehrfacher Hinsicht erreicht. Aus den vier Feldtestgebieten mit einer Dichte von PV-Anlagen und E-Mobilität (in einem Feldtest), wie sie erst in einigen Jahren in der Fläche erwartet wird, zeigt sich, dass die Spannungsregelungskonzepte der Projektkette DG DemoNetz aus den zuvor im Mittelspannungsnetz entwickelten Lösungen für Niederspannungsnetze angepasst werden konnten. Aus heutiger Sicht wirtschaftliche Lösungen bieten je nach Netzeigenschaften eine Verdopplung der Aufnahmekapazität.
Darüber hinaus wurden in den Aufgabenbereichen intelligente Planung und intelligentes Monitoring Möglichkeiten der Spannungsbandverteilung entwickelt, die für weite Bereiche der Verteilernetze eine Nutzung signifikanter freier Reserven erlauben. Dadurch wird in weiten Bereichen die Netzintegration der Photovoltaikanlagen ohne Ausbau der Verteilernetze gut unterstützt. Mit den in den Feldtestgebieten eingesetzten schrittweise ausrollbaren Smart Grid Technologien werden die heute vereinzelt gegebenen, langfristig jedoch mehr werdenden Problemzonen gut beherrschbar sein. Nachfolgende Übersicht fasst die zentralen Erkenntnisse aus dem Projekt DG DemoNet Smart LV Grid zusammen.

1. In den Niederspannungsnetzen sind wesentliche Reserven für die Aufnahme dezentraler Energieerzeugungsressourcen gegeben,
• da in weiten Bereichen der Mittelspannungsnetze der obere Teil des Spannungsbandes ungenutzt ist • da die Gleichzeitigkeit der Last mit der PV-Erzeugung deren Spannungsanhebung teilweise kompensiert • da die tatsächlichen Abstände zu den Spannungsgrenzen tatsächlich größer sind als übliche Schätzverfahren es ergeben • wobei deren Berücksichtigung in der Netzplanung durch einfache Faktoren mit vernachlässigbarem Zusatzaufwand verbunden ist
2. Die Unsymmetrie in Niederspannungsnetzen ”verbraucht” wesentliche Anteile des verfügbaren Spannungsbandes.
3. Monitoring der Spannungshöhe
• eröffnet den Zugang zu oben angeführten Reserven • ist Grundlage für die Symmetrierung, falls diese möglich ist • erfordert Investitionen für die Systeminstallation (CAPEX) und verursacht laufende Kosten für Wartung und Überwachung im Betrieb (OPEX) • Maßnahmen zur Symmetrierung des Niederspannungsnetzes verursachen OPEX
4. Erweiterte Netzplanung
• kann durch genauere Modellierung von Lasten und Einspeisungen eine zusätzliche

Aufnahmekapazität von rund **+100 bis 200%** gegenüber den einfachen Ansätzen entsprechend TOR D2 ergeben.

- kann durch eine bedarfsgerechte Zuteilung des verfügbaren Spannungsbandes noch weitere Aufnahmekapazitäten erschließen
- erfordert zusätzliche OPEX für Aufbau und Pflege des entsprechenden Datenbestandes sowie die Anwendung entsprechend komplexerer Analysefunktionen und Werkzeuge. Entsprechendes Mitarbeiter-Know-how muss aufgebaut werden.
- berücksichtigt lokale Regelungen (P(U), Q(U)) und alle verfügbaren Messergebnisse, die zur Steigerung der Berechnungsgenauigkeit beitragen.

5. Probabilistische Planung

- kann bei begrenzter Häufigkeit der Wirkleistungsabregelung (P(U)) und der damit verbundenen geringen nicht eingespeisten Energiemenge installierte PV-Leistung **+100%** ermöglichen.
- erfordert den Einsatz lokaler P(U)-Regelung bei den Wechselrichtern.
- kann als Prognosetool für die Prüfung von Netzanschlüssen eingesetzt werden.
- bietet Kriterien für die Begrenzung der Wirkleistungsabregelung.
- erfordert zusätzliche OPEX für Aufbau und Pflege des entsprechenden Datenbestandes sowie die Anwendung entsprechender Analysefunktionen, Werkzeuge und für das Know-how der Mitarbeiter.

6. Lokale Regelung mit regelbarem Transformator in der Ortsnetzstation (rONT)

- erschließt rund 80% des dem Mittelspannungsnetz zugeteilten Spannungsbands für das Niederspannungsnetz und kann dort für Einspeiser wie auch für Lasten verwendet werden. Daraus ergibt sich je nach Zuteilung eine Steigerung der PV-Aufnahmekapazität von **+50 bis 200%.**
- Die Spannungsbandanteile, die aus höheren Netzspannungsebenen (Mittelspannung) in der Niederspannung genutzt werden, können bei Bedarf durch Einsatz eines rONT durch Entkopplung der beiden Spannungsebenen ausgeglichen werden.
- verursacht für den Netzbetreiber Kosten im Ausmaß des 3 bis 5-fachen eines herkömmlichen Ortsnetztransformators (aktuelle Preise für MV/LV OLTC) für den Transformator als CAPEX und begrenzte OPEX für Überwachung und Wartung. Die resultierenden Gesamtkosten sind gut vergleichbar mit den minimalen Kosten für die Verlegung von Niederspannungserdkabeln (Erdkabel im Grünland).

7. Strangregler

- Theoretische Überlegungen ergeben übereinstimmend mit den Feldtestergebnissen **+200% Aufnahmekapazität für PV (+400% bei niederem Sollwert)**, allerdings ist diese Kapazitätssteigerung nur auf einen Strang begrenzt bzw. besonders dort wirksam, wo. z.B. aufgrund eines Stranges mit landwirtschaftlicher Betrieben hohe Lasten als auch hohe Erzeugungskapazitäten vorherrschen.
- verursacht für den Netzbetreiber Kosten im Ausmaß des 15.000 bis 25.000 EUR. (Preise für Strangregler inkl. Installation zum Zeitpunkt der Berichtslegung) als CAPEX und begrenzte OPEX für Überwachung und Wartung. Die resultierenden Gesamtkosten sind unter den minimalen Kosten für die Verlegung von Niederspannungserdkabeln (Erdkabel im Grünland)

8. Spannungshaltung durch Blindleistung (Q(U)) im Wechselrichter

- erweitert, wie die Feldtestergebnisse zeigen, die PV-Aufnahmekapazität um etwa **+27…75%**. Diese Werte wurden durch Anwendung einer phasenindividuellen Regelung erreicht.
- ist, den Ergebnissen der Feldtests zu Folge, in Kombination mit P(U) effektiver, da dabei ein Abregeln der Wirkleistung noch seltener eintritt.
- muss für die verallgemeinerte Anwendung mit geringerer Wirkung angenommen werden, da das Impedanzverhältnis R/X, aber auch wichtige Definitionen der Bezugsspannung (Minimal- oder Mittelwert aus L1, L2 und L3) sowie die Integrationsdauer abweichen.
- verursacht begrenzt Kosten bei der Installation der PV-Anlage, die vom Kunden, der eine PV-Anlage errichtet, akzeptiert werden.
- verursacht OPEX, abhängig vom Ausmaß der Unterstützung, die die Kunden brauchen und den Aufwänden, die zur Klärung im Fall unerwartet hoher Spannungen entstehen können.
- verursacht für den Netzbetreiber Gesamtkosten, die klar unter den minimalen Kosten für die Verlegung von Niederspannungserdkabeln (Erdkabel im Grünland) liegen.

9. Fernregelung mit rONT (mit Zählern als verteilte Sensorik)

- ermöglicht theoretisch die Nutzung des gesamten Spannungsbandes in der Niederspannung: 20% - Spreizung (= maximale Differenz zwischen der gleichzeitig höchsten und niedrigsten auftreten Spannung) bezüglich der Stufenhöhe es Transformators.
- ergibt aus den vorliegenden Feldtestergebnissen **+50 bis 100%** PV-Integrationspotenzial.
- kann nicht alle Spannungen im Niederspannungsnetz in das vorgesehene Band regeln, wenn die Spreizung (=Differenz zwischen der gleichzeitig höchsten und niedrigsten auftreten Spannung) größer als 20% abzüglich der Trafostufenhöhe ist.
- kann nicht zur Kompensation von Unsymmetrie eingesetzt werden.
- erfordert eine möglichst geringe Stufenhöhe (~1,5%).
- verursacht für den Netzbetreiber Kosten im Ausmaß des 4 bis 6-fachen eines herkömmlichen Ortsnetztransformators (aktuelle Preise für MV/LV OLTC zum Zeitpunkt der Berichtslegung) für den Transformator und die Installation des Systems der Echtzeit-Spannungserfassung als CAPEX und OPEX für Überwachung und Wartung. Die resultierenden Gesamtkosten überschreiten die minimalen Kosten für die Verlegung von Niederspannungserdkabeln (Erdkabel im Grünland) deutlich und liegen bei mittleren Verkabelungskosten (Verlegung nicht im Grünland mit begrenzten Kosten zur Grabung und Wiederherstellung der Oberflächen).

10. Koordinierte Regelung (Fernregelung koordiniert mit dynamischer Regelung des Blindleistungsbezugs an den Wechselrichtern)

- ergibt aus den vorliegenden Feldtestergebnissen **+70 bis 106% PV-Integrationspotenzial**.
- kann nicht alle Spannungen im Niederspannungsnetz in das vorgesehene Band regeln, wenn die Spreizung (=Differenz zwischen der gleichzeitig höchsten und niedrigsten auftreten Spannung) größer als 20% abzüglich Trafostufenhöhe [in %] ist (plus zusätzlich 1,5 bis 3% durch Q(U)).
- kann durch Einsatz von Q(U) mit phasenindividueller Regelung Unsymmetrie begrenzt kompensieren.
- erfordert eine möglichst geringe Stufenhöhe (~1,5%).

• verursacht für den Netzbetreiber Kosten im Ausmaß des 4 bis 7-fachen eines herkömmlichen Ortsnetztransformators (aktuelle Preise für MV/LV OLTC) für den Transformator und die Installation des Systems der Echtzeit-Spannungserfassung und Wechselrichter Steuerung als CAPEX und OPEX für Überwachung und Wartung. Die resultierenden Gesamtkosten der Koordinierten Regelung liegen in zwei Testfällen zwischen den mittleren und maximalen Kosten der Referenzlösung. In einem Fall werden die maximalen Kosten sogar überschritten.
11. Demand Side Management Maßnahmen
• konnten in einem der Feldtests umgesetzt werden, jedoch wurden nur E-Auto-Ladestationen eingebunden, da in den Haushalten keine geeigneten bzw. steuerbaren Lasten verfügbar waren. • Die Steuerung der Ladestationen zeigte nur geringen Einfluss auf die Kompensation von Spannungsanhebungen durch PV-Einspeisung, da die Elektroautos nicht gesichert als flexible Lasten vorhanden sind, wenn lokale Erzeugungsüberschüsse auftreten.
12. Erfahrungen aus den Feldtests
• bestätigen Ergebnisse aus vorangegangenen Arbeiten (morePV2grid) betreffend die Stabilität der lokalen Q(U)- und P(U)-Regelungen an den Wechselrichtern. • zeigen Robustheit und, dass die Regelungsansätze prinzipiell funktionieren. • ergaben hohe OPEX für die IKT für Systembeobachtung während der Feldtests, die aber bei standardisierter Anwendung deutlich reduziert werden können. • zeigen, dass eine 100%ige Erreichbarkeit der angebundenen Komponenten nicht möglich ist, dabei aber keine Funktionsstörungen sondern lediglich eine Verringerung der Performance auftritt. • zeigen, dass aus den eingesetzten Komponenten nun Produkte entwickelt werden müssen, die für einen regulären Einsatz im Netzbetrieb geeignet sind. Im Fall der im Projekt eingesetzten PV-Wechselrichter wurde dies bereits umgesetzt.

Für die in den kommenden Jahren zu erwartenden Integrationsanforderung für PV-Anlagen kann aus den vorliegenden Ergebnissen somit abgeleitet werden, dass nach Nutzung der Reserven aus der Mittelspannungsebene und Niederspannungsebene die lokalen Spannungsregelungen (rONT/Strangregler/Q(U)/P(U)) im Vergleich zum konventionellen Netzausbau wirtschaftlich sind. Falls diese Maßnahmen nicht ausreichen, sind komplexe IKT basierende Regelungen (Fernregelung, koordinierte Regelung) möglich. Diese sind aber aus heutiger Sicht als nicht bzw. noch nicht wirtschaftlich zu bewerten. Dabei ist zu beachten, dass insbesondere Annahmen zu den zukünftigen OPEX mit wesentlichen Unsicherheiten behaftet sind und jener Anteil der CAPEX, der durch neue Komponenten bestimmt ist, bei Verbreitung der Technologie abnehmen wird.

7 Ausblick

Als ein sehr vordringliches Problem haben sich die Engineering-Aufwendungen gezeigt. Sowohl bei den Netzbetreibern als auch den Lösungsanbietern war der Aufwand für Inbetriebnahme, Fehlerbehebung und Betrieb mit hohen operativen Kosten verbunden. Das ist zwar beim kombinierten Einsatz prototypischer Lösungen sowohl bei ausführenden und auch anwendenden Personen nicht anders zu erwarten, jedoch hat dieser Aspekt die Sensibilität dafür erhöht, das Thema des operativen Aufwandes gerade bei Lösungen in der Niederspannung genau zu betrachten. Für Lösungsanbieter ist dahingehend die Vermutung bekräftigt, dass zukünftige Lösungen im hohen Maße in Richtung „low"- bzw. „no"-Engineering und „Plug&Automate" gehen müssen.

Die Übertragbarkeit und Skalierbarkeit der im Projekt DG DemoNetz entwickelten Regelungsansätze in Europa, aber auch innerhalb der gesamten Netzgebiete der Salzburg Netz GmbH und Netz Oberösterreich GmbH sind zum Zeitpunkt der Erstellung des vorliegenden Berichts Gegenstand des EU Projekts iGREENGrid [5].

Durch die Q(U)-Regelung zeigten die Feldtests und die Simulationen zu Spitzenzeiten eine Erhöhung des Blindleistungsflusses im Netz (bzw. über den Transformator) um einen Faktor 2 bis 3. Die Netzverluste erhöhen sich über ein Jahr betrachtet durch die erhöhten Blindleistungsflüsse kaum (unter 5% gegenüber dem Niveau ohne Regelung). Die auftretenden Verluste des Mittelspannungsnetzes wurden nicht berücksichtigt ebenso wie die Fragestellung, wie sich eine flächendeckende Q(U)-Regelung sich auf die Netzverluste im gesamten Verteilnetz auswirkt. Eine Möglichkeit wäre die Kompensation von Blindleistungen durch koordinierte Regelung benachbarter Niederspannungsnetze. Allerdings bleibt hier die Frage der Komplexität und der Wirtschaftlichkeit noch offen. Diese Fragestellung soll in einem weiterführenden Projekt geklärt werden.

Die P(U)-Regelung weißt ein hohes Potential zur Erhöhung der Hosting Capacity auf und ist eine Grundvoraussetzung für den Einsatz intelligenter Planungsansätze. Der Einsatz im Projekt zeigt aber, dass für einen flächendeckenden Einsatz noch die notwendigen Rahmenbedingungen geschaffen werden müssen.

8 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Lage der Feldtestgebiete in Österreich (Quelle: Wikipedia / TUBS) 11
Abbildung 2: Prinzip der Modellgemeinde Köstendorf 12
Abbildung 3: Anlagenverteilung 13
Abbildung 4: Gesamtaufbau Köstendorf 14
Abbildung 5: Prinzip des in Köstendorf eingesetzten regelbaren Ortsnetztrafos mit Stufenschalter an der Niederspannungsseite 15
Abbildung 6: Vergleich von normaler und intelligenter Ladung 16
Abbildung 7: Blick auf den Ortskern Eberstalzell bei der Zufahrt 17
Abbildung 8: Lage der Gemeinde Eberstalzell (Quelle: Google Maps) 18
Abbildung 9: Lage der Demonstrationsnetze in Eberstalzell (Quelle: Google Maps) 18
Abbildung 10: Ortsnetz Eberstalzell mit eingezeichneten PV-Anlagen und Spannungsqualität Messstellen. 19
Abbildung 11: Ortsnetz Littring mit eingezeichneten PV-Anlagen und Spannungsqualität Messstellen. 20
Abbildung 12: Prinzip der Spannungsregelung in den Ortsnetzen Eberstalzell und Littring 21
Abbildung 13: Messstellen zur Erfassung Spannungsqualität 21
Abbildung 14: Regelbarer Ortsnetztransformator und Steuerschrank Eberstalzell 22
Abbildung 15: Regelbarer Ortsnetztransformator und Steuerschrank Littring 22
Abbildung 16: Feldtestregionen Prendt und Harruck (Quelle: OpenStreetMap) 23
Abbildung 17: Verteilernetz Prendt (gelb markiert -> neue PV Anlagen) 24
Abbildung 18: Verteilernetz Harruck (gelb markiert -> neue PV Anlagen) 24
Abbildung 19: Smart LV Grid Regelkonzept in 5 Stufen 27
Abbildung 20: Typische Parametrierung einer Q(U) und P(U)-Kennlinie (links) und einer cosPhi(P)-Kennlinie (rechts) 30
Abbildung 21: Statische und dynamische Kennlinien, wie sie von Regelungs-Stufe 3 eingesetzt wurden 31
Abbildung 22: P(U) Kennlinie mit dem E-Automodel Mitsubishi i-MiEV 32
Abbildung 23: P(U) Kennlinie mit dem E-Automodel Think City 32
Abbildung 24: Hardwarekomponenten des LVGC 33
Abbildung 25: Hardware-Komponenten und Kommunikationstechnisches Schema der PV-Wechselrichter 34
Abbildung 26: Schema eines möglichen Zusammenwirkens der einzelnen Stufen in der gesamten Regelung 34
Abbildung 27: Screenshots des Webinterface 35
Abbildung 28: Systemüberblick Smart LV Grid-Lösung ohne BEA 36
Abbildung 29: Systemüberblick Smart LV Grid-Lösung mit BEA 37
Abbildung 30: Co-Simulations-Architektur 38
Abbildung 31: Agiler Prozess für die Entwicklung der Regelalgorithmen 39
Abbildung 32: Zielsystem mit vier Regelstufen für den Feldbetrieb (links) und dazu äquivalente Co-Simulationsumgebung zum Testen (rechts) 39
Abbildung 33: C-HIL Basisansatz (links) und Feldnaher C-HIL Ansatz (rechts) 40
Abbildung 34: Ablaufdiagram des erweiterten Planungsansatzes 45
Abbildung 35 Gemessene PV-Leistungen(kW/kWp) und Erwartungswert der Leistung zur Mittagszeit 48
Abbildung 36 Gemessene Transformatorausgangsspannung (Juni–Sept.) und Erwartungswert der Spannung 48
Abbildung 37 Spannungshub im Mittelspannungs-Verteilernetz 49

Abbildung 38 Definition Spannungsbänder und Bezugspunkt für die probabilistische Beurteilung....49
Abbildung 39 Kombination aller Spannungsanhebungen und zugehörige Erwartungswerte....50
Abbildung 40 Kumulierte Häufigkeitsverteilung der Spannungsabweichung....51
Abbildung 41 Ergebnis probabilistischer Faktor F für unterschiedliche Verhältnisse UHub / UPV....51
Abbildung 42 Spannungssituation Simulationen **Köstendorf** (höchste Spg. Grün, niedrigste Spg. Blau, Trafo-Spg. Türkis/Lila/Rot, Trafo-Wirkleistung grün (oben, skaliert), Trafo-Blindleistung rot (oben, skaliert)....55
Abbildung 43 Spannungssituation Simulationen Littring Stufe 2 (Szenario Sommer/Freitag/gut)....56
Abbildung 44: Perzentilwerte der gemessenen Spannungstagesverläufe (Momentanwerte am Ende jedes 5-min-Intervalls 25.1.2013 und 6.9.2013) an der SammelschieneTrafostation Prendt und im Strang Prendt 2....59
Abbildung 45 Gemessene PV-Einspeiseleistung an Netzknoten Prendt 2....59
Abbildung 46 Histogramm und Dauerlinie der Spannung an Netzknoten Prendt 2....60
Abbildung 47 Spannungen Prendt 2 bei CosPhi(P)-Regelung....60
Abbildung 48 Blindleistung in Abhängigkeit der Wirkleistung bei CosPhi(P)-Regelung....61
Abbildung 49 Spannung und Blindleistung am Anschlusspunkt Prendt 2 (Überschusszähler)....61
Abbildung 50 Gemessener Spannungsverlauf Trafostation Prendt und Prendt 2....62
Abbildung 51 Gemessene PV-Einspeiseleistung in Prendt 2....62
Abbildung 52 Histogramm und Dauerlinie der Spannung Prendt 2....63
Abbildung 53 Spannungen Prendt 2 bei Q(U) und P(U)-Regelung....63
Abbildung 54 Blindleistung in Abhängigkeit der Spannung bei Q(U)-Regelung....64
Abbildung 55 Spannung und Blindleistung am Anschlusspunkt Prendt 2 (Überschusszähler)....64
Abbildung 56 Häufigkeitsverteilung der P(U)-Events....66
Abbildung 57 Dauerlinie der Transformator-Sammelschienenspannung (nur Tappos 0, PQ-10min-Mittelwerte, Auswertung über alle Regelungsstufen) in „**Eberstalzell**“ (**links**) und "**Littring**" (**rechts**) über ein ganzes Jahr....69
Abbildung 58 Dauerlinie des Spannungsanstiegs (PQ-10min-Mittelwerte, Auswertung über alle Regelungsstufen) im Netz mit entsprechendem Spannungsabfall bezogen auf die Transformator-Sammelschienenspannung in „**Eberstalzell**“ (**links**) und "**Littring**" (**rechts**) über ein ganzes es Jahr....70
Abbildung 59 Spannungsanstieg und Spannungsabfall (jeweils Maximum und Minimum aller Knoten im Netz) bezogen auf die Transformator-Sammelschienenspannung in Abhängigkeit der Transformator-Leistung in „**Eberstalzell**“ (**links**) und "**Littring**" (**rechts**) über ein ganzes es Jahr....70
Abbildung 60 Dauerlinien der höchsten und niedrigsten Netzspannung (links) und des Blindleistungsflusses über den Transformator (rechts) in „**Littring**“. Datenquelle für Netzspannungen sind die 10min-Mittelwerte der PQ-Messgeräte....72
Abbildung 61 Dauerlinien der höchsten und niedrigsten Netzspannung (links) und des Blindleistungsflusses über den Transformator (rechts) in "**Eberstalzell**". Datenquelle für Netzspannungen sind die 10min-Mittelwerte der PQ-Messgeräte....73
Abbildung 62 Vergleich der Spannungsbandbelegung unterschiedlicher Planungsansätze (links) mit den Ergebnissen der Feldtests (rechts) in **Littring**. Boxplots zeigen die 0%, 5%, 50%, 99% und 100%-Perzentile....75
Abbildung 63 Vergleich der Spannungsbandbelegung unterschiedlicher Planungsansätze (links) mit den Ergebnissen der Feldtests (rechts) in Eberstalzell. Boxplots zeigen die 0%, 5%, 50%, 99% und 100%-Perzentile....75
Abbildung 64 Dauerlinie der Transformator-Sammelschienenspannung in "**Köstendorf**" über ein ganzes Jahr....76
Abbildung 65 Dauerlinie des Spannungsanstiegs im Netz mit entsprechendem Spannungsabfall bezogen auf die Transformator-Sammelschienenspannung in " **Köstendorf**" über ein ganzes es Jahr....77
Abbildung 66 Spannungsanstieg und Spannungsabfall bezogen auf die Transformator-Sammelschienenspannung in Abhängigkeit der Transformator-Leistung in "**Köstendorf**" über ein ganzes es Jahr....77

Abbildung 67 Wahrscheinlichkeit einer Ladung über die Woche verteilt (0-1…Montag, 6-7…Sonntag). Auswertungszeitraum August-September 2014 78
Abbildung 68 Wahrscheinlichkeit einer Ladung über den Tag verteilt (00:00 bis 24:00). Auswertungszeitraum August-September 2014 79
Abbildung 69 Dauerlinien der höchsten und niedrigsten Netzspannung (links) und des Blindleistungsflusses über den Transformator (rechts) in „**Köstendorf**". Datenquelle für Netzspannungen sind rekonstruierte und synchronisierte 10min-Mittelwerte aus den 5min-Mittelwerten der SmartMeter-Messungen....80
Abbildung 70 Vergleich der Spannungsbandreservierung unterschiedlicher Planungsansätze (links) mit den Ergebnissen der Feldtests (rechts) in Köstendorf. Boxplots zeigen die 0.1%, 5%, 50%, 99% und 99.9%-Perzentile. 81
Abbildung 71: Schematische Darstellung zur Diskontierung von auftretenden CAPEX und OPEX je Netzintegrationsvariante ..88
Abbildung 72: Vergleich der Kostenbarwerte (getrennt in CAPEX und OPEX Anteile) der konventionellen Netzintegrationslösung (= Referenzvariante) in Eberstalzell 89
Abbildung 73: Vergleich der Kostenbarwerte (getrennt in CAPEX und OPEX Anteile) der konventionellen Netzintegrationslösung (= Referenzvariante) mit einer Autonomen Regelung unter Vorgabe von Blindleistungswerten an den Wechselrichtern in Eberstalzell 90
Abbildung 74: Vergleich der Kostenbarwerte (getrennt in CAPEX und OPEX Anteile) der konventionellen Netzintegrationslösung (= Referenzvariante) mit einer Autonomen Regelung unter Vorgabe von Blindleistungswerten an den Wechselrichtern und Einsatz eines RONTs in Eberstalzell 91
Abbildung 75: Vergleich der Kostenbarwerte (getrennt in CAPEX und OPEX Anteile) der konventionellen Netzintegrationslösung (= Referenzvariante) mit einer Fernregelungslösung in Eberstalzell 91
Abbildung 76: Vergleich der Kostenbarwerte (getrennt in CAPEX und OPEX Anteile) der konventionellen Netzintegrationslösung (= Referenzvariante) mit einer Koordinierten Regelung in Eberstalzell 92
Abbildung 77: Vergleich der Kostenbarwerte (getrennt in CAPEX und OPEX Anteile) der konventionellen Netzintegrationslösung (= Referenzvariante) mit einem Eberle Strangregler in Eberstalzell 93
Abbildung 78: Vergleich der Kostenbarwerte (getrennt in CAPEX und OPEX Anteile) der konventionellen Netzintegrationslösung (= Referenzvariante) mit allen alternativen Lösungen in Eberstalzell 93
Abbildung 79: Analyse der Auswirkung des unsicheren zusätzlich nötigen Personalaufwandes (8h je Jahr) zur Umsetzung der DG DemoNetz LV Grid Lösungen im täglichen Netzbetrieb in Eberstalzell....94
Abbildung 80: Analyse der Auswirkung erhöhter RONT Kosten (50%) in Eberstalzell 95
Abbildung 81: Analyse der Auswirkung erhöhter Kosten (300 €/WR anstelle von 100 €/WR) von IKT Gateways und Datenkarten in Eberstalzell 95
Abbildung 82: Analyse der Auswirkung erhöhter Kosten (10% der IVK von Smart Metern anstelle von 5%) für AMIS Lizenzen und Datenmanagement in Eberstalzell....96
Abbildung 83: Vergleich der Kostenbarwerte (getrennt in CAPEX und OPEX Anteile) der konventionellen Netzintegrationslösung (= Referenzvariante) in Littring 97
Abbildung 84: Vergleich der Kostenbarwerte (getrennt in CAPEX und OPEX Anteile) der konventionellen Netzintegrationslösung (= Referenzvariante) mit einer Autonomen Regelung unter Vorgabe von Blindleistungswerten an den Wechselrichtern in Littring 97
Abbildung 85: Vergleich der Kostenbarwerte (getrennt in CAPEX und OPEX Anteile) der konventionellen Netzintegrationslösung (= Referenzvariante) mit einer Autonomen Regelung unter Vorgabe von Blindleistungswerten an den Wechselrichtern und Einsatz eines RONTs in Littring 98
Abbildung 86: Vergleich der Kostenbarwerte (getrennt in CAPEX und OPEX Anteile) der konventionellen Netzintegrationslösung (= Referenzvariante) mit einer Fernregelungslösung in Littring 98
Abbildung 87: Vergleich der Kostenbarwerte (getrennt in CAPEX und OPEX Anteile) der konventionellen Netzintegrationslösung (= Referenzvariante) mit einer Koordinierten Regelung in Littring 99
Abbildung 88: Vergleich der Kostenbarwerte (getrennt in CAPEX und OPEX Anteile) der konventionellen Netzintegrationslösung (= Referenzvariante) in Köstendorf 100

Abbildung 89: Vergleich der Kostenbarwerte (getrennt in CAPEX und OPEX Anteile) der konventionellen Netzintegrationslösung (= Referenzvariante) mit einer Autonomen Regelung unter Vorgabe von Blindleistungswerten an den Wechselrichtern in Köstendorf 101

Abbildung 90: Vergleich der Kostenbarwerte (getrennt in CAPEX und OPEX Anteile) der konventionellen Netzintegrationslösung (= Referenzvariante) mit einer Autonomen Regelung unter Vorgabe von Blindleistungswerten an den Wechselrichtern und Einsatz eines RONTs in Köstendorf 102

Abbildung 91: Vergleich der Kostenbarwerte (getrennt in CAPEX und OPEX Anteile) der konventionellen Netzintegrationslösung (= Referenzvariante) mit einer Fernregelungslösung in Köstendorf 102

Abbildung 92: Vergleich der Kostenbarwerte (getrennt in CAPEX und OPEX Anteile) der konventionellen Netzintegrationslösung (= Referenzvariante) mit der Fernregelung und Koordinierten Regelung in Köstendorf 103

Abbildung 93: Vergleich der Kostenbarwerte (getrennt in CAPEX und OPEX Anteile) der konventionellen Netzintegrationslösung (= Referenzvariante) mit einer Koordinierten Regelung in Köstendorf 104

Abbildung 94: Analyse der Auswirkung des unsicheren zusätzlich nötigen Personalaufwandes (8h je Jahr) zur Umsetzung der DG DemoNetz LV Grid Lösungen im täglichen Netzbetrieb in Köstendorf 104

Abbildung 95: Analyse der Auswirkung erhöhter RONT Kosten (50%) in Köstendorf 105

Abbildung 96: Analyse der Auswirkung erhöhter Kosten (300 €/WR anstelle von 100 €/WR) von IKT Gateways und Datenkarten in Köstendorf 105

Abbildung 97: Analyse der Auswirkung erhöhter Kosten (10% der IVK von Smart Metern anstelle von 5%) für AMIS Lizenzen und Datenmanagement in Köstendorf 106

Abbildung 98: Überblick zu den Anlage- und Netzintegrationskosten (CAPEX und OPEX) in Köstendorf, wenn eigene Netzanschlusskabel für 6 PV-Anlagen verlegt werden. 108

Abbildung 99: Überblick zu den Anlage- und Netzintegrationskosten (CAPEX und OPEX) in Köstendorf, wenn die Referenzlösung mit 110 €/m an Kabelinstallationspreisen umgesetzt wird. 108

Abbildung 100: Überblick zu den Anlage- und Netzintegrationskosten (CAPEX und OPEX) in Köstendorf, wenn die Autonome Regelung (ohne RONT) eingesetzt wird und keine zusätzlichen OPEX für den Netzbetreiber anfallen 109

Abbildung 101: Überblick zu den Anteilen der Netzintegrationskosten gemessen an den PV-Anlagekosten je Netzintegrationsvariante wenn in Köstendorf keine zusätzlichen Personalaufwände eintreten 109

Abbildung 102: Überblick zu den Anteilen der Netzintegrationskosten gemessen an den PV-Anlagekosten je Netzintegrationsvariante wenn in Köstendorf 8h an jährlich zusätzlichem Personalaufwand eintreten 110

Abbildung 103: Überblick zu den CAPEX, OPEX und TOTEX der Autonomen Regelung im Vergleich zur 950V Versorgung in Prendt wenn keine zusätzlichen Personalaufwände eintreten 111

Abbildung 104: Überblick zu den CAPEX, OPEX und TOTEX der Autonomen Regelung im Vergleich zur 950V Versorgung in Prendt wenn 8h an zusätzlichen Personalaufwänden eintreten 111

Abbildung 105: Überblick zu den CAPEX, OPEX und TOTEX der Autonomen Regelung im Vergleich zu einer Trafostation (Durchgangsstation) in Prendt wenn keine zusätzlichen Personalaufwände eintreten 112

Abbildung 106: Überblick zu den CAPEX, OPEX und TOTEX der Autonomen Regelung im Vergleich zu einer Trafostation (Durchgangsstation) in Prendt wenn 8h an zusätzlichen Personalaufwänden eintreten 112

Abbildung 107: Überblick zu den CAPEX, OPEX und TOTEX der Autonomen Regelung im Vergleich zu einer Trafostation (inkl. MS-Einbindung) in Prendt wenn keine zusätzlichen Personalaufwände eintreten 113

Abbildung 108: Überblick zu den CAPEX, OPEX und TOTEX der Autonomen Regelung im Vergleich zu einer Trafostation (inkl. MS-Einbindung) in Prendt wenn 8h an zusätzlichen Personalaufwänden eintreten 113

Abbildung 109: Überblick zu den Barwerten der CAPEX und OPEX der konventionellen Netzverstärkungs-maßnahmen in den einzelnen Feldtestregionen 114

Abbildung 110: Überblick zu den Barwerten der CAPEX und OPEX der untersuchten Netzintegrationslösungen in Eberstalzell (ohne zusätzlichen Personalaufwand) 114

Abbildung 111: Überblick zu den Barwerten der CAPEX und OPEX der untersuchten Netzintegrationslösungen in Eberstalzell (mit 8h/Jahr an zusätzlichem Personalaufwand) 115
Abbildung 112: Überblick zu den Barwerten der CAPEX und OPEX der untersuchten Netzintegrationslösungen in Littring (ohne zusätzlichen Personalaufwand) 115
Abbildung 113: Überblick zu den Barwerten der CAPEX und OPEX der untersuchten Netzintegrationslösungen in Littring (mit 8h/Jahr an zusätzlichem Personalaufwand) 116
Abbildung 114: Überblick zu den Barwerten der CAPEX und OPEX der untersuchten Netzintegrationslösungen in Köstendorf (ohne zusätzlichen Personalaufwand) 116
Abbildung 115: Überblick zu den Barwerten der CAPEX und OPEX der untersuchten Netzintegrationslösungen in Köstendorf (mit 8h/Jahr an zusätzlichem Personalaufwand) 117
Abbildung 116: Überblick zu den Barwerten der CAPEX und OPEX der untersuchten Netzintegrationslösungen in Prendt (ohne zusätzlichen Personalaufwand) 117
Abbildung 117: Überblick zu den Barwerten der CAPEX und OPEX der untersuchten Netzintegrationslösungen in Prendt (mit 8h/Jahr an zusätzlichem Personalaufwand) 118
Abbildung 118: Kaskadierung von Reglern für maximale Kompensation von Spannungshüben 122

9 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 Gemessene Spannungen 100% und 95% Quantil an der Trafostation und in Prendt2 59
Tabelle 2 Gemessene maximale Spannungen 100% und 95% Quantil an der Trafostation und in Prendt2 62
Tabelle 3 Abschätzung „nicht eingespeiste Energie“ 66
Tabelle 4 Abschätzung „nicht eingespeiste Energie“ unter Berücksichtigung der Spannung und Kennlinie 66
Tabelle 5: Überblick zu den Bewertungsparametern in Eberstalzell 84
Tabelle 6: Überblick zu den Bewertungsparametern in Littring 85
Tabelle 7: Überblick zu den Bewertungsparametern in Köstendorf 86
Tabelle 8: Überblick zu den Bewertungsparametern in Prendt 87
Tabelle 9: Zusammenfassung der Bewertungsparameter für eigene Netzanschlusskabel von PV-Anlagen in Köstendorf 107

10 Literaturverzeichnis

[1] A. Einfalt et al, 2011, „Konzeptentwicklung für ADRES - Autonome Dezentrale Erneuerbare Energie Systeme“, FFG-Forschungsprojekt, Energie der Zukunft, Projektnummer: 815674, Endbericht, Wien (http://www.ea.tuwien.ac.at/fileadmin/t/ea/projekte/ADRES_Concept/PublizierbarerEndberichtADRES_815674.pdf)

[2] M. Heidl et al, 2013, „morePV2grid - More functionalities for increased integration of PV into grid”, FFG-Forschungsprojekt, Energie der Zukunft, Projektnummer 825441, Endbericht (https://www.klimafonds.gv.at/assets/Uploads/Blue-Globe-Reports/Erneuerbare-Energien/2012-2013/BGR0062013EEneueEnergien2020.pdf)

[3] ÖNORM E1100 Teil 2, 1990, “Normspannungen – Nennspannungen für Niederspannungs-Stromverteilsysteme”, (OVE: www.as-search.at).

[4] EN 50160, 2010, Voltage characteristics of electricity supplied by public electricity networks. (OVE: www.as-search.at).

[5] FP7-Projekt IGREENGrid “Integrating Renewables into the European Electricity Grid”, (http://www.igreengrid-fp7.eu/)

[6] A. Einfalt et al, 2012, “Control strategies for Smart Low Voltage Grids – the project DG Demonet – Smart LV Grid”, CIRED Workshop 2012, Lisbon

[7] F. Kupzog et al, 2012, “Co-Simulation of Power- and Communication-Networks for Low Voltage Smart Grid Control”, Session “Aktive Verteilernetze und Simulation von Smart Grid Systemen”, ComForEn 2012, Vienna

[8] A. Einfalt et al, 2013, "Controlling active low voltage distribution grids with minimum efforts on costs and engineering", IECON 2013, Vienna

[9] M. Faschang et al, 2013, “Rapid control prototyping platform for networked smart grid systems”, IECON 2013, Vienna

[10] R. Mosshammer et al, 2013, “Loose coupling architecture for co-simulation of heterogeneous components - supporting controller prototyping for smart grid applications”, IECON 2013, Vienna

[11] C. Winter, 2013, “Lokale Helden”, pv magazine, March 2014, pp 40-43.

[12] F. Kupzog et al, 2014, "Maximising low voltage grid hosting capacity for PV and electric mobility by distributed voltage control", e & i Elektrotechnik und Informationstechnik, September 2014, Volume 131, Issue 6, pp 188-192.

[13] M. Faschang et al, “Controller Hardware in the Loop Approaches Supporting Rapid Prototyping of Smart Low Voltage Grid Control”, ISGT 2014 Europe, Istambul

[14] M. Faschang et al, 2015, “Experimental Sensitivity Analysis of Low Voltage Control Strategies on Communication Properties”, PowerTech 2015, Eindhoven

[15] R. Schwalbe et al, 2015, “DG-DemoNet Smart LV Grid – Robust Control Architecture to increase DER Hosting Capacity”, CIRED 2015, Lyon

[16] R. Schwalbe et al, 2015, “DG-DemoNet Smart LV Grid - Increasing hosting capacity of LV grids by extended planning and voltage control”, EDST 2015, Vienna

[17] W. Prüggler et. al, 2015, “DG DemoNet - Smart LV Grid: Ergebnisse der ökonomischen Bewertung durchgeführter Feldtests“, IEWT 2015, Vienna

[18] TOR D4: „Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen mit Verteilernetzen“, Version 2.0-2008, e-control

[19] TOR D2: „Richtlinie zur Beurteilung von Netzrückwirkungen“, Version 2.2-2006, e-control

11 Kontaktdaten

Projektleiter:

- DI HELFRIED BRUNNER, MSc
  Energy Department
  AIT Austrian Institute of Technology GmbH
  Giefinggasse 2 | 1210 Vienna | Austria

Projektpartner:

- Salzburg Netz GmbH
  Bayerhamerstraße 16
  A - 5020 Salzburg
- Netz Oberösterreich GmbH
  Neubauzeile 99
  A - 4030 Linz
- Linz Strom Netz GmbH,
  Fichtenstraße 7
  A - 4021 Linz
- Netz Burgenland Strom GmbH
  Kasernenstraße 9
  A - 7000 Eisenstadt
- Siemens AG Österreich
  Siemensstraße 90
  A - 1210 Wien
- Fronius International GmbH
  Froniusstraße 1
  A - 4643 Pettenbach
- Technische Universität Wien
  EEG - Energy Economics Group
  ICT - Institute of Computer Technology
  Gusshausstrasse 25-29
  A - 1040 Wien