

DG DemoNetz – Konzept

Aktiver Betrieb von elektrischen Verteilnetzen
mit hohem Anteil dezentraler Stromerzeugung –
Konzeption von Demonstrationsnetzen

H. Brunner, A. Lugmaier,
B. Bletterie, H. Fechner, R. Bründlinger

Berichte aus Energie- und Umweltforschung

12/2010

Impressum:

Eigentümer, Herausgeber und Medieninhaber:
Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie
Radetzkystraße 2, 1030 Wien

Verantwortung und Koordination:
Abteilung für Energie- und Umwelttechnologien
Leiter: DI Michael Paula

Weitere Informationen zu dieser Reihe unter www.NachhaltigWirtschaften.at

DG DemoNetz – Konzept

Aktiver Betrieb von elektrischen Verteilnetzen
mit hohem Anteil dezentraler Stromerzeugung –
Konzeption von Demonstrationsnetzen

Dipl.-Ing. Helfried Brunner
Dipl.-Ing. Andreas Lugmaier
Dipl.-Ing. Benoit Bletterie
Dipl.-Ing. Hubert Fechner
Dipl.-Ing. Roland Bründlinger

Österreichisches Forschungs- und Prüfzentrum Arsenal

Im Rahmen dieses Projektes wurde ein „Leitfaden für den Weg zum aktiven Verteilernetz“
erstellt. Dieser Leitfaden wurde in der Schriftenreihe unter der Nummer 13a/2008 publiziert.

Wien, Juni 2008

Ein Projektbericht im Rahmen der Programmlinie



Impulsprogramm Nachhaltig Wirtschaften

Im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie

Projektleiter:

Dipl.-Ing. Helfried Brunner
Dipl.-Ing. Andreas Lugmaier
Österreichisches Forschungs- und Prüfzentrum Arsenal

Projektmitarbeiter:

Dipl.-Ing. Helfried Brunner
Dipl.-Ing. Benoit Bletterie
Dipl.-Ing. Hubert Fechner
Dipl.-Ing. Roland Bründlinger
Österreichisches Forschungs- und Prüfzentrum Arsenal

Konsortialpartner:

Dipl.-Ing. Dr Andreas Abart
Energie AG Oberösterreich Netz GmbH
Dipl.-Ing. Gerhard Föger
Energie AG Oberösterreich Netz GmbH
Dipl.-Ing. Rudolf Pointner
Salzburg Netz GmbH
Dipl. HTL.Ing Reinhard Nenning
VKW Netz AG

Werkvertragspartner:

Dipl.-Ing. Dr Andreas Abart
Energie AG Oberösterreich Netz GmbH
Dipl.-Ing. Gerhard Föger
Energie AG Oberösterreich Netz GmbH
Dipl.-Ing. Rudolf Pointner
Salzburg Netz GmbH
Dipl. HTL.Ing Reinhard Nenning
VKW Netz AG
Dipl.-Ing Christian Kitz
VKW Netz AG
Dipl.-Ing. Frank Herb
VKW Netz AG
Dipl.-Ing. Wolfgang Prügler
Energy Economics Group, TU Wien
Dipl.-Ing. Dr. Hans Auer
Energy Economics Group, TU Wien
Dipl.-Ing. Friederich Kupzog
Institut für Computertechnik, TU Wien

Vorwort

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines Projekts aus der Programmlinie ENERGIESYSTEME DER ZUKUNFT. Sie wurde 2003 vom Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie im Rahmen des Impulsprogramms Nachhaltig Wirtschaften als mehrjährige Forschungs- und Technologieinitiative gestartet. Mit der Programmlinie ENERGIESYSTEME DER ZUKUNFT soll durch Forschung und Technologieentwicklung die Gesamteffizienz von zukünftigen Energiesystemen deutlich verbessert und eine Basis zur verstärkten Nutzung erneuerbarer Energieträger geschaffen werden.

Dank des überdurchschnittlichen Engagements und der großen Kooperationsbereitschaft der beteiligten Forschungseinrichtungen und involvierten Betriebe konnten bereits richtungsweisende und auch international anerkannte Ergebnisse erzielt werden. Die Qualität der erarbeiteten Ergebnisse liegt über den hohen Erwartungen und ist eine gute Grundlage für erfolgreiche Umsetzungsstrategien. Mehrfache Anfragen bezüglich internationaler Kooperationen bestätigen die in ENERGIESYSTEME DER ZUKUNFT verfolgte Strategie.

Ein wichtiges Anliegen des Programms ist, die Projektergebnisse – sei es Grundlagenarbeiten, Konzepte oder Technologieentwicklungen – erfolgreich umzusetzen und zu verbreiten. Dies soll nach Möglichkeit durch konkrete Demonstrationsprojekte unterstützt werden. Deshalb ist es auch ein spezielles Anliegen die aktuellen Ergebnisse der interessierten Fachöffentlichkeit leicht zugänglich zu machen, was durch die Homepage www.ENERGIESYSTEMEderZukunft.at und die Schriftenreihe gewährleistet wird.

Dipl. Ing. Michael Paula
Leiter der Abt. Energie- und Umwelttechnologien
Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie

Inhalt

Kurzfassung	9
Executive Summary	10
Projektabriss.....	11
Ausgangssituation	11
Ziele und Inhalte.....	11
Methodische Vorgehensweise.....	12
Ergebnisse	13
1 Einleitung.....	15
1.1 Hintergrund und Vorarbeiten	15
1.2 Schwerpunkte der Arbeit	21
1.3 Einpassung in die Programmlinie Energiesysteme der Zukunft	23
1.4 Gliederung des Berichts	23
2 Projektziele.....	25
3 Methodik, Stand der Technik und Innovationsgehalt.....	27
3.1 Methodik und Daten	27
3.1.1 Allgemeines	27
3.1.2 Phase 1: Grundlagenrecherche.....	28
3.1.3 Phase 2: Modellentwicklung für einen aktiven Verteilnetzbetrieb.....	29
3.1.4 Phase 3: Umsetzungskonzepte	30
3.1.5 Phase 4: Umsetzungsplanung / Projektierung.....	30
3.1.6 Ansatz und Annahmen für die technische Bewertung durch Simulationen	30
3.1.7 Ansatz und Annahmen für die wirtschaftliche Bewertung.....	33
Annuitätenmethode zur Bewertung der technischen Lösungsvarianten.....	35
Barwertmethode zur Bewertung der technischen Lösungsvarianten	37
3.1.8 Daten	40
3.2 Stand der Technik	40
3.3 Innovationsgehalt des Projekts DG DemoNetz-Konzept.....	42
4 Inhalte und Projektergebnisse	44
4.1 Datenerfassung	44
4.2 Entwicklung des Stufenmodells.....	49
4.2.1 Freiheitsgrade bei der Spannungsregelung.....	49
4.2.2 Stufenmodell „Aktive Spannungsregelung“	50

4.2.2.1	Stufe 0: derzeitige Praxis	50
4.2.2.2	Stufe 1: Entkopplung der Spannungsregelung	52
4.2.2.3	Stufe 2a: lokale Spannungsregelung	53
4.2.2.4	Stufe 2b: Fernregelung	54
4.2.2.5	Stufe 3: koordinierte Spannungsregelung.....	55
4.2.2.6	Vergleich und Diskussion der verschiedenen Regelungskonzepte	59
4.2.2.7	Planung des Einsatzes der Spannungsregelungsstrategien	61
	Bestimmung der kritischen Knoten	61
	Bestimmung des Einflusses einer steigenden Dichte an dezentralen Erzeugungsanlagen.....	62
	Ermittlung der Beitragsmatrix für die koordinierte Spannungsregelung	63
	Reichweite der Methoden zur Spannungsregelung.....	65
4.3	Kommunikationstechnik.....	67
4.3.1	Potentielle Umsetzungsoptionen für das DG-DemoNetz-Kommunikationssystem.....	68
4.3.2	Kommunikationsanforderungen des Systems	68
4.3.3	Kommunikationsoptionen	69
4.3.4	Verbleibende Wahlmöglichkeiten	72
4.4	Auswahl der Netzabschnitte	72
4.5	Umsetzungskonzepte	74
4.5.1	Ansatz und Annahmen für die Simulationen.....	74
4.5.2	Ergebnisse der Analysen für das DemoNetz 1	75
4.5.2.1	Beschreibung des DemoNetz1	75
4.5.2.2	Technische Bewertung – Wirksamkeit der verschiedenen Regelungskonzepten.....	76
	Derzeitige Praxis.....	76
	Wirksamkeit und Umsetzung der Fernregelung	77
	Wirksamkeit und Umsetzung der lokalen Spannungsregelung	82
	Wirksamkeit und Umsetzung der koordinierten Spannungsregelung.....	82
	Einsatz eines Längsreglers.....	85
	Umsetzung der Netzverstärkung	87
	Zusammenfassung der technischen Bewertung der Regelungskonzepten.....	88
4.5.2.3	Wirtschaftliche Bewertung	89
4.5.3	Ergebnisse der Analysen für das DemoNetz 2	93
4.5.3.1	Beschreibung des DemoNetz2	93

4.5.3.2	Technische Bewertung – Wirksamkeit der verschiedenen Regelungskonzepten.....	94
	Derzeitige Praxis.....	94
	Wirksamkeit und Umsetzung der Fernregelung	95
	Wirksamkeit und Umsetzung der lokalen Spannungsregelung	99
	Wirksamkeit und Umsetzung der koordinierten Spannungsregelung.....	99
	Einsatz eines Längsreglers.....	103
	Umsetzung der Netzverstärkung	104
	Zusammenfassung der technischen Bewertung der Regelungskonzepte.....	104
4.5.3.3	Wirtschaftliche Bewertung	105
4.5.4	Ergebnisse der Analysen für das DemoNetz 3.....	109
4.5.4.1	Beschreibung des DemoNetz3	109
4.5.4.2	Technische Bewertung – Wirksamkeit der verschiedenen Regelungskonzepten.....	112
	Derzeitige Praxis.....	112
	Wirksamkeit und Umsetzung der Fernregelung	114
	Wirksamkeit und Umsetzung der lokalen Spannungsregelung	119
	Wirksamkeit und Umsetzung der koordinierten Spannungsregelung.....	119
	Einsatz eines Längsreglers.....	120
	Umsetzung der Netzverstärkung	123
	Zusammenfassung der technischen Bewertung der Regelungskonzepten.....	125
4.5.4.3	Wirtschaftliche Bewertung	126
4.5.5	Zusammenfassung und Schlussfolgerungen der Umsetzungskonzepte.....	130
4.6	Projektierung	133
4.6.1	Methodischer Ansatz für die Projektierung der Demonstration der Regelungskonzepte.....	133
4.6.2	Projektierung für das DemoNetz 1.....	135
4.6.2.1	Notwendigkeit der verschiedenen Spannungsregelungskonzepte in Abhängigkeit mit der Spannungsbandeinschränkung	135
4.6.2.2	Bestimmung der kritischen Knoten im Netz.....	137
4.6.2.3	Bestimmung der Beitragsmatrix zur Umsetzung der koordinierten Spannungsregelung	139
4.6.2.4	Wirtschaftliche Bewertung	139
4.6.3	Projektierung für das DemoNetz 2.....	143
4.6.3.1	Notwendigkeit der verschiedenen Spannungsregelungskonzepte in Abhängigkeit mit der Spannungsbandeinschränkung	143

4.6.3.2	Bestimmung der kritischen Knoten im Netz	144
4.6.3.3	Bestimmung der Beitragsmatrix zur Umsetzung der koordinierten Spannungsregelung	147
4.6.3.4	Wirtschaftliche Bewertung	148
4.6.4	Projektierung für das DemoNetz 3.....	151
4.6.4.1	Notwendigkeit der verschiedenen Spannungsregelungskonzepte in Abhängigkeit mit der Spannungsbandeinschränkung	151
4.6.4.2	Bestimmung der kritischen Knoten im Netz.....	152
4.6.4.3	Bestimmung der Beitragsmatrix zur Umsetzung der koordinierten Spannungsregelung	156
4.6.4.4	Wirtschaftliche Bewertung	156
4.6.5	Schlussfolgerungen der Projektierung.....	161
4.7	Leitfaden und Anforderungskatalog.....	162
5	Das Projekt DG DemoNetz-Konzept und die Programmlinie Energiesysteme der Zukunft	165
5.1	Beitrag zum Gesamtziel der Programmlinie	165
5.2	Einbeziehung der Zielgruppen.....	166
5.3	Umsetzungspotentiale	167
6	Schlussfolgerungen	169
7	Ausblick.....	172
8	Dissemination.....	173
8.1	Internationales Symposium für verteilte Stromerzeugung und intelligente Netze	173
8.2	Durchführung eines internationalen Expertenmeetings.....	174
8.3	Projektbeirat und Beiratsmeetings.....	175
8.4	Veröffentlichungen.....	175
9	Literaturverzeichnis	177
10	Abbildungsverzeichnis.....	178
11	Tabellenverzeichnis.....	185
12	Abkürzungen / Begriffe	187
13	Anhang	188
13.1	Fragebogen für das Expertenmeeting:	188
13.2	Fragebogen für Netzbetreiber	191

Kurzfassung

Hintergrund und Ziele

Die gewünschte verstärkte Nutzung erneuerbarer Energiequellen führt zu einer zunehmenden Dezentralisierung der Stromerzeugung und stellt damit völlig neue Anforderungen an die Versorgungsnetze. In Zukunft wird es notwendig sein, innovative Wege zu beschreiten, die es ermöglichen erweiterte Netzreserven zu nutzen, um Erneuerbare in die elektrischen Verteilnetze zu integrieren. Dies ist anhand intelligenter Steuerungs- und Regelungsmechanismen unter Einbindung aller relevanten Akteure im Verteilnetz vorgesehen. Die Fragestellung und Zielsetzung für das Projekt DG DemoNetz-Konzept lautet daher: Wie kann ein derartiger aktiver Netzbetrieb aussehen und ist dieser auch wirtschaftlich konkurrenzfähig? Konkrete Ziele des Projekts waren für Österreich typische und repräsentative Netzabschnitte für die praktische Umsetzung von Demonstrationsnetzen auszuwählen, sowie in diesen Netzabschnitten die Möglichkeit der Implementierung verschiedener Regelungskonzepte für einen aktiven Verteilnetzbetrieb mit hoher Dichte an dezentraler Energieerzeugung zu untersuchen und die technische, organisatorische und wirtschaftliche Umsetzung zu projektieren.

Inhalte und Ergebnisse

Das Projektteam DG DemoNetz-Konzept entwickelte vier innovative Steuerungs- und Regelungskonzepte, mit denen auch bei verstärkter dezentraler Einspeisung mit der bestehenden Netzinfrastruktur die Spannungsgrenzen eingehalten und eine sichere Versorgung gewährleistet werden können. Die Untersuchungen auf Basis numerischer Netzsimulationen mit den Daten von drei realen Mittelspannungsnetzen zeigen, dass innovative Spannungsregelungskonzepte zur Integration dezentraler Erzeugeranlagen technisch realisierbar und im Vergleich zur konventionellen Leitungsverstärkung wirtschaftlich konkurrenzfähig sind. Eine quantitative Untersuchung der installierbaren Leistung von dezentralen Stromerzeugern konnte durchgeführt werden. Jede der gezeigten Varianten, auch wenn sie in den Beschreibungen aus technischer Sicht logisch erscheinen mögen, bedeutet ausgehend von der derzeitigen Netzbetriebsweise und den Rahmenbedingungen für den Netz- und auch den Anlagenbetreiber eine große Neuerung.

Ausblick

Infolge der vielversprechenden Projektergebnisse besteht das Bestreben einer Umsetzung der Projektergebnisse unter Einbindung der Erzeugungsanlagen in den betrachteten Netzabschnitten. Auf dem Weg zu einer praktischen Demonstration der Spannungsregelungsstrategien sind noch einige primäre betriebliche Detailfragen zu klären: Betriebliche Anforderungen wie z.B. Trennstellenverlagerung, Ersatzstromversorgung, Netzfehler an die Regelungskonzepte und welche Methoden ermöglichen eine vereinfachte Planung eines Netzes mit aktiver Spannungsregelung. Diese Fragestellungen werden im Nachfolgeprojekt BAVIS¹ geklärt und die Spannungsregelungskonzepte entsprechend verbessert.

¹ Projekt BAVIS - Beitrag zum aktiven Verteilnetzbetrieb durch innovative Spannungsregelung“ im Rahmen des Programms „Energie der Zukunft“ des BMVIT und des BMWA

Executive Summary

Motivation and Objective

The required intensified utilization of renewable energy resources leads to an increasing decentralized structured electricity generation and new requirements for supply networks. In future it will be necessary to identify innovative solutions, which enable the use of extended network reserves to integrate renewable energy resources in electricity distribution networks. This is planned by using intelligent control concepts and the integration of all relevant players in distribution network operation. The problem and the objective of the DG DemoNetz-Concept project is the following: How can an active network operation look like and is it economically feasible? The concrete objective of the project is to identify typical and representative network areas for the realization of a demonstration network and to analyze the possibilities for implementing different control concepts in these networks as well as to project the technical, organizational and economical realization

Results

The DG DemoNetz-Concept team developed four innovative voltage control concepts which enable to keep the voltage within the required limits and to secure electricity supply while integrating an increasing share of distributed generation in existing network infrastructure. Based on numerical network simulations of three selected medium voltage distribution networks, the investigations demonstrated the technical as well as the economical feasibility of innovative voltage control concepts for the integration of distributed generation. A quantitative investigation of the installable capacity of distributed generation was carried out. All demonstrated concepts imply major changes for network and generation unit operators based on present network operation strategies and requirements.

Outlook

Due to the promising project results the ambition to implement these in the selected networks by integration of the generation units is given. On the path to a practical demonstration of the voltage control concepts some primary operational questions need to be clarified in detail: Operational requirements for the concepts like e.g. switch of sectioning point, supply over a neighbouring substation, network faults and simplified methods for planning an active distribution network. Those questions will be answered within the follow up project BAVIS² and the voltage control concepts will be enhanced.

² Projekt BAVIS - Beitrag zum aktiven Verteilnetzbetrieb durch innovative Spannungsregelung“ im Rahmen des Programms „Energie der Zukunft“ des BMVIT und des BMWA

Projektabriss

Ausgangssituation

Durch die aktuellen Rahmenbedingungen in der Europäischen Union kommt es bereits heute und wird es besonders aber in Zukunft noch verstärkt zu einer dezentral ausgerichteten Stromerzeugung kommen. Mit zunehmender Dichte an dezentraler Erzeugung (Englisch: Distributed Generation – DG) treten, durch die bidirektionalen Stromflüsse grundlegende Systemfragen wie Netzmanagement, Kapazitätsplanung, Stabilität, Schutzstrategien und auch die Versorgungsqualität (Englisch: Power Quality – PQ) massiv in den Vordergrund.

Der derzeitige Ansatzpunkt die dezentrale Energie-Einspeisung als negative Last zu betrachten und die damit einhergehende „fit&forget“ Philosophie ist keine zukunftsfähige Lösung. Eine deutliche Erhöhung des DG-Anteils ist dabei bisher nur durch einen sehr kostenintensiven Netzausbau möglich. Die aktive Integration von dezentralen Energieerzeugern in bestehende Verteilnetze ist bereits seit einiger Zeit Inhalt zahlreicher wissenschaftlicher Untersuchungen, bleibt jedoch nahezu ausschließlich auf der theoretischen Ebene.

Ziele und Inhalte

Die Hauptziele des Projektes DG DemoNetz - Konzept sind daher:

- I. Netzabschnitte (Netztopologie, Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur) für die praktische Umsetzung von Demonstrationsnetzen mit hoher Dichte an dezentraler Einspeisung auszuwählen und
- II. in diesen Netzabschnitten im Niederspannungs- bzw. Mittelspannungsnetz, die Möglichkeit der Implementierung verschiedener erarbeiteter Modellsysteme für einen aktiven Verteilnetzbetrieb mit hoher Dichte an dezentraler Energieerzeugung (Stufenmodell „DG Integration“) zu untersuchen und die technische, organisatorische und wirtschaftliche Umsetzung zu projektieren.

Damit wird beispielhaft demonstriert wie ein aktiver Verteilnetzbetrieb als Modell für zukünftige Netzstrukturen auf Basis innovativer Lösungen realisiert werden kann.

Um die Ziele erreichen zu können hat das Projekt DG DemoNetz - Konzept folgende Inhalte:

- umfassende Dokumentation internationaler Demoprojekte und relevanter Forschungsprojekte in einer Projektdatenbank und Zusammenfassung der bisherigen Erfahrungen der Netzbetreiber bei der Einbindung von dezentralen Stromeinspeisern in das Netz
- Analyse und Bewertung der Projekte aus der Datenbank und der Erfahrungen der Netzbetreiber; Daraus abgeleitete Modellsysteme für einen aktiven Verteilnetzbetrieb, dargestellt in einem Stufenmodell „DG - Integration“ mit steigender Komplexität der Systeme
- technische, organisatorische und wirtschaftliche Umsetzungskonzepte für die Implementierung; Zusammenfassung der Umsetzungskonzepte in einem allgemeinen Leit-

faden (für alle in Österreich relevanten Akteure von Interesse) und projektspezifischen Anforderungskatalog für Netzabschnitte und betroffene Akteure

- Rangliste von Netzabschnitten, die für eine Implementierung der Modellsysteme in Frage kommen; Ausgewählte Netzabschnitte, die für eine Umsetzung des Demonstrationsbetriebes in Frage kommen
- technische, organisatorische und wirtschaftliche Umsetzungsprojektierung für die ausgewählten Netzabschnitte
- Absichtserklärungen von für die Umsetzung relevanten lokalen Akteuren und potentiellen Finanzierungspartnern

Im Rahmen des Projekts DG DemoNetz - Konzept werden Auswirkungen und Anforderungen für Netzbetreiber und Anlagenbetreiber durch einen weiteren Ausbau von dezentraler Energieerzeugung mit möglichst geringen zusätzlichen Investitionen aufgezeigt. Das Demonstrationsprojekt wird daher eine Art „best practice“ und ein erster Schritt für die breite Umsetzung einer hohen Dichte an dezentraler Stromeinspeisung darstellen, sowie dazu beitragen, bestehende Barrieren abzubauen.

Mit der praktischen Demonstration und der Analyse eines aktiven Netzbetriebes, mit einer hohen Dichte an dezentraler Stromeinspeisung, wird Österreich zu einem der europäischen Vorreiter und Know-how-Träger, wenn es um Fragestellungen der Einbindung dezentraler Stromerzeuger in bestehende Netze und der damit verbundenen Adaption des Betriebes der Verteilnetze geht. Damit wird auch eine Technologie-Vorreiterschaft für österreichische Firmen und eine damit verbundene nationalen Wertschöpfung ermöglicht.

Methodische Vorgehensweise

Das Projekt DG DemoNetz - Konzept gliedert sich in 4 Phasen. In Phase 1 erfolgt eine Grundlegende Recherche und Darstellung der bisher wenigen international umzusetzenden oder umgesetzten Demonstrationsprojekte. Weiters werden abgeschlossene und laufende theoretische Forschungsprojekte im Bereich der aktiven Integration von dezentralen Stromeinspeisern berücksichtigt. Die Netzbetreiber des Konsortiums fassen ihre Erfahrungen mit dezentralen Anlagen durch Beantwortung gemeinsam ausgearbeiteten Fragebogens zusammen. Durch die einheitliche Struktur eines Fragebogens entsteht die Option, die Erfahrungen der Netzbetreiber leichter miteinander vergleichen zu können.

In der zweiten Phase werden die in Phase 1 ermittelten Projekte durch das Projektkonsortium hinsichtlich Synergien zum geplanten Projekt DG DemoNetz analysiert und im Rahmen eines Workshops bewertet. Die Projekte, sowie die Erfahrungen des Projektkonsortiums, bilden in dieser Phase die Basis für die Entwicklung von Modellsystemen für die Integration von dezentralen Energieerzeugern, die später in den Netzabschnitten implementiert werden sollen.

In Phase 3 werden Umsetzungskonzepte für die Modellsysteme entwickelt. In diesem Schritt wird untersucht welche technischen, organisatorischen und wirtschaftlichen Voraussetzungen gegeben sein müssen, um die Systeme in bestehende Netze implementieren zu können.

Gegebenenfalls erfolgt hier auch eine Anpassung der Modellsysteme durch einen iterativen Prozess.

Basierend auf diesem Anforderungskatalog werden in der vierten und letzten Projektphase geeignete Netzabschnitte analysiert und ausgewählt. Anschließend erfolgt eine detaillierte Projektierung der konkreten Umsetzung an den einzelnen Standorten.

In den Phasen 2 bis 4 werden relevante Interessensvertreter (z.B. Anlagenbetreiber, VKI, Universitäten, E-Control, Ministerium etc.), welche bisher nicht direkt in das Projektteam mit-eingebunden sind, jedoch für eine Akzeptanz und Verbreitung der Ergebnisse relevant sind, mittels eines Beirats in das Projekt eingebunden.

Ergebnisse

Das Konsortium hat im Projekt „DG DemoNetz-Konzept“ verschiedene Spannungsregelungskonzepte für das Mittelspannungsnetz entwickelt, um eine möglichst hohe Dichte an dezentralen Energieerzeugern basierend auf erneuerbaren Energieträgern im Netz integrieren zu können. Im Rahmen des Projekts wurde das Potenzial eines aktiven Netzbetriebs abgeschätzt, um ohne teure Netzverstärkungsmaßnahmen eine Vielzahl an dezentralen Erzeugungsanlagen ins Netz integrieren zu können. Das wesentliche Ergebnis ist, dass der Spielraum am Spannungsband, der durch die innovativen Spannungsregelungskonzepte gewonnen werden kann, eine erhebliche Steigerung der integrierbaren Dichte an dezentrale Erzeugungsanlagen ermöglicht (von ca. 60 % auf 90 % der Starklast in einem der drei betrachteten Netze). Dies bedeutet, dass neben konventionellen Maßnahmen zur Netzintegration dezentraler Erzeugeranlagen auch neue, „aktivere“ Methoden technisch realisierbar und im Vergleich zu konventionellen Netzverstärkungsmaßnahmen wirtschaftlich konkurrenzfähig sind (vgl. Abbildung 1). In den betrachteten Netzabschnitten ist auf Basis der Simulationen eine Reduktion der Kosten für die Netzintegration der Erzeugungsanlagen von 30% bis 85% gegenüber dem Referenzszenario Leitungsverstärkung möglich.

Jede der gezeigten Varianten, auch wenn sie in den Beschreibungen aus technischer Sicht vorerst logisch erscheinen mögen, bedeutet ausgehend von der derzeitigen Netzbetriebsweise und den Rahmenbedingungen für den Netz- und auch den Anlagenbetreiber eine große Neuerung. Infolge der vielversprechenden Projektergebnisse besteht vor allem seitens der Netzbetreiber das Bestreben einer Umsetzung der Projektergebnisse unter Einbindung der Erzeugungsanlagen in den betrachteten Netzabschnitten.

In den Simulationen haben sich die beiden Regelungskonzepte „Koordinierte Spannungsregelung“ und „Fernregelung“ sehr wirkungsvoll erwiesen. Daher werden besonders diese beiden Konzepte in Zukunft weiterverfolgt.

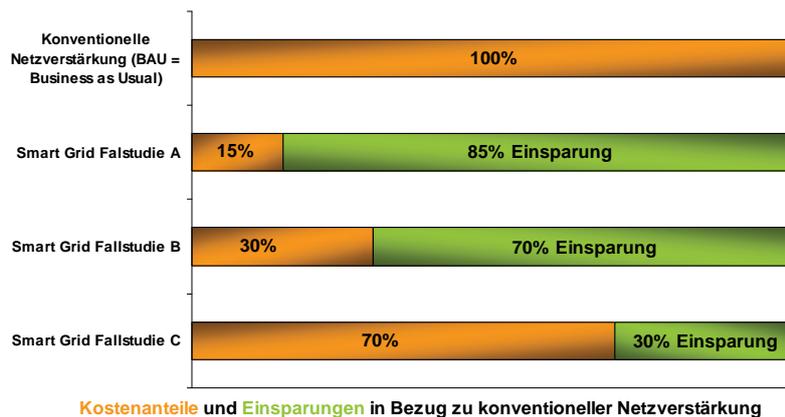


Abbildung 1: Kostenanteile und Einsparungen in Bezug zu konventioneller Netzverstärkung in den drei betrachteten Netzabschnitten am Beispiel „Koordinierte Spannungsregelung“

Die im Rahmen des Projekts entwickelte Methode der Spannungsbandeinschränkung macht eine Demonstration und Validierung der Funktion der verschiedenen Regelungskonzepte zu deutlich geringeren Kosten möglich, da keine zusätzlichen Erzeugungsanlagen im Netz integriert werden müssen. Für jeden Netzabschnitt wurde ermittelt um wie viel das Spannungsband eingeschränkt werden müsste damit die Notwendigkeit einer Spannungsregelung mittels der entwickelten Konzepte „Fernregelung“ und „koordinierte Spannungsregelung“ bedingt wird.

Die Kosten für den Einsatz der Regelungskonzepte in einem Demonstrationsbetrieb (ohne Berücksichtigung der Personal- und Engineeringkosten), liegen je Netzabschnitt, abhängig von der Laufzeit und Synergien zu anderen Projekten im Bereich von:

- Koordinierte Spannungsregelung: ca. 150 k€ - 400 k€
- Fernregelung: ca. 106 k€ - 288 k€

1 Einleitung

1.1 Hintergrund und Vorarbeiten

Energiepolitischer Hintergrund

Der Deregulierungsprozess im europäischen Energiemarkt führte auch in Österreich, durch den nunmehr freien Zugang zu Stromverteilnetzen und entsprechenden tariflichen Netzbedingungen, zu großen Veränderungen für alle Akteure die in diesem Markt auftreten.

Durch das Ziel der europäischen Energiepolitik verstärkt erneuerbare Energieträger zu nutzen, kommt es bereits heute, und wird es besonders aber in Zukunft noch verstärkt zu einer dezentral ausgerichteten Stromerzeugung kommen. Europäisches Ziel ist es die wachsende Importabhängigkeit bei Primärenergieträgern in der Europäischen Union zu verringern und die Verpflichtungen aus dem Kyoto-Protokoll zur Senkung der Treibhausgasemissionen zu erfüllen.

Nach heutigen Prognosen wird die Abhängigkeit der Europäischen Union von der externen Versorgung mit Energieträgern von derzeit ca. 50% auf bis zu 70% bis 2030 steigen. Auch die europäische Stromerzeugung basiert aktuell großteils auf den begrenzt in Europa verfügbaren Primärenergieträgern Erdöl, Gas und Kohle (ca. 55% im UCTE Erzeugungsraum). Damit ist langfristig die Versorgungssicherheit in Europa und damit auch in Österreich gefährdet.

Die EU will angesichts des Klimaschutzes sowie der drohenden größeren Importabhängigkeit von Öl und Gas den Anteil erneuerbarer Energien am Gesamtenergiemix von derzeit weniger als 7% auf 20% im Jahr 2020 erhöhen.³

Die EU arbeitet dazu konkretisierend an der Verabschiedung verbindlicher nationaler Richtvorgaben für den Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen (Elektrizität, Biokraftstoffe, Wärme- und Kälteerzeugung) am Endenergieverbrauch im Jahr 2020. Darin ist vorgesehen, dass der Anteil in Österreich von 23,3 % im Jahr 2005 bis auf 34% im Jahr 2020 angehoben werden muss⁴

Dies führt zu einem vermehrten Einsatz von Anlagen mit regenerativen Primärenergiequellen mit Standorten die in der Nähe des Primärenergieträgers und in der Nähe der Verbrauchereinrichtungen liegen. Ein wesentlicher Vorteil von dezentralen Erzeugungsanlagen ist die höhere Flexibilität und Modularität. Für die Einzelanlage folgen daraus kurze Planungszeiträume, schnelle Genehmigungen sowie eine des Anlagenplaners kurze Planungszeiträume und schnelle Genehmigungsverfahren. Durch eine Vielzahl von dezentralen Anlagen kann in Summe auch die Versorgungssicherheit gesteigert werden.

³ Mitteilung der Kommission an den Rat und das europäische Parlament: Fahrplan für erneuerbare Energien KOM(2006) 848

⁴ Vorschlag für eine Richtlinie des europäischen Parlamentes und des Rates zur Förderung von Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen vom 23.01.2008 - KOM(2008) 30 endgültig – Anhang 1, Seite 47

Delphi Studie⁵ zur Zukunft der Energieversorgung

In der EURENDEL Delphi Studie [1] wurde die zukünftige Entwicklung im Energiesektor abgeschätzt. In dieser europaweiten Studie wurden über 3400 Energieexperten aus 48 Ländern eingeladen daran teilzunehmen. Eine Beteiligungsrate von 20% gewährleistet, dass die Studie repräsentativ ist. Ziel war es eine Aussage über die erwarteten langfristigen Entwicklungen von Energietechnologien bis 2030 zu erhalten. Im Rahmen der Studie wurden die Teilnehmer gebeten den Einfluss ihrer Aussagen und Erwartungen auf die Gebiete Wohlfahrtsentwicklung, Umwelt, Lebensqualität und Versorgungssicherheit zu bewerten. Ein auf einem Index basierende Berechnung der Einflüsse erlaubt einen Vergleich zwischen den technologischen Entwicklungen (siehe Abbildung 2).

Es wird von den Experten unter allen analysierten Rahmenbedingungen ein stetig steigender Anteil von dezentraler Stromerzeugung mit dem Vorteil eines Beitrags zur Steigerung der Versorgungssicherheit erwartet. Die Forschung muss spezifisch auf die Entwicklung von kleinen Anlagen, welche lokale erneuerbare Energiequellen nutzen und Niederspannungsnetze stabiler machen, gerichtet werden.

Es besteht Einigung darüber, dass sich der Trend in Richtung einer mehr und mehr dezentralisierten Elektrizitätsversorgung fortsetzen wird. Bis 2020 wird ein Anteil an Dezentraler Erzeugung von 30% erwartet.

Ein Anteil von 25% Erneuerbaren an Europas gesamten Energieverbrauch wird für die vier betrachteten Gebiete der Studie (Wohlfahrtsschaffung, Umwelt, Lebensqualität und Sicherheit der Versorgung) am vorteilhaftesten betrachtet. Neben dem positiven Effekt für die Umwelt wurde von den Experten vor allem der Beitrag zur Versorgungssicherheit hervorgehoben.

⁵ Quelle: http://www.izt.de/pdfs/eurendel/results/eurendel_final.pdf, Stand 23. Mai 2008

Impact Ratings of Delphi Statements

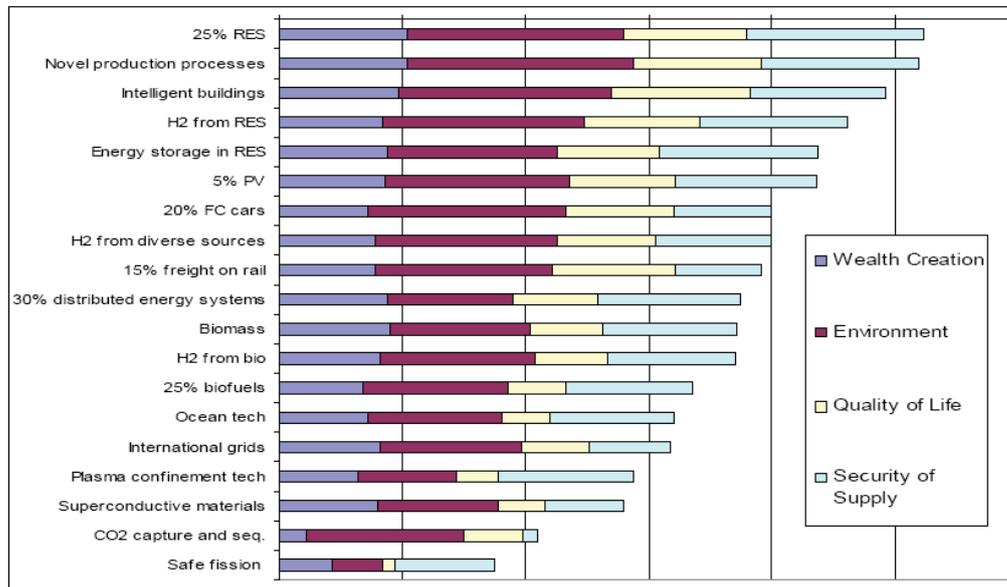


Abbildung 2: Erwartete Technologische Entwicklungen in der Delphi Studie und Einfluss auf die vier betrachteten Gebiete (Quelle: EurEnDel Delphi 2004, S.34)

Basierend auf den obigen Ausführungen ist davon auszugehen, dass der Anteil an dezentralen Energieerzeugungsanlagen europaweit deutlich steigen wird. Diese Entwicklung stellt das bestehende Stromversorgungssystem und durch die Standorte der dezentralen Anlagen, in der Nähe zum Verbraucher, in besonderem Maße die Verteilnetze vor völlig neue technologische und organisatorische Anforderungen.

Die Rolle der Netzbetreiber:

Durch den starken Kostendruck im liberalisierten Markt (z.B. derzeitiges Benchmarking der Kosten der einzelnen Netzbetreiber im Zuge des Netzregulierungsverfahrens), ist es für Netzbetreiber derzeit kaum möglich Zeit und vor allem auch Kapital in strategische Innovationstätigkeiten zu investieren. Weitere strategische Innovationstätigkeiten sind jedoch notwendig, um den dezentralen Energieeinspeisern (samt den Wirtschaftsbetrieben, die diese Technologien erzeugen und weiterentwickeln) den Zugang zu den bestehenden Netzen in großer Zahl ermöglichen zu können, ohne jedoch netztechnische Probleme bzw. qualitative Einbußen in der Stromversorgung hinnehmen zu müssen. Es bedarf daher besonderer Anreize für die Netzbetreiber in dieser Fragestellung aktiv zu werden, welche ihm Rahmen der Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“ ermöglicht wird.

Im Unterschied zu reinen Studienarbeiten wurde beim Projekt DG DemoNetz – Konzept eine detaillierte Umsetzungsprojektierung durchgeführt, um die tatsächliche („hardware-mässige“) Realisierung (dezentral dominierter) Netzabschnitte umsetzen zu können, was die am Projekt teilnehmenden Netzbetreiber technologisch, organisatorisch und wirtschaftlich jedenfalls vor außergewöhnlich hohe Anforderungen stellte.

Das Ziel ist durch das Projekt auch die gesamte österreichische Elektrizitätswirtschaft zu Bemühungen in Richtung einer stärker dezentralen und nachhaltigen Elektrizitätsversorgung zu motivieren, indem die Machbarkeit eines aktiven Netzbetriebes praktisch demonstriert wird.

Nur durch ein frühzeitiges Einsteigen der heimischen Energiewirtschaft in diesen internationalen Trend kann auch eine Technologie-Vorreiterschaft für Österreichische Firmen und der damit verbundenen nationalen Wertschöpfung, ermöglicht werden.

Grundlegende Systemfragen

Die derzeitigen Stromversorgungsnetze wurden im Wesentlichen basierend auf einer zentralen Versorgung durch Großkraftwerke, die auf der Hoch- und Höchstspannungsebene einspeisen, konzipiert. Eine zunehmende Dichte an dezentralen Erzeugungsanlagen, die auch in die unteren Spannungsebenen der Verteilnetze (d.h. Niederspannungs- bzw. Mittelspannungsebene) einspeisen, führt dazu, dass aus dem ursprünglich unidirektionalen Energiefluss ein bidirektionaler wird (siehe Abbildung 3).

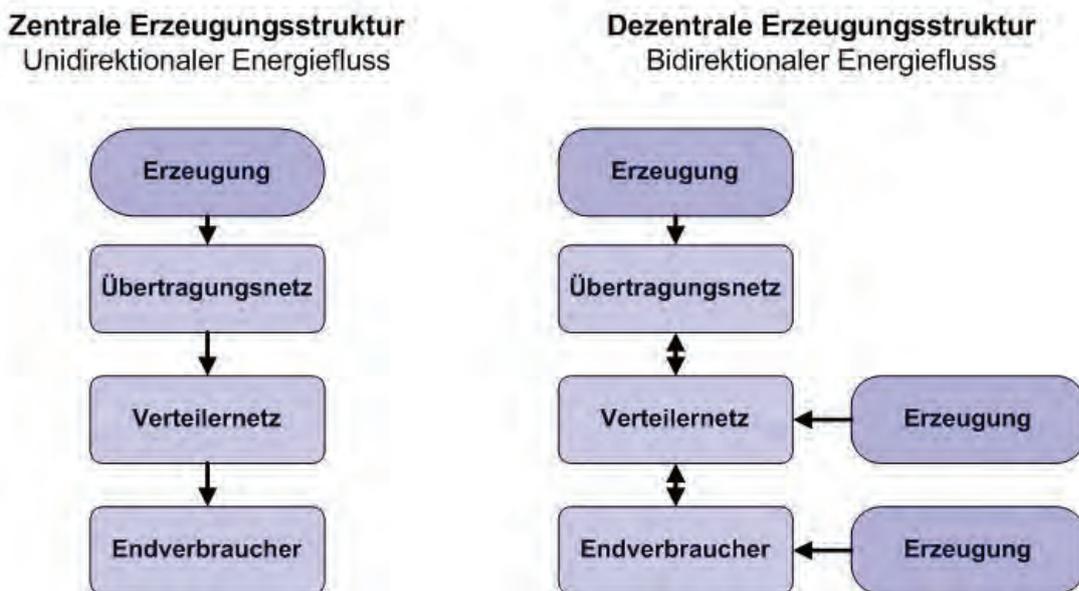


Abbildung 3: Übergang von zentraler auf dezentrale Erzeugungsstruktur

In Abbildung 4 ist der fortschreitenden Strukturwandel hin zu dezentralen Strukturen in den Stromversorgungsnetzen, unter Einbindung der Möglichkeiten der Informations- und Kommunikationstechnologien, schematisch dargestellt.

Die Verwendung von Informations- und Kommunikationstechnologie hat überhaupt erst die Liberalisierung im Elektrizitätsbereich möglich gemacht und spielt auch in der fortschreitenden Dezentralisierung der Elektrizitätserzeugung eine entscheidende Rolle.

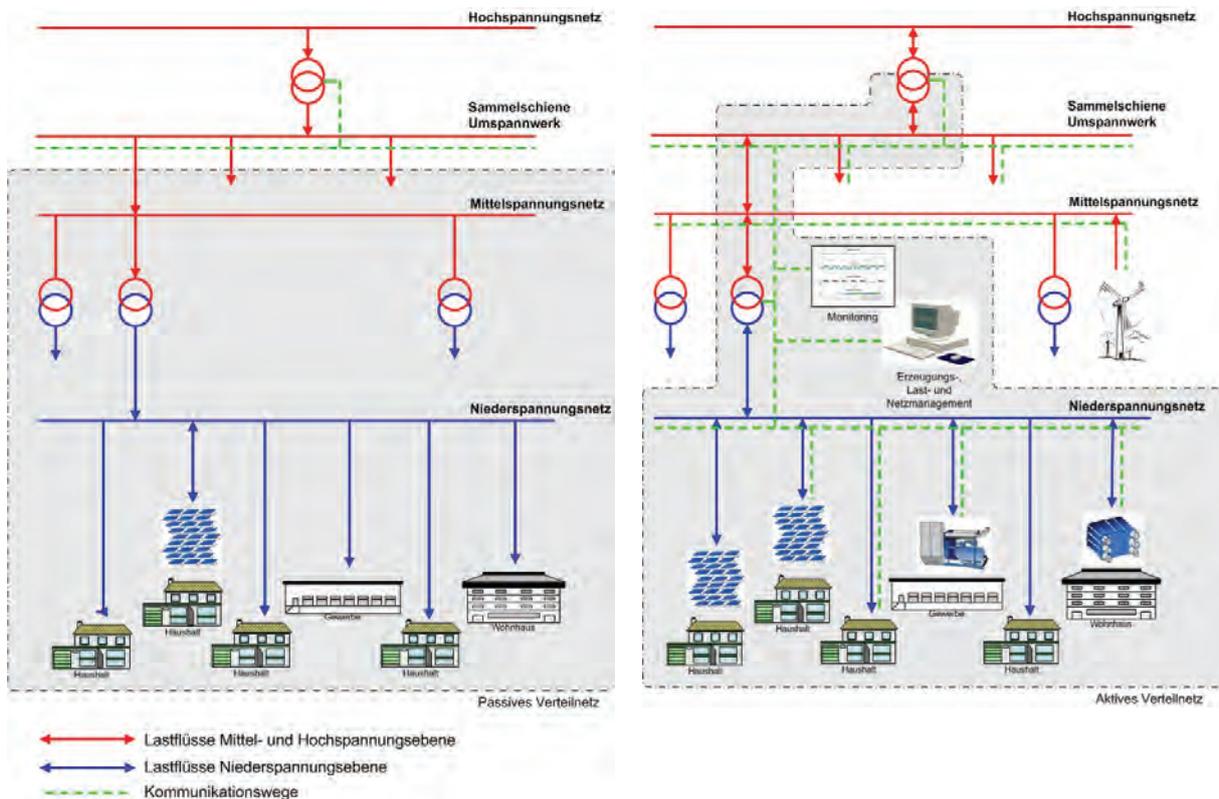


Abbildung 4: Strukturwandel in Stromversorgungsnetzen

Mit zunehmender Dichte an dezentraler Erzeugung treten grundlegende Systemfragen wie Netzmanagement, Kapazitätsplanung, Stabilität, Schutzstrategien und auch die Versorgungsqualität (auch als Power Quality – PQ bezeichnet) massiv in den Vordergrund.

Die wachsende Zahl kleiner Stromerzeugungsanlagen, die dezentral in Niederspannungs- und Mittelspannungsnetze einspeisen, und deren erwarteter Einfluss auf das Stromversorgungssystem haben dazu geführt, dass die verursachten Veränderungen für den Netzbetrieb auch international immer mehr zum Thema werden. Inwieweit der Netzbetrieb nun durch die dezentrale Einspeisung beeinflusst wird, ist derzeit der Hintergrund mehrerer Europäischer Projekte im Energiebereich (z.B. DGFACTS, DISPOWER, DGNET, SOLID-DER).

Im Rahmen des „Energiesysteme der Zukunft“ Projektes „EE+PQ⁶“ (2004-2005) wurde als bedeutendste Systemgrenze bei der Anbindung von dezentralen Einspeisern, beim derzeit üblichen Netzbetrieb, die Spannungsanhebung, die durch die zusätzliche Leistungseinspeisung verursacht wird, identifiziert. Als Maßnahme dagegen wird im Allgemeinen eine Leistungsbegrenzung der Einspeiser oder eine Erhöhung der Kurzschlussleistung durch eine Netzverstärkung im Anschlusspunkt bzw., durch Wahl eines Anschlusspunktes mit höherer Kurzschlussleistung gesetzt. Diese Maßnahmen sind jedoch nicht wirklich innovativ und be-

⁶ Bründlinger R., Brunner H., 2006, Verbesserung der Versorgungsqualität in Netzen mit dezentraler Stromspeisung aus erneuerbaren Energieträgern, BMVIT, Berichte aus Energie- und Umweltforschung 48/2006

schränken die mögliche Einspeiseleistung bzw. sind mit hohen Kosten verbunden. Die zusätzlichen Kosten für eine Netzverstärkung führen bei vielen Projekten zum Scheitern.

Nachdem die von dezentraler Einspeisung verursachten Auswirkungen identifiziert wurden, ist der nächste logische Schritt, die notwendigen Veränderungen des Elektrizitätssystems in Theorie und praktischer Demonstration zu designen. Der derzeitige Ansatzpunkt die dezentrale Energie-Einspeisung als negative Last zu betrachten und die damit resultierende „fit&forget“ Philosophie ist weder für Netzbetreiber noch für Anlagenbetreiber eine zukunftsfähige Lösung.

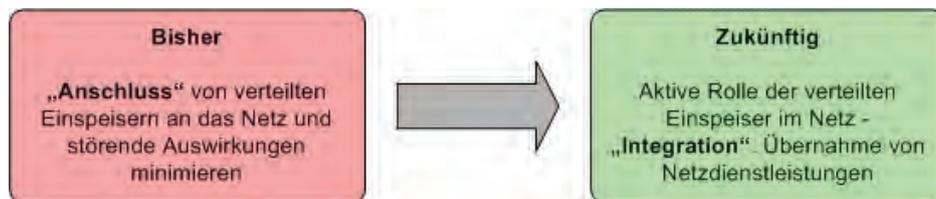


Abbildung 5: Veränderung der Rolle von dezentralen Einspeisern

Die aktive Integration von dezentralen Energieerzeugern in bestehende Verteilnetze ist bereits seit einiger Zeit Inhalt zahlreicher wissenschaftlicher Untersuchungen, bleibt jedoch nahezu ausschließlich auf der theoretischen Ebene. Für das allgemeine Verständnis und für die Akzeptanz einer aktiven Integration von DG unter allen beteiligten Akteuren, sowie dem Abbau von Vorbehalten gegenüber theoretischen Lösungsansätzen ist es notwendig einen aktiven Verteilnetzbetrieb im realen Verhalten zu demonstrieren.

Praktische Realisierung von Netzabschnitten

Die wenigen internationalen Demonstrationsprojekte (z.B. Deutschland: Stutensee „Am Steinweg“, Karlsruhe Projekt Edison) haben ihr Hauptaugenmerk nicht auf das für Österreich typische Problem der Spannungsanhebung in schwachen ländlichen Netzen mit einem hohen Anteil an DG gelegt.

Im Rahmen von DG DemoNetz-Konzept werden daher für Österreich repräsentative Netzabschnitte (Netztopologie, Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur) für die spätere Umsetzung von Demonstrationsbetrieben mit hoher Dichte an dezentraler Einspeisung ausgesucht. In ausgewählten Netzabschnitten im Niederspannungs- bzw. Mittelspannungsnetz wird die Möglichkeit der Implementierung verschiedener theoretisch erarbeiteter Modellsysteme für einen aktiven Verteilnetzbetrieb mit hoher Dichte an dezentraler Energieerzeugung untersucht und die Umsetzung geplant.

Dabei sind neben den zu treffenden technischen Maßnahmen vor allem auch die organisatorischen Maßnahmen von großer Bedeutung.

Die Umsetzung des im Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz geforderten Unbundling, also die wirtschaftliche und organisatorische Trennung von Erzeugung und Strom-

handel, Übertragung und Verteilung führt zu einer zusätzlichen Herausforderung für das Elektrizitätsversorgungssystem.

Das System bildet grundsätzlich eine physikalische Einheit aus Erzeugung, Übertragung und Verteilung. Eine Optimierung jedes einzelnen dieser drei Bereiche unabhängig von einander ist nicht gleichbedeutend mit einer Optimierung des Gesamtsystems. Vor allem in Verteilnetzen mit dezentraler Energieerzeugung besteht unter den derzeitigen Rahmenbedingungen ein Konfliktpotential zwischen den Interessen und gesetzlichen Vorgaben von Verteilnetzbetreibern und denen der Anlagenbetreiber (Erzeuger). Durch den vom Regulator vorgegebenen Druck die Kosten im Netz zu minimieren und die Versorgungsqualität trotzdem aufrecht zu erhalten, wird der zusätzliche Zeit- und damit Kostenaufwand für die Anschlussbeurteilung von den Netzbetreibern als zusätzliche Belastung betrachtet. Die Anlagenbetreiber hingegen wollen mit möglichst hohen Leistungen, ohne jegliche Beschränkungen, einspeisen. In diesem Prozess bedarf es daher einerseits Kompromisse, andererseits aber im speziellen die Erarbeitung und Demonstration innovativer Lösungen. Das Ziel dieser, zu Beginn der breiteren Implementierung mit hohem Aufwand verbundenen, innovativen Lösungen ist, schlussendlich den energie- und wirtschaftspolitischen Vorgaben bestmöglich zu entsprechen sowie für alle direkt beteiligten Akteure Vorteile aus der veränderten Situation zu generieren.

Aufgrund des großen technischen aber auch organisatorischen Aufwandes und der fehlenden Rahmenbedingungen für einen aktiven Verteilnetzbetrieb werden derzeit nur sehr wenige innovative Lösungsansätze in die Praxis umgesetzt. Durch die zeitintensive Planung die für eine Umsetzung in dem vorgesehenen Demonstrationsbetrieb notwendig ist, entstehen beträchtliche Kostenfaktoren für die Beteiligten.

Für die Schaffung der Voraussetzungen für die Demonstration eines aktiven Netzbetriebes ist jedoch eine grundlegende technische, wirtschaftliche und organisatorische Planung im Rahmen eines Projekts, wie DG DemoNetz-Konzept, notwendig. Damit wird ein entscheidender Schritt in Richtung eines innovativen Verteilnetzbetriebes mit der Integration von dezentralen Energieerzeugern vorwiegend auf Basis erneuerbarer Energietechnologien in Österreich getätigt.

1.2 Schwerpunkte der Arbeit

Der Schwerpunkt von DG DemoNetz - Konzept liegt bei Fragestellungen der Stromeinspeisung von Dezentralen Energieerzeugungsanlagen. Die Nutzung der Abwärme von dezentralen Stromerzeugungsanlagen auf Basis thermischer Prozesse (z.B.: Biogas-, oder Biomasse-Kraft-Wärme-Kopplungen) wird im Rahmen des Projektes nicht untersucht. Im Rahmen der wirtschaftlichen Umsetzungsplanung ist die Notwendigkeit der Nutzung der Abwärme allerdings als Voraussetzung indirekt impliziert. Im Normalfall ist sogar zu erwarten, dass im Projekt die Kraft-Wärme-Kopplung Anlagen, aus wirtschaftlichen Gründen großteils wärmegeführt betrieben werden und dieser Einfluss auf das Stromerzeugungsprofil berücksichtigt werden muss.

Die Hauptziele des Projektes DG DemoNetz - Konzept sind daher

- i.) für Österreich typische und repräsentative Netzabschnitte (Netztopologie, Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur) für die praktische Umsetzung von Demonstrationsnetzen mit hoher Dichte an dezentraler Einspeisung auszuwählen und
- ii.) in diesen Netzabschnitten im Niederspannungs- bzw. Mittelspannungsnetz, die Möglichkeit der Implementierung verschiedener erarbeiteter Modellsysteme für einen aktiven Verteilnetzbetrieb mit hoher Dichte an dezentraler Energieerzeugung (Stufenmodell „DG Integration“) zu untersuchen und die technische, organisatorische und wirtschaftliche Umsetzung zu projektieren.

Damit wird demonstriert wie ein aktiver Verteilnetzbetrieb als Modell für zukünftige in Österreich zu findende Netzstrukturen auf Basis innovativer Lösungen realisiert werden kann.

Derzeit werden solche Lösungen zwar vielfach theoretisch analysiert (z.B. Manchester Centre of Electrical Energy: Integration of operation of embedded generation and distribution network, UMOST, MCEE, final report 2002; Universität Kassel, ISET, SMA: Grid Control with Renewable Energy Sources, final report 2001), jedoch nur vereinzelt und partiell praktisch umgesetzt. Die spätere praktische Demonstration der Machbarkeit solcher Lösungsansätze in Demonstrationsprojekten, wie dem vorliegenden DG DemoNetz - Konzept, unter aktiver Mitarbeit der Verteilnetzbetreiber, ist daher von zentraler Bedeutung, um die Voraussetzung für eine verbreitete Anwendung zu schaffen sowie bestehende Barrieren abzubauen.

Weitere relevante Ziele des Konzeptionsprojekts DG DemoNetz - Konzept sind:

- Untersuchung und Bewertung von internationalen Projekten und theoretischen Forschungsansätzen als Basis für die Definition möglicher Modellsysteme, die in Netzabschnitten umgesetzt werden.
- Erstellen der für den Aufbau der Demonstrationsnetze notwendigen organisatorischen und technischen Planungsgrundlagen in einem allgemein gehaltenen Leitfaden (für alle Österreich relevanten Player von Interesse) und in einem für das Projekt spezifischen Anforderungskatalog.
- Auswahl der, für Demonstrationsnetze und die Implementierung der Modellsysteme, am besten geeigneten Netzabschnitte
- Projektierung der Demonstrationsnetze unter Berücksichtigung der technischen, wirtschaftlichen und rechtlichen Aspekte
- Aufbau einer Kooperationsbasis zwischen Anlagen-, Netzbetreibern und Verbraucher als Basis für die spätere Implementierung eines Erzeugungs-, Netz und Lastmanagementsystems sowie allen weiteren für ein Demonstrationsnetz notwendigen Akteuren (Anlagenhersteller, Hersteller von Kommunikations- und Monitoringsystemen, Erzeugungs-, Netz und Lastmanagementsystemen, öffentliche Stellen....)

Im Rahmen der Suche nach den idealen Standorten und vor allem bei der späteren Umsetzung werden alle lokalen und regionalen Akteure im Verteilnetz (relevante Anlagenbetreiber und Verbraucher, Entscheidungsträger, Behörden, etc...) in das Projekt miteinbezogen. Dies geschieht im Rahmen der lokalen Projektentwicklung durch Kontaktaufnahme und Informati-

onsbereitstellung des Projektleiters mit Unterstützung der lokalen Netzbetreiber, Institut für Computertechnik und der Energy Economics Group der TU Wien.

1.3 Einpassung in die Programmlinie Energiesysteme der Zukunft

Mit dem Projekt DG DemoNetz - Konzept wird ein wichtiger Schritt hin zu einer optimalen Integration dezentraler Stromeinspeiser in das Verteilnetzsystem der österreichischen Stromversorgung, unter Ausnutzung aller Möglichkeiten, welche diese Anlagen für die Unterstützung eines aktiven Netzbetriebes bieten, gesetzt. Es wird analysiert, welche Möglichkeiten, Auswirkungen und Begrenzungen bei einem Verteilnetzbetrieb mit Einspeisern und Verbrauchern, die aktiv in den Netzbetrieb eingebunden sind, bestehen, um die Versorgungssicherheit und -qualität in Verteilnetzen auch zukünftig zu gewährleisten. Besonderes Augenmerk wird im Rahmen von DG-DemoNetz-Konzept auf die Integration von Energieerzeugung auf Basis in Österreich bzw. regional verfügbarer erneuerbarer Primärenergieträger gelegt.

Die vorrangig betrachteten Energieträger sind Wasserkraft, Biomasse, Photovoltaik und Wind. Dabei handelt es sich um regenerative Energieträger deren Integration in elektrische Netze einen wesentlichen Beitrag zu Senkung der CO₂-Emissionen im Elektrizitätssektor leisten kann.

Die Vorteile moderner Mess-, Steuer- und Managementsysteme für die optimale Ausnutzung der bestehenden Infrastruktur unter Berücksichtigung von Qualitäts- und Effizienzzielen für das derzeitige und zukünftige System werden demonstriert.

Durch DG DemoNetz - Konzept werden Auswirkungen und Anforderungen für Netzbetreiber und Anlagenbetreiber durch einen weiteren Ausbau von dezentraler Energieerzeugung basierend auf erneuerbaren Energieträgern mit möglichst geringen zusätzlichen Investitionen aufgezeigt. Das Demonstrationsprojekt wird daher eine Art „best practice“ und ein erster Schritt für die breite Umsetzung einer hohen Dichte an dezentraler Stromeinspeisung darstellen.

Mit der praktischen Demonstration und der Analyse eines aktiven Netzbetriebes mit einer hohen Dichte an dezentraler Stromeinspeisung wird Österreich zu einem der europäischen Vorreiter und Know-how-Träger, wenn es um Fragestellungen der Einbindung dezentraler Stromerzeuger in bestehende Netze und der damit verbundenen Adaption des Betriebes der Verteilnetze geht.

1.4 Gliederung des Berichts

Der Bericht gliedert sich entsprechend der Hinweise zur Berichtlegung und projektbezogenen Öffentlichkeitsarbeit⁷ des Impulsprogramms Nachhaltig Wirtschaftens folgendermaßen.

⁷ **Hinweis zur Berichtslegung und projektbezogenen Öffentlichkeitsarbeit**, Für Projekte im Rahmen der Programmlinie Nachhaltig Wirtschaften, Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, Forschungsförderungsgesellschaft, Februar 2008, Wien

Im ersten Schritt werden die wesentlichen Ziele des Projekts DG DemoNetz-Konzept dargestellt. Als zweites wird die der Arbeit zugrunde liegende Methodik präsentiert und der Stand der Technik sowie der Innovationsgehalt des Projektes erörtert. Als wesentlicher Teil des Berichts werden im dritten Schritt die Projektinhalte und Projektergebnisse im Detail dargestellt. Im vierten Schritt wird der Beitrag des Projekts DG DemoNetz-Konzept zur Programmlinie Energiesysteme der Zukunft diskutiert. Im fünften Schritt werden die wesentlichen Schlussfolgerungen präsentiert und es wird ein Ausblick auf die weiteren Vorhaben gegeben. Abschließend erfolgt eine Darstellung der im Rahmen des Projekts durchgeführten Disseminierungsaktivitäten.

2 Projektziele

Die Hauptziele des Projektes DG DemoNetz - Konzept sind daher

- i.) für Österreich typische und repräsentative Netzabschnitte (Netztopologie, Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur) für die praktische Umsetzung von Demonstrationsnetzen mit hoher Dichte an dezentraler Einspeisung auszuwählen und
- ii.) in diesen Netzabschnitten im Niederspannungs- bzw. Mittelspannungsnetz, die Möglichkeit der Implementierung verschiedener erarbeiteter Modellsysteme für einen aktiven Verteilnetzbetrieb mit hoher Dichte an dezentraler Energieerzeugung (Stufenmodell „DG Integration“) zu untersuchen und die technische, organisatorische und wirtschaftliche Umsetzung zu projektieren.

Damit wird demonstriert wie ein aktiver Verteilnetzbetrieb als Modell für zukünftige in Österreich zu findende Netzstrukturen auf Basis innovativer Lösungen realisiert werden kann.

Weitere relevante Ziele des Konzeptionsprojektes DG DemoNetz - Konzept sind:

- Untersuchung und Bewertung von internationalen Projekten und theoretischen Forschungsansätzen als Basis für die Definition möglicher Modellsysteme, die in Netzabschnitten umgesetzt werden.
- Erstellen der für den Aufbau der Demonstrationsnetze notwendigen organisatorischen und technischen Planungsgrundlagen in einem allgemein gehaltenen Leitfaden (für alle Österreich relevanten Player von Interesse) und in einem für das Projekt spezifischen Anforderungskatalog.
- Auswahl der, für Demonstrationsnetze und die Implementierung der Modellsysteme, am besten geeigneten Netzabschnitte
- Projektierung der Demonstrationsnetze unter Berücksichtigung der technischen, wirtschaftlichen und rechtlichen Aspekte
- Aufbau einer Kooperationsbasis zwischen Anlagen-, Netzbetreibern und Verbraucher als Basis für die spätere Implementierung eines Erzeugungs-, Netz und Lastmanagementsystems sowie allen weiteren für ein Demonstrationsnetz notwendigen Akteuren (Anlagenhersteller, Hersteller von Kommunikations- und Monitoringsystemen, Erzeugungs-, Netz und Lastmanagementsystemen, öffentliche Stellen....)

Im Zuge des Projektverlaufs konnten alle angegebenen Ziele erreicht werden. Die Untersuchung und Analyse internationaler Projekte, sowie die Erfahrungen des Projektkonsortiums (siehe Kapitel 4.1) waren die Basis für die Entwicklung unterschiedlicher Modellsysteme (vgl. Spannungsregelungskonzepte in Kapitel 4.2. Anhand der im Zuge des Projektes ausgewählten drei Netzabschnitten war es möglich zu zeigen, dass die für das Mittelspannungsnetz eine hohe Dichte an dezentralen Energieerzeugern basierend auf erneuerbaren Energieträgern im Netz integrieren werden kann. Im Zuge des Projektes hat sich herausgestellt, dass die Datenbasis für die Untersuchungen im Niederspannungsnetz nicht gegeben war. Deshalb wurden die Untersuchungen auf das Mittelspannungsnetz fokussiert.

Die im Zuge der Projektierung (siehe Kapitel 4.6) entwickelte Methode der Spannungsbandeinschränkung ermöglicht eine Demonstration und Validierung der Funktion der verschiedenen Regelungskonzepte zu deutlich geringeren Kosten möglich, da keine zusätzlichen Erzeugungsanlagen im Netz integriert werden müssen. Bei der Projektierung könnten nicht alle Kosten für eine Umsetzung herangezogen werden (Personalkosten und Engineeringkosten), da sich einige Fragestellungen ergeben haben, die aufgrund ihres Aufwands im Zuge des Projektes nicht mehr geklärt werden könnten. Zur Klärung dieser Fragestellungen wurde das Nachfolgeprojekt BAVIS⁸ eingereicht und auch genehmigt.

Die am Projekt beteiligten Netzbetreiber haben durch intensive Diskussionen die lokalen Anlagenbetreiber aktiv in das Projekt mit einbezogen. Die weiteren Zielgruppen sowie internationale Experten waren über den Projektbereich aktiv am Projekt beteiligt (siehe Kapitel 8.2 und 8.3). Die breite Öffentlichkeit und alle für einen aktiven Netzbetrieb notwendigen Akteure, wurden über den veröffentlichten Leitfaden [8] über die Herangehensweise der Planung eines aktiven Verteilnetzbetriebs informiert bzw. im Zuge der drei im Projektverlauf abgehaltenen „Symposien für verteilte Stromerzeugung und intelligente Netze“ eingebunden (vgl Kapitel 8.1). Durch diese Aktivitäten wurde eine nachhaltige Kooperation aller Akteure im Bereich aktiver Verteilnetzbetrieb erreicht.

⁸ Projekt BAVIS - Beitrag zum aktiven Verteilnetzbetrieb durch innovative Spannungsregelung“ im Rahmen des Programms „Energie der Zukunft“ des BMVIT und des BMWA

3 Methodik, Stand der Technik und Innovationsgehalt

Das vorliegende Kapitel legt dar welche Methodik im Projekt DG DemoNetz-Konzept verwendet und auf welche Daten zurückgegriffen wurde. Des Weiteren wird der Stand der Technik und erläutert und der Innovationsgehalt des Projekts dargestellt.

3.1 Methodik und Daten

Die angewandte Methodik wird im Kapitel 3.1.1 allgemein sowie 3.1.2 bis 3.1.5 in Detail erklärt.

3.1.1 Allgemeines

In dem mehrphasigen Konzept erfolgte zu Beginn eine eingehende Recherche und Darstellung der bisher wenigen international umzusetzenden oder umgesetzten Demonstrationsprojekte, und der Erfahrungen der Netzbetreiber.

In der zweiten Phase wurden die in Phase 1 ermittelten Projekte durch das Projektkonsortium hinsichtlich Synergien zum geplanten Projekt DG-DemoNetz analysiert und im Rahmen eines Workshops bewertet. Die Projekte, sowie die Erfahrungen des Projektkonsortiums, bildeten die Basis für die Entwicklung von Modellsystemen zur Spannungsregelung (DG Stufen mit unterschiedlicher Komplexität - Stufenmodell „DG Integration“).

In Phase 3 wurden Umsetzungskonzepte für die Modellsysteme entwickelt. In diesem Schritt wurde untersucht welche technischen, organisatorischen und wirtschaftlichen Voraussetzungen gegeben sein müssen, um die entwickelten Systeme in bestehende Netze implementieren zu können. Insbesondere durch die hohe Komplexität der verschiedenen Lösungsmöglichkeiten erfolgte eine Anpassung der Modellsysteme durch einen iterativen Prozess. Die notwendigen Voraussetzungen wurden in einem allgemein gehaltenen Leitfaden und in einem für das Projekt spezifischen Anforderungskatalog zusammengestellt.

Basierend auf diesem Anforderungskatalog werden in der vierten und letzten Projektphase geeignete Netzabschnitte im Detail analysiert. Anschließend erfolgt eine detaillierte Projektierung der konkreten Umsetzung an den einzelnen Standorten.

In den Phasen 2 bis 4 werden relevante Interessensvertreter (z.B. Anlagenbetreiber, VKI, Universitäten, E-Control, Ministerium etc.), welche bisher nicht direkt in das Projektteam mit eingebunden sind, jedoch für eine Akzeptanz und Verbreitung der Ergebnisse relevant sind, mittels Beirat in das Projekt integriert. Beiräte erhalten die Möglichkeit vor wichtigen Meilensteinen (Erstellung Stufenmodell, Leitfaden, Endbericht) Inputs und Anmerkungen zu liefern.

Die vier Phasen des Projektes DG DemoNetz - Konzept sind in Abbildung 6 dargestellt:

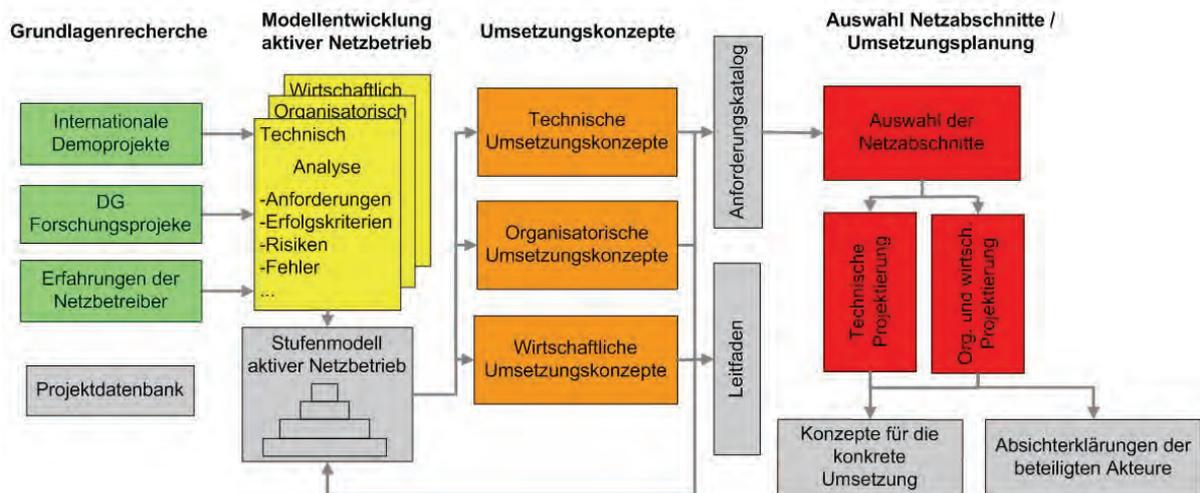


Abbildung 6: Angewandte Methodik im Detail

3.1.2 Phase 1: Grundlagenrecherche

Im ersten Schritt der Grundlagenrecherche erfolgte die detaillierte Zusammenfassung von Erfahrungen bei bisherigen Problemlösungen und Ideen bezüglich eines aktiven Netzbetriebs der Netzbetreiber des Projektkonsortiums. Sie fassen ihre Erfahrungen und Ideen durch Beantwortung eines gemeinsam ausgearbeiteten Fragebogens (siehe Anhang) zusammen. Durch die Beantwortung eines einheitlichen Fragebogens kann gewährleistet werden, dass die Erfahrungen der Netzbetreiber vergleichbar sind.

Der Fragebogen gliedert sich in die drei Themenbereiche:

- Energietechnik
- Kommunikationstechnik
- Wirtschaftliche, Legislative und Organisatorische Fragestellungen

Im zweiten Schritt erfolgte eine die detaillierte Zusammenfassung und Evaluierung von Erfahrungen bei bisherigen Problemlösungen und Ideen bezüglich eines aktiven Netzbetriebes aus i.) bereits existierenden theoretischen Forschungsprojekten und ii.) Umfang und Erfahrungen von, in und mit existierenden Demonstrationsprojekten. Als Basis wurde eine im Projekt erarbeitete Projektdatenbank, mit einer Auflistung und Kurzbeschreibung von 114 Projekten herangezogen. Aus dieser Datenbank wurde 20 Projekte für eine detaillierte Evaluierung herangezogen. Entscheidend für die Auswahl der 20 Projekte waren die Relevanz der behandelten Thematik und Inhalte für das Projekt „DG DemoNetz-Konzept“, sowie die Verfügbarkeit von entsprechenden Informationen und Berichten.

3.1.3 Phase 2: Modellentwicklung für einen aktiven Verteilnetzbetrieb

Auf Basis der im Phase 1 erreichten Ergebnisse und Erfahrungen wurden vom Projektconsortium Modellsysteme mit unterschiedlicher Komplexität und steigendem Anteil an DG Integration (Stufenmodell) entwickelt und in einem iterativen Prozess adaptiert.

Die Methodik für die Entwicklung der Modellsysteme (Spannungsregelungskonzepte) ergänzt mit der Detailplanung des Einsatzes ist in Abbildung 7 als Ablaufdiagramm dargestellt.

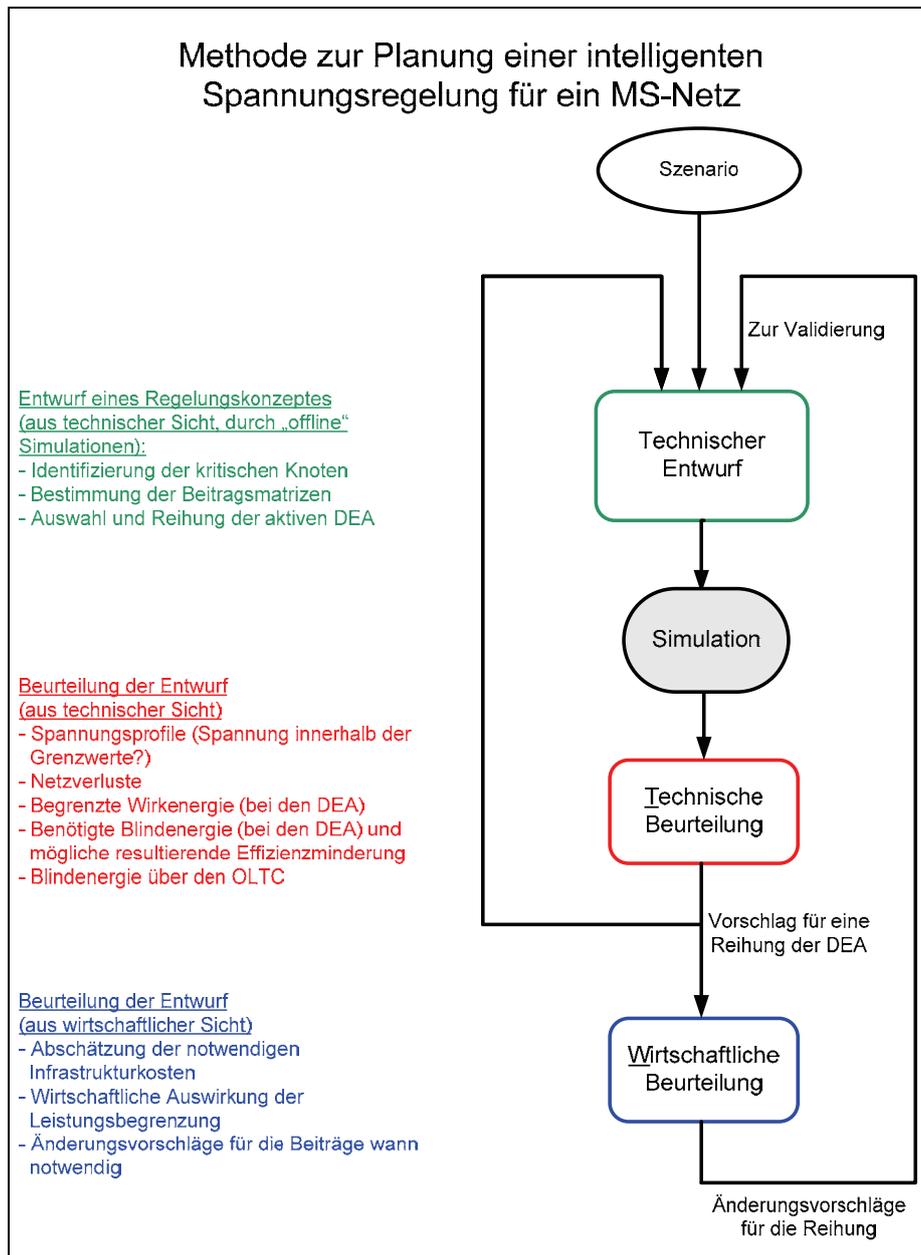


Abbildung 7: Methodik zur Entwicklung der Spannungsregelungskonzepte im Rahmen des Projekts DG DemoNetz-Konzept

3.1.4 Phase 3: Umsetzungskonzepte

Parallel zu der Entwicklung des Stufenmodells wurde in Phase 3 erarbeitet, welche technischen, organisatorischen und wirtschaftlichen Voraussetzungen gegeben sein müssen, um die erarbeiteten Modellsysteme in bestehende Netze zu implementieren. Um eine Verbesserung der Algorithmen und Automatisierung des komplexen Stufenmodells zu erreichen, erwies sich ein iterativer Prozess zur Anpassung des Stufenmodells als notwendig und sinnvoll. Diese Automatisierung und Verbesserung der Algorithmen ermöglicht insbesondere die leichtere Adaptierung der Analysen auf andere (zukünftige) Verteilernetze und die Durchführung der Projektierung (Phase 4) in einer kürzeren Zeit.

Folgende Arbeitsschritte erfolgten in Phase 3:

- Erarbeitung technischer Umsetzungsstrategien durch Analyse von vorgeschlagenen Lösungsansätzen mittels Simulation von Netzabschnitten mit Modellcharakter für potentielle aktive Netzbetriebsaspekte in Österreich
- Erarbeitung wirtschaftlicher Umsetzungsstrategien durch Kostenanalysen (Grobabschätzung) vorgeschlagener Implementierungen des Stufenmodells in Form einer Wirtschaftlichkeitsanalyse
- Die Erfahrungen der Umsetzungsstrategien wurden anschließend in einem allgemein gehaltenen Leitfaden (für alle in Österreich relevanten Player) und in einem für das Projekt spezifischen Anforderungskatalog zusammengestellt.

3.1.5 Phase 4: Umsetzungsplanung / Projektierung

In Phase 4 erfolgte die Detailplanung in den für einen Demonstrationsbetrieb geeigneten Netzgebieten:

- Technische Projektierung und Design der Netz- und Kommunikationstechnischen Systeme (Simulationen) für eine Umsetzung
- Organisatorische und wirtschaftliche Projektierung für eine Umsetzung in den ausgewählten Netzabschnitten
- Erstellen von Gesamtkonzepten für die konkrete Umsetzung von Demonstrationsnetzen
- Definition der noch zu klärenden Aspekte und Voraussetzungen für eine reale Umsetzung

3.1.6 Ansatz und Annahmen für die technische Bewertung durch Simulationen

Die Untersuchungen wurden hauptsächlich auf der Basis numerischer Netzsimulationen durchgeführt. Für diesen Zweck wurde die Netzberechnungssoftware DlgSILENT PowerFactory® ausgewählt. Diese Software bietet zwei wesentliche Vorteile: die Möglichkeit, die von den Netzbetreibern zur Verfügung gestellten Netzdaten (aus der Software Neplan die, von den drei am Projekt beteiligten Netzbetreibern verwendet wird) zu importieren und die Flexibilität, die für ein solches Forschungsvorhaben notwendig ist. Die Implementierung der Regelungskonzepte in die Simulation wurde iterativ durchgeführt. In jedem Iterationsschritt wur-

den die Ergebnisse analysiert und mit den Projektpartnern diskutiert. Die sich daraus ergebenden Anforderungen an die Simulationen führten zu erheblichen Änderungen in der Simulationsumgebung im Laufe des Projekts, die vor allem zu einer wesentlichen Verbesserung der Benutzbarkeit führte.

Vor der Auswahl der Netze wurden in einem ersten Schritt einfache Regelungskonzepte anhand eines Beispielnetzes in Oberösterreich in die Simulationsumgebung implementiert und validiert. Nach dieser ersten Erfahrung wurde für die drei Demonetze eine Schnittstelle zur Software Matlab® generiert, um noch mehr Flexibilität in der Implementierung von Regelalgorithmen zu haben (siehe Abbildung 8). Auf diese Weise ist es möglich, dass der Großteil der Regelalgorithmen (Code in Matlab®) unabhängig vom jeweils betrachteten Netz implementiert werden kann. Für jedes Netz musste „lediglich“ eine Offline-Studie gemacht werden, um den Regelungsalgorithmus zu parametrieren (vgl. Kapitel 4.2.2.7). Diese Parameter wurden dann in einer netzabhängigen Konfigurationsroutine initialisiert.

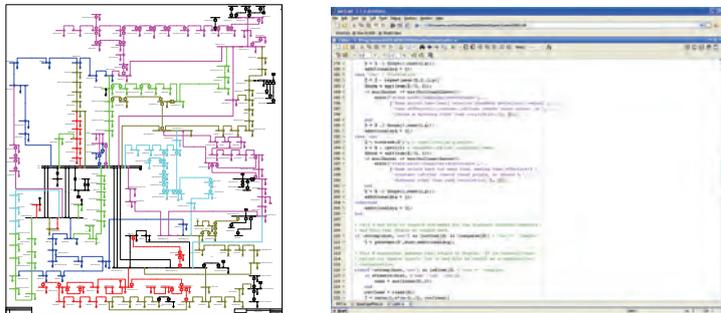


Abbildung 8: Prinzipielle Darstellung der Schnittstelle zwischen PowerFactory® und Matlab®

Für die Modellierung des Netzes wurden Standardmodelle für Leitungen, Kabel und Transformatoren verwendet. Für Lasten und Erzeuger wurden „gesteuerte“ Lasten verwendet. Dadurch war es möglich, sie mit Last- und Erzeugungsprofilen zu verknüpfen. Wie schon erwähnt wurde nur das Mittelspannungsnetz modelliert: Ortsnetze wurden als aggregierte Lasten modelliert und das übergeordnete Netz (in der Regel 110 kV) wurde als ideale Quelle (so genannter „Slack-Knoten“) modelliert.

Die technische Bewertung wurde anhand der folgenden Schritte durchgeführt:

- 1) **Analyse des Ist-Standes mit numerischen Netzsimulationen: quantitative Abschätzung des beanspruchten Teils des Spannungsbands – Ermittlung der vorhandenen Spannungsbandreserven**

Als Basis für die Simulationen wurden die Last- und Erzeugungsprofile des Jahres 2006 verwendet. Diese Jahresprofile weisen eine Zeitauflösung von 15 min auf und bestehen aus:

- gemessenen Lastprofilen (für Lasten mit Lastprofilzähler, d.h. Lasten größer als 50 kW oder mit einem Jahresverbrauch größer als 100 000 kWh wie z.B. größere industrielle Abnehmer)
- synthetischen Lastprofilen (z.B. für Ortsnetze, mangels verfügbarer Messwerte)
- gemessenen Erzeugerprofilen (für größere Erzeuger)

- quasi synthetischen Erzeugerprofilen (für kleinere Erzeuger, mangels verfügbarer Messwerte abgeleitet aus den Profilen benachbarter größerer Anlagen)

Diese Profile wurden in die Netzberechnungssoftware importiert, und damit Jahressimulationen mit einem Zeitschritt 15 min durchgeführt. Für die Analyse der Simulationsergebnisse wurde eine vereinfachte Methode entwickelt. Diese Methode basiert auf Jahressimulationen mit grobem Zeitschritt (15 Minuten) und liefert mit geringerem Zeitaufwand erste Abschätzungen. Der Vorteil liegt daran, dass zwei interessante Kenngrößen für quantitative Aussagen die Wirksamkeit jedes einzelnen Regelkonzepts liefern. Dazu ist es also nicht notwendig die Regelalgorithmen in die Simulationsumgebung zu implementieren.

2) **Bestimmung und Integration eines realistischen möglichen Zuwachs der dezentralen Erzeugung in den Netzabschnitten (unter Berücksichtigung einer möglichen Lastentwicklung) - Dargebotsabschätzung**

In diesem Schritt wurden realistische Entwicklungsszenarien ermittelt. Diese Szenarienbildung wurden von Personen, die die jeweiligen Regionen gut kennen, durchgeführt. Dabei wurde ermittelt, welche Erzeugungsanlagen auf Grund der vorhandenen Ressourcen noch hypothetisch erwartet werden könnten. Dabei wurden sowohl Photovoltaik-, Wasserkraft-, Wind- und Biogasanlagen berücksichtigt. Bei den Lasten wurde je nach Demoregion von einer durchschnittlichen Laststeigerung zwischen 0 % und 1,5 % ausgegangen (Skalierung).

Nach Ermittlung einer Liste an neuen zusätzlichen Anlagen (Anschlusspunkt, Typ und Leistung) wurden zwei Randszenarien bestimmt, da die zeitliche Entwicklung der Erzeugung nicht bekannt ist. Diese stellen den günstigsten bzw., den ungünstigsten Fall dar. Dafür wurde die Auswirkung jeder Anlage auf die Spannungshaltung ermittelt und die Anlagen nach dieser Auswirkung sortiert. Im günstigsten Fall werden zuerst die Anlagen mit der geringsten Auswirkung angeschlossen (Szenario „flach“) während im ungünstigsten Fall zuerst die Anlagen mit der größten Auswirkung angeschlossen werden (Szenario „steil“). Dies spielt vor allem für die Kostenberechnung eine Rolle, bei der der Zeitpunkt der Investition ein wichtiger Parameter ist.

Die Erzeugungsprofile für die zusätzlichen Anlagen wurden aus bestehenden benachbarten Anlagen abgeleitet (skaliert), da das Dargebot lokal sehr gut korreliert.

Dieser Zuwachs an DEA und die Laststeigerung wurde dann in die Simulationsumgebung implementiert und die Simulationen durchgeführt.

3) **Quantitative Abschätzung der Auswirkung des DEA-Zuwachs auf die Spannungshaltung und der Wirksamkeit der verschiedenen Regelungskonzepten**

In diesem Schritt wurden die im Punkt 1) erwähnten Methode mit den neuen Daten (inkl. Zuwachs) wieder angewendet. Die Auswirkungen wurden anhand der zwei Indikatoren dynamischer Regelbedarf (für die Fernregelung, vgl. Kapitel 4.2.2.4) und lokaler Regelbedarf (für die koordinierte Spannungsregelung, vgl. Kapitel 4.2.2.5) quantifiziert. Die beiden Indikatoren sind im Detail in Kapitel 4.2.2.7 beschrieben und liefern eine Abschätzung der Reichweite der Spannungsregelungskonzepte.

4) **Umsetzung der Regelalgorithmen in den betrachteten Netzabschnitt (Parametrisierung der Algorithmen)**

In diesem Schritt wurden auf Basis der Ergebnisse aus den früheren Punkten die Regelalgorithmen parametrisiert. Für die Fernregelung wurde z.B. die Liste der kritische Knoten an denen eine Spannungsmessung, sowie eine Anbindung an das Kommunikationssystem vorgesehen werden muss parametrisiert. Für die koordinierte Spannungsregelung wurde zusätzlich die Beitragsmatrix generiert (Kapitel 4.2.2.7).

5) **Durchführung der detaillierten Simulationen**

In diesem Schritt wurden Simulationen mit einem kleinerem Zeitschritt durchgeführt, um das Verhalten der Regelalgorithmen nachbilden und überprüfen zu können. Dabei wurde ein Zeitschritt von 6 s verwendet.

6) **Analyse der Simulationsergebnisse, Validierung der Abschätzungen aus Punkt 3)**

In diesem Schritt wurden die Simulationsergebnisse aus Punkt 5) mit den aus Punkt 3) verglichen um eventuelle Abweichungen korrigieren zu können.

7) **Zusammenfassung der Ergebnisse des Netzabschnittes für die wirtschaftliche Bewertung**

Im letzten Schritt wurden die Ergebnisse zusammengefasst und graphisch aufbereitet. Sie wurden dann als Eingangswerte für die wirtschaftlichen Analysen verwendet.

3.1.7 **Ansatz und Annahmen für die wirtschaftliche Bewertung**

Bei der Beschreibung dieser Spannungsbandproblematik ist hervorzuheben, dass jedes Netz seinen eigenen Charakter aufweist, wodurch die Ableitung allgemein gültiger Aussagen erschwert wird bzw. nicht möglich ist. Im gegenständlichen Projekt wurde zudem erkannt, dass die Netzbetreiber für ihre Bedürfnisse individuelle Situation angepasste Methoden der Netzplanung, des Netzbetriebs und auch der Wirtschaftlichkeitsbewertung anwenden. Es ist daher unabdingbar, ein einheitliches System der ökonomischen Bewertung zu identifizieren, um die neuen Spannungsregelungskonzepte und die einhergehenden Kosten in vergleichbarer Form darstellen zu können.

Im Projektteam wurde daher vereinbart, den allgemeinen Betrachtungszeitraum für Konzepte des Netzbetriebs mit 40 Jahren festzulegen. Dies ermöglichte unter anderem den sinnvollen Vergleich mit dem gewählten Referenzsystem, dass durch Leitungsverstärkungen bzw. Leitungsneuerrichtung charakterisiert ist. Weiters wurde festgestellt, dass auch die Betriebskosten und notwendige Ersatzinvestitionen (z.B. für Kommunikationstechnologien) für diesen Zeitraum ökonomisch zu erfassen und in den Vergleich einzubringen sind. Zuletzt werden dabei auch Kosten in die Bewertung inkludiert, die Anlagenbetreibern entstehen können, wenn ein Spannungsregelungskonzept z.B. zu einer Reduktion der einspeisbaren Wirkleistung führt.

Das übergeordnete Ziel der ökonomischen Bewertung ist es, darzustellen, wie hoch die Kosten der einzelnen Lösungsvarianten im Vergleich zu einem Referenzsystem ausfallen. Als Ergebnis kann jene Variante im jeweiligen Netzabschnitt identifiziert werden, die am kostengünstigsten die Integration neuer Erzeuger und Lasten ermöglicht.

Die wirtschaftliche Bewertung im Projekt DG Demonetz hat zum Ziel, die betriebswirtschaftlichen Kosten der technisch erarbeiteten Lösungen bezüglich eines aktiven Netzbetriebes mit einem Referenzsystem zu vergleichen. Diese Referenz wird im vorliegenden Bericht durch den konventionellen Netzausbau (z.B. durch Verstärken von Verteilnetzleitungen) charakterisiert.

Aufgrund der technischen „Individualität“ unterschiedlicher Netzabschnitte ist es nicht möglich, dabei einen „typischen“ Netzabschnitt zu untersuchen. Daher wurde der Ansatz gewählt, Fallstudien basierend auf einer einheitlichen Untersuchungsmethode durchzuführen. Für diese Fallstudien wurden von den am Projekt beteiligten Netzbetreibern Mittelspannungsnetzabschnitte ausgewählt, in denen der Ausbau dezentraler Erzeuger bereits weit vorangeschritten ist.

Für technische Analysen und Vergleiche wird die Dichte dezentraler Erzeugungsanlagen (DEA-Dichte) im betrachteten Netzabschnitt (Summe aller installierten Erzeugungsleistungen im Netzabschnitt) bezogen auf die im Abschnitt auftretende Höchstlast festgelegt. Eine DEA-Dichte von 100% entspricht somit einer installierten Leistung dezentraler Erzeugungsanlagen in Höhe der Netzabschnittshöchstlast. Für jede technische Lösungsvariante wird durch detaillierte Netzabschnittssimulationen unter Berücksichtigung aller relevanter Erzeugungs- und Lastprofile untersucht, bis zu welcher kritischen DEA-Dichte die jeweilige Lösungsvariante ausreichend wirkungsvoll ist, um alle Netzknoten innerhalb der Spannungsgrenzen zu halten. Dabei werden aus den Lastprofilen (gemessene und synthetische 15 min Mittelwerte) komplette Jahresverläufe simuliert, wobei dieser Aufwand zum Teil durch die Betrachtung kritischer Intervalle eingeschränkt werden kann.

Die Untersuchungsmethode sieht daher vor, für einen Netzabschnitt diese technischen Betrachtungen in folgender Reihenfolge anzustellen:

- Die aktuelle Auslastung des Netzabschnittes sowie die Grenze der Integrierbarkeit neuer Erzeuger/Lasten werden abgeschätzt. Es wird sozusagen der „Ist-Zustand“ erfasst.
- Weiters werden zukünftige Entwicklungen abgeschätzt. Dazu schätzt der Verteilnetzbetreiber realistische Potentiale für unterschiedliche Stromerzeugungstechnologien.
- Schließlich werden technische Lösungskonzepte (mit Fokus auf den aktiven Netzbetrieb) erarbeitet, um entstandene Probleme im Netzabschnitt beseitigen zu können, und einem ökonomischen Vergleich zugeführt.

Die technischen Simulationen liefern schließlich Ergebnisse zur integrierbaren Leistung für die unterschiedlichen Lösungsvarianten. Für diese Varianten werden die Kosten der notwendigen Betriebsmittel erfasst und als Basis für die ökonomische Bewertung herangezogen.

In Hinblick auf die gewählte Methode des Zubaus neuer DG Anlagen muss erläutert werden, dass angenommen wird, dass der Netzbetreiber diesen Anlagen den Netzzugang garantiert.

Dieser Umstand kann in der Realität zu sehr hohen Netzanschlusskosten für einzelne Erzeugeranlagen bedeuten, sodass die Wirtschaftlichkeit der Anlage unter Umständen nicht mehr gegeben ist. Im Projekt DG-Demonetz wurde dieser Umstand jedoch vernachlässigt, um zu untersuchen, ob neue Konzepte des Netzbetriebs im Vergleich zu konventionellen Maßnahmen der Netzintegration konkurrenzfähig sind. Ist dies der Fall, kann dies gegebenenfalls in Zukunft die Netzanschlusskosten für neue Erzeugeranlagen positiv beeinflussen und den Ausbau der dezentralen Erzeugung fördern.

Im Laufe des Projekts wurden 2 Methoden der wirtschaftlichen Bewertung der einzelnen Lösungsvarianten vorgeschlagen, die in den folgenden Kapiteln erläutert werden.

Die folgende Tabelle enthält jene Kostendaten, die für die Bewertung der einzelnen Lösungsvarianten ermittelt und zur Berechnung herangezogen wurden.

Tabelle 1: Beispiel für Kostendaten als Eingangsparameter für die ökonomische Bewertung der Lösungsvarianten

Kostenerhebung\schätzung für Betriebsmittel im Netz der Salzburg AG		
Fixkosten		
Längsregler 15 MVA	300.000	€
Mittelspannungskabel 30kV inkl. Verlegung	120	€/m
Steuerung des Tap Changers	10.000	€
Spannungsmessung je Knoten	10.000	€
Richtfunkstrecke je Knoten	15.000	€
Regelung in Erzeugeranlagen	10.000	€
Zentrale Spannungssteuerungseinheit	10.000	€
Betriebskosten		
Spannungsmessung je Knoten	200	€/a
Richtfunkstrecke je Knoten	500	€/a
Steuereinheiten im Umspannwerk	1.000	€/a

Annuitätenmethode zur Bewertung der technischen Lösungsvarianten

Die Gesamtinvestitionskosten - sowohl der konventionellen Netzverstärkung, als auch neuer Spannungsregelungskonzepte - setzen sich jeweils aus direkten und indirekten Investitionskosten (IVK) zusammen. Direkte IVK beziehen sich auf die notwendigen Betriebsmittel selbst (z.B. Kabel, Regler, Kommunikation), indirekte IVK erfassen die weiteren mit dem Betriebsmittel verbundene Kosten κ (z.B. Planung, Genehmigung, Versicherung usw.). Die direkten Investitionskosten für die einzelnen Betriebsmittel sind daher in € Angaben umzurechnen. Dabei anfallende Investitionen für einzelne Kostenkategorien ζ (Material, Verlegung, Montage etc.) werden mittels

$$IVK_{dir} = \sum_{\zeta=1}^n IVK_{\zeta} \quad [€] \tag{1}$$

zu den direkten Investitionskosten zusammengefasst. Aus der Summe der direkten und indirekten Investitionskosten ergeben sich als Folge die Gesamtinvestitionskosten:

$$IVK_{Ges} = IVK_{dir} + IVK_{indir} \quad [€] \quad \text{wobei} \quad IV_{indir} = \sum_{\kappa=1}^n IVK_{\kappa} \quad [€] \quad (2)$$

Die übergeordneten Gesamtkosten einer Spannungsregelungsstrategie multipliziert mit dem Annuitätenfaktor α sind zudem um die jährlich anfallenden Betriebskosten zu erweitern. D.h. die Summe aller Kapitalkosten (Annuitäten) und Betriebskosten ist zu bilden nach:

$$GK_{SRS} = \sum_{j=1}^n IVKGes_j \cdot \alpha_j + K_B \quad [€/a] \quad (3)$$

mit

GK_{SRS} Gesamtkosten einer Spannungsregelungsstrategie [€/a]

$IVKGes_j$ Gesamtinvestitionskosten des Betriebsmittels j [€]

K_B Kumulierte Betriebskosten [€/a]

α_j Annuitätenfaktor des Betriebsmittels j mit

$$\alpha_j = \frac{r_j \cdot (r_j + 1)^{AD}}{(1 + r_j)^{AD} - 1}$$

wobei (4)

mit

r_j Zinssatz für Betriebsmittel j [%]

AD Abschreibdauer des Betriebsmittels j [a]

Diese verschiedenen Kostenpositionen wurden im Projekt DG Demonetz gesammelt und mit der Annuitätenmethode bewertet. Abbildung 9 zeigt beispielsweise, wie hoch die einzelnen Annuitäten und Betriebskosten für die Referenzvariante der Netzverstärkung aussehen, wenn eine Vielzahl an zusätzlichen DG Anlagen ins Netz angeschlossen wird. Es wird deutlich, dass sich nach der gewählten Abschreibdauer (10 Jahre) die Kosten des Netzbetriebs auf die jährlichen Betriebskosten der Betriebsmittel reduzieren (in diesem Fall Jahr 19). Weiters wurde unterstellt, dass diese jährlichen Betriebskosten mit dem Alter der Betriebsmittel steigen (gewählte Steigerungsrate 1% pro Jahr).

Netz der VKW: Annuitäten und Betriebskosten der Referenzvariante

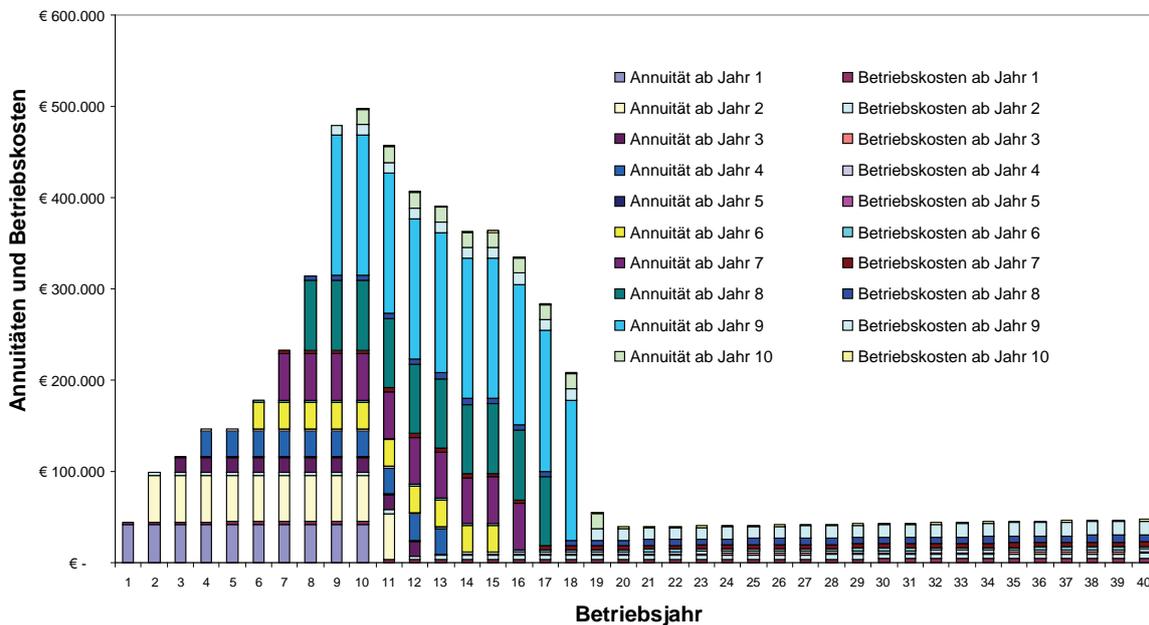


Abbildung 9: Auswertung der Netzverstärkungskosten der Referenzvariante für einen Zubau von DG Anlagen im DemoNetz1

Der Nachteil der Annuitätenmethode kann darin erkannt werden, dass die Ergebnisse für Netzinvestitionsentscheidungen unübersichtlich darstellbar und interpretierbar sind. Weiters erschwert die Anwendung dieser Methode die Vergleichbarkeit der einzelnen Spannungsregelungsstrategien (inkl. Referenzvariante) und bietet nicht die Möglichkeit, die Gesamtkosten bzw. den Gesamtwert der Investitionen einem Referenzjahr zuzuordnen. Im Projektteam wurde daher vereinbart, die wirtschaftliche Bewertung der einzelnen Spannungsregelungsstrategien vorzugsweise mit der Barwertmethode durchzuführen, die im nächsten Kapitel näher erläutert wird.

Barwertmethode zur Bewertung der technischen Lösungsvarianten

Wie bei der Annuitätenmethode benötigt auch die Barwertmethode die Kostenpositionen der einzelnen Betriebsmittel. Diese Kosten wurden daher ebenfalls im Projekt DG Demonetz erhoben und der jeweiligen Spannungsregelungsstrategie zugeordnet. Detaildaten und Annahmen zu den Kosten werden dabei bei den einzelnen untersuchten Mittelspannungsnetzen näher beschrieben. Der Vorteil der Barwertmethode, die eng verwandt ist mit der Annuitätenmethode, liegt darin, dass die einzelnen Netzinvestitionen auf ein Referenzjahr bezogen werden. Dieses Referenzjahr kann so gewählt werden, dass der Investor beispielweise aus heutiger Sicht entscheiden kann, welche Variante der Netzverstärkung am kostengünstigsten erscheint. Investitionen (Ausgaben) verursachen dabei einen negativen Barwert, Einnahmen einen positiven.

Normalerweise sind diesen Investitionen auch Einnahmen gegenüberzustellen, um so den positiven Barwert einer Investition identifizieren zu können und gegebenenfalls jene Variante mit dem höchsten Barwert umzusetzen. Im gegenständlichen Projekt wurde jedoch auf die

Erhebung der Einnahmenseite verzichtet, da sie für alle Spannungsregelungsstrategien gleich hoch ist und daher keinen Informationsgewinn darstellt. Als Folge ist jene Variante ökonomisch am sinnvollsten, die den kleinsten „negativen“ Barwert aufweist.

Für die betrachteten Netzabschnitte der einzelnen Verteilnetzbetreiber, wird daher für jede technisch plausible Lösungsvariante, jeweils die in Abbildung 10 skizzierte ökonomische Bewertungsmethode (adaptierte Barwertmethode) angewandt. Die Adaption der Barwertmethode erfolgt durch die Vernachlässigung der Einnahmen und durch einen Vorzeichenwechsel bei den Ausgaben (d.h. Investitionen werden positiv auf der y Achse aufgetragen). Weiters werden die Betriebskosten der einzelnen Betriebsmittel für den Betrachtungszeitraum von 40 Jahren kumuliert und ebenfalls auf das Referenzjahr bezogen (diskontiert). So werden für jede Spannungsregelungsstrategie die Gesamtkosten der Netzverstärkung vergleichbar. Folglich ist jene Variante zu bevorzugen, die zu den niedrigsten Kosten die höchste Anzahl an dezentralen Erzeugeranlagen ans Netz anschließen kann.

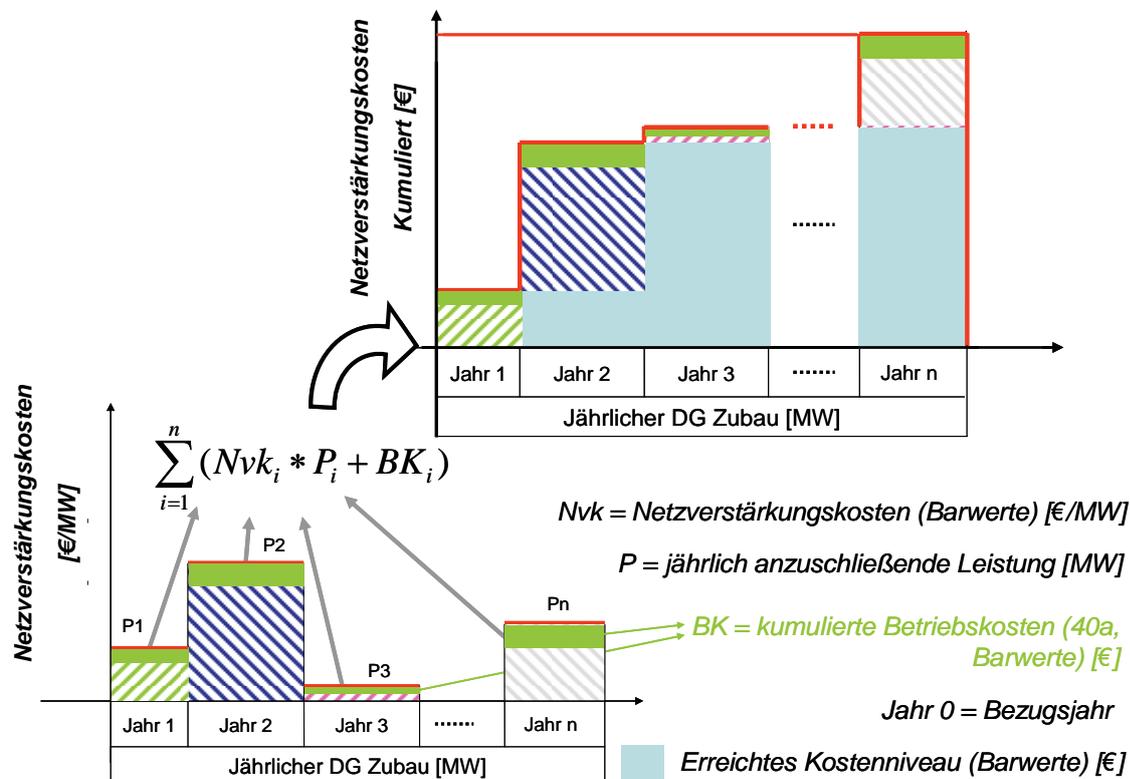


Abbildung 10: Bewertungsmethode (Barwertrechnung) für verschiedene Lösungsansätze zur aktiven Spannungshaltung

Im Detail werden die Barwerte der zeitlich versetzt auftretenden Netzinvestitionen, die notwendig werden, um den erhöhten Anteil dezentraler Erzeugung ins Netz integrieren zu können, kumuliert. Dies wird jeweils für die im Projekt angewandten technischen Lösungsansätze durchgeführt. Gleiches wird für die erwarteten Betriebskosten vorgenommen und dem jeweiligen Jahr der Installation zugerechnet. Somit ergeben sich vergleichbare Gesamtkosten (vgl. (1) bis (3)) der einzelnen Lösungsansätze, die schließlich in den ausgewählten Netzabschnitten diskutiert werden. Die Berechnung erfolgt mit

$$Gk = \sum_{i=1}^n (Nvk_i * P_i + Bk_i) \quad (5)$$

- Gk = Gesamtkosten [€]
- Nvk = Netzverstärkungskosten (Barwerte) [€/MW]
- P = Jährliche DG Anschlussleistung [MW]
- Bk = Kumulierte Betriebskosten [€]
- i = Jahr der Installation,

wobei die Netzverstärkungskosten

$$Nvk_i = \frac{KB_i}{(1+r)^i} \quad (6)$$

- KB = Fixkosten des Betriebsmittels (Assets) [€/MW]
- r = Zinssatz [%]
- i = Jahr der Installation.

und die Betriebskosten (kumuliert für n Jahre → entspricht der erwarteten Lebensdauer der Netzinstallationen)

$$Bk_i = \sum_{j=1}^{40} \frac{LK_j * (1+p)^{j-1}}{(1+r)^{(j-1)+i}} \quad (7)$$

- LK = Laufende Kosten der Betriebsmittel (Assets) [€]
- p = Jährliche Steigerung der laufenden Kosten [%]
- j = Betriebsjahr des Assets
- i = Installationsjahr des Assets

subsumiert werden.

Gegebenenfalls sind zu den konventionellen Betriebskosten zusätzlich Kosten hinzuzurechnen, die entstehen, wenn eine Spannungsregelungsstrategie eine Wirkleistungsbegrenzung verursacht. Im DG Demonetz Projekt kann dies in der Strategie „Koordinierte Spannungsregelung“ auftreten. Tritt dieser Fall ein, so wird der Wert der für den Erzeuger verloren gegangene Energie (z.B. 500 kWh) entweder mit dem korrespondierenden Viertelstundenwert des Marktpreises (z.B. Spotmarktpreis an der Strombörse „Energy Exchange Austria - EXAA“, vgl. Abbildung 11) oder dem zuordenbaren Einspeisetarif (bei geförderten Technologien) errechnet. Diese Kosten werden dem Anlagenbetreiber ersetzt und daher in die Betriebskosten der Spannungsregelungsstrategie inkludiert.

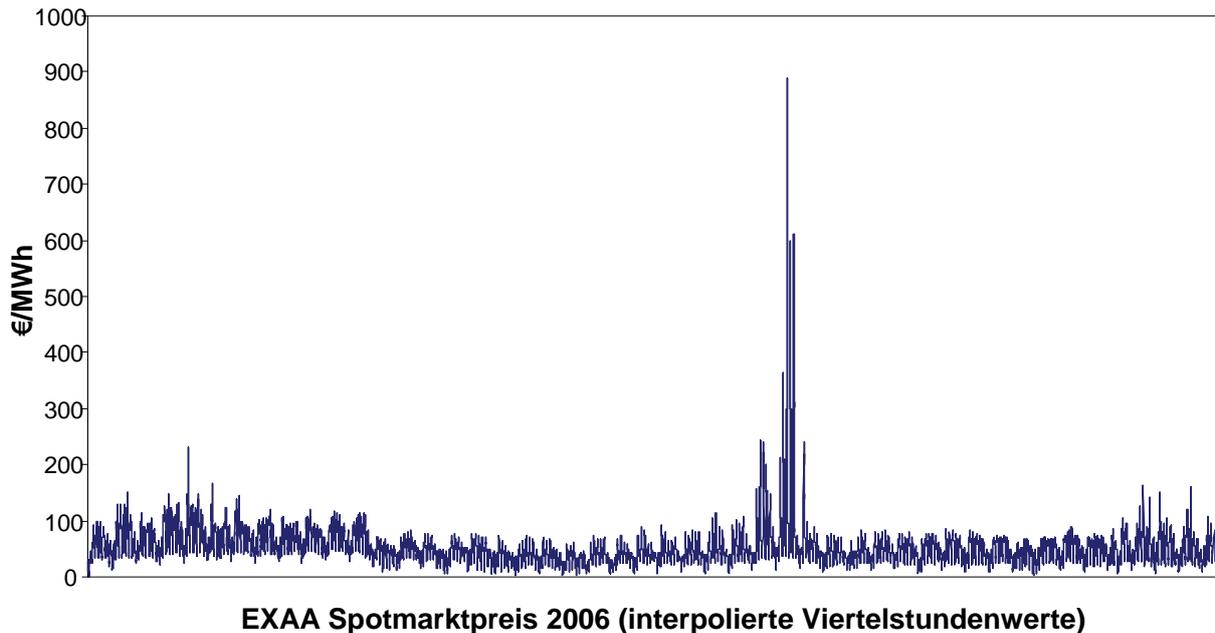


Abbildung 11: Illustration der Entwicklung des Spotmarktpreises an der Strombörse „Energy Exchange Austria - EXAA“; Die Viertelstundenwerte für das Jahr 2006 wurden dabei interpoliert

3.1.8 Daten

Folgende Daten wurden im Projekt DG DemoNetz-Konzept verwendet:

- Ergebnisse und Messdaten aus dem EdZ Projekt „Verbesserung der Versorgungsqualität in Netzen mit dezentraler Stromspeisung aus erneuerbaren Energieträgern – EE+PQ“ [7]
- Ergebnisse der Projekte der in Kapitel 4.1 dargestellten Datenbank
- Netzdaten aus den Verteilnetzabschnitten der im Projekt beteiligten Netzbetreiber
- Von den Netzbetreibern zur Verfügung gestellte Messdaten und Lastprofile von Erzeugern und Lasten in ausgewählten Verteilnetzabschnitten
- Von den Netzbetreibern zur Verfügung gestellten Informationen bezüglich Kosten für die Errichtung und Betrieb von elektrischen Netzen

3.2 Stand der Technik

Wie in Kapitel 1.1 dargestellt liegt die größte Barriere für den Anschluss einer hohen Dichte an dezentralen Stromerzeugern in der Spannungsanhebung aufgrund der Leistungseinspeisung. Eine Hauptaufgabe des Verteilnetzbetreibers liegt darin, das Netz so zu betreiben, dass die Spannung innerhalb bestimmter Grenzen bleibt (definiert in der EN 50160 [5]).

Im Allgemeinen werden in Österreich Verteilnetze derzeit „passiv“ betrieben. Passiv bedeutet in diesem Zusammenhang, dass durch worst-case Annahmen (Minimale Erzeugung/Maximale Last, Maximale Erzeugung/Minimale Last, Maximale Erzeugung, Maximale Last und Minimale Erzeugung/Minimale Last) in der Netzplanung die Verteilnetze so dimensioniert werden, dass sie ohne direkten Eingriff in den laufenden Netzbetrieb (ausge-

nommen durch die Schutzeinrichtungen im Fehlerfall) betrieben werden können. Erzeuger und Verbraucher sind nur in wenigen Fällen und sehr eingeschränkt in den Netzbetrieb eingebunden.

Planung und Betrieb des Verteilernetzes erfolgen derart, dass die Spannung innerhalb der Grenzwerte bleibt. Der Stufentransformator wird mit einer fix eingestellten Referenzspannung für die Sammelschiene im Umspannwerk betrieben (siehe Abbildung 12).

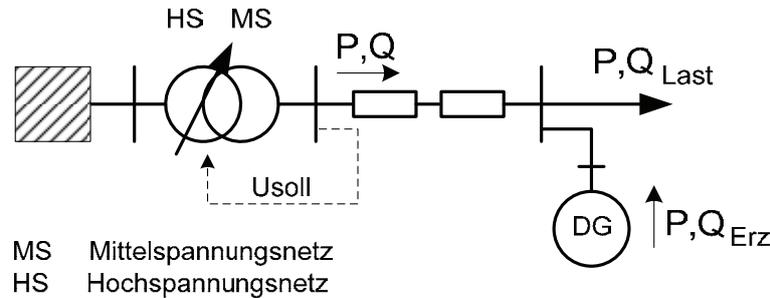


Abbildung 12: Spannungsregelung - Derzeitige Praxis

Wenn aufgrund von Spannungsproblemen der Anschluss einer Erzeugungsanlage nicht möglich ist, wird im Regelfall eine Netzverstärkung durchgeführt, oder ein Verknüpfungspunkt mit einer höheren Kurzschlussleistung gesucht bzw. die anschließbare Leistung begrenzt.

Mit einer Regelung auf einen Spannungssollwert im Umspannwerk werden jedoch, insbesondere bei einer Stromumkehr, durch Einspeisung von dezentralen Erzeugungsanlagen die Spannungsverhältnisse im unterlagerten Netz nicht erfasst. D.h. es gibt kein Zusammenwirken von Erzeugungsanlagen und der Spannungsregelung.

Zur Veranschaulichung der entstehenden Probleme in Mittelspannungsnetzen zeigt Abbildung 13 für ein beispielhaftes Mittelspannungsnetz mit zwei Abzweigen den Netzspannungsverlauf in Bezug auf die Entfernung zum Umspannwerk aufgetragen. Die Spannungstoleranz ist hier exemplarisch mit +/-10% des Nennwerts limitiert [5]. Befinden sich nur Lasten (Verbraucher) im Netzabschnitt (oben), so kann das gesamte Spannungsband für die Lasten vom Einspeisepunkt bis zum Ende des Ausläufers genutzt werden. Sind hingegen auch dezentrale Stromerzeuger ins Netz integriert, so muss ein Teil des verfügbaren Spannungsbandes für die Stromeinspeisung zu Zeiten geringer Last vorgesehen werden. Dadurch verringert sich die Spannungsbandreserve und führt das Netz an jene Leistungsgrenze, ab der der zusätzliche Einspeiser und/oder Lasten ohne Netzverstärkung nicht mehr angeschlossen werden können.

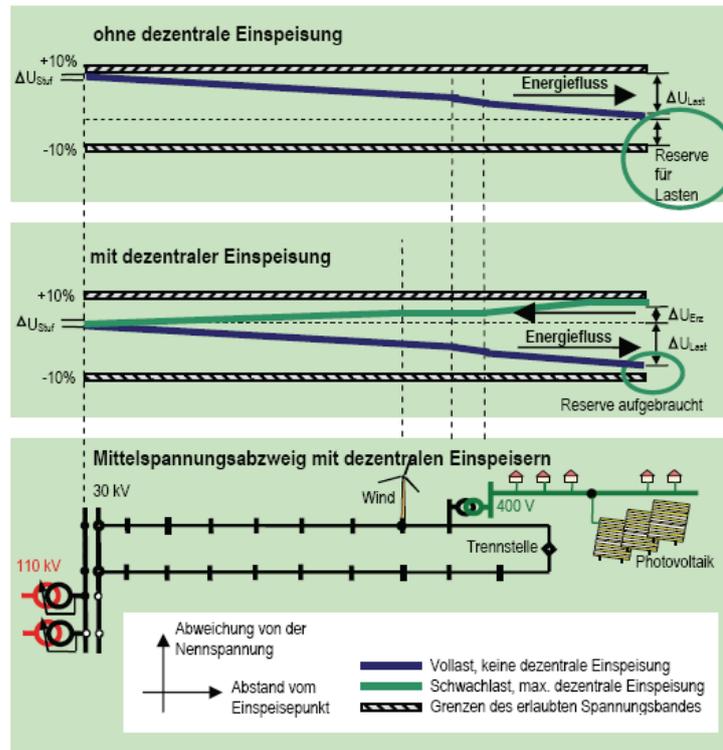


Abbildung 13: Spannungsanhebung durch verteilte Erzeuger (vgl. [3])

Laut Technischen und Organisatorischen Regeln (TOR) ist die von allen Erzeugungsanlagen verursachte Spannungsanhebung auf 2 % im Mittelspannungsnetz und 3% im Niederspannungsnetz begrenzt. Die Berechnung der zu erwartenden Spannungsanhebung erfolgt im Rahmen der Anschlussbeurteilung durch den Netzbetreiber unter Annahme von „worst case Szenarios“. Die mögliche Anschlussleistung wird dabei unter Annahme maximaler Erzeugung und minimaler Last bestimmt.

3.3 Innovationsgehalt des Projekts DG DemoNetz-Konzept

Bei der in Kapitel 3.2 dargestellten Betrachtungsweise zur Netz- und Anschlussbeurteilung gibt es im realen Netzbetrieb eine Spannungsbandreserve, die mit neuen Regelungskonzepten nutzbar gemacht werden kann. Es erfolgt eine Abkehr von der derzeit üblichen Betrachtung der Extremfälle (Worst Case Betrachtung). Praktisch gesehen wird dadurch die nutzbare Kapazität erhöht. In diesem Zusammenhang wird von einer erweiterten Reserve gesprochen.

Die Übertragungskapazität einer Leitung ist durch den Bemessungsstrom (maximal zulässiger Strom) begrenzt. Im ausgedehnten Verteilernetz ergeben die Spannungsbandgrenzen eine zusätzliche Einschränkung, so dass Leitungen nur mit einem Teil der Volllast betrieben werden können.

Zu jedem Zeitpunkt gibt es somit real eine Spannungsbandreserve, die jedoch nur mit aktivem Verteilernetzbetrieb nutzbar gemacht werden kann. Praktisch gesehen wird dadurch die nutzbare Kapazität erhöht. Dies wird im vorliegenden Bericht als erweiterte Reserve bezeichnet.

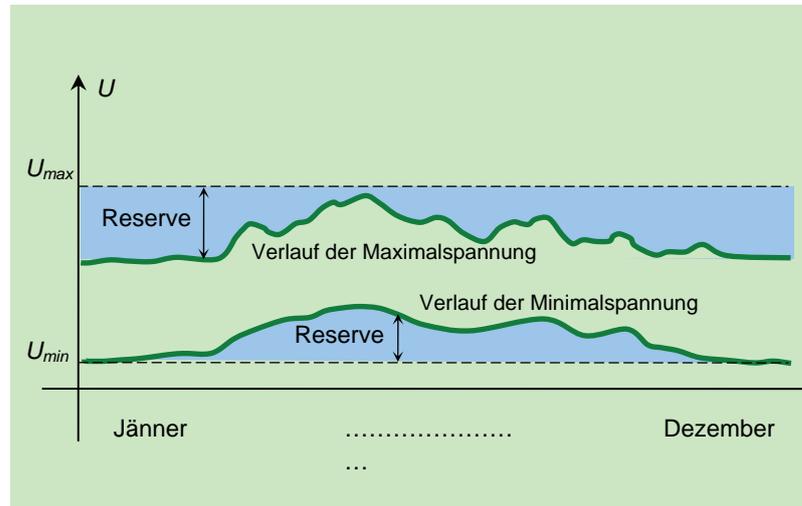


Abbildung 14: Erweiterte Reserve in der Spannungsbandbewirtschaftung

Der im Projekt DG DemoNetz-Konzept gewählte Ansatz der aktiven Verteilernetze berücksichtigt diese Tatsache. Mittels Steuerungs- und Regelungsmechanismen, die während des Betriebs des Netzes Spannungen aktiv beeinflussen, werden Reserven besser genutzt. Dazu ist es notwendig, Netzteilnehmer und Netzkomponenten in den Regelmechanismus mit einzubeziehen.

Im Projekt DG DemoNetz-Konzept wurden Regelungskonzepte auf Basis realer Netzdaten in einer Netzsimulationsumgebung entwickelt, die es erlauben diese Reserven nutzbar zu machen (vgl. Kapitel 4.2).

4 Inhalte und Projektergebnisse

4.1 Datenerfassung

Es wurden in einer gemeinsamen Recherche 114 nationale und internationale theoretische Forschungsprojekte und geplante oder umgesetzte Demonstrationsprojekte, welche Aspekte eines aktiven Netzbetriebes zum Inhalt haben, erfasst. Es handelt sich dabei um Projekte, bei denen anhand der Kurzbeschreibungen und vorhandenen Informationen eventuell Synergien zu DG DemoNetz – Konzept vorhanden sind. Die Kurzinformationen der Projekte wurden in eine Standarddatenbank aufgenommen und können dort nach unterschiedlichen Suchkriterien gefiltert werden.

Die zweite Projektstufe baute auf die Projektdatenbank auf. Es wurden im Rahmen einer Projektevaluierung jene Projekte aus der Datenbank gewählt und detailliert in Hinblick auf Synergien mit DG DemoNetz – Konzept analysiert und bewertet, welche als wirklich relevant für den weiteren Projektverlauf gesehen werden. Ziel war eine Zusammenfassung und Evaluierung von Erfahrungen bei bisherigen Problemlösungen und Ideen bezüglich eines aktiven Netzbetriebes aus

- i.) bereits existierenden theoretischen Forschungsprojekten und
- ii.) Umfang und Erfahrungen von, in und mit existierenden Demonstrationsprojekten.

Im Rahmen dieser Evaluierung wurden 20 Projekte für eine nähere Betrachtung ausgewählt.

Zentrale Aussagen zu den Demonstrationsprojekten sind:

- Es gibt viele Pilotanlagen, um die Performance einzelner Einheiten und Technologien testen sowie einige Feldtests von Erzeugungstechnologien (z.B.: Sterling, etc). Einige Anlagen werden als virtuelle Kraftwerke betrieben, gehen allerdings von einem idealen Netz (keine physikalischen Beschränkungen) aus. Es gibt aber nur sehr selten Demoanlagen, welche sich mit der komplexen Integration von einer hohen Anzahl (unterschiedlichster – nach Einspeisetechnologie und Primärenergieträger) Dezentrale Energieerzeugungsanlagen (DEA) in elektrische Netze beschäftigen.
- Der Verteilnetzbetreiber ist „blind“ gegenüber dem Status der dezentralen Erzeugung (d.h. er hat keine Messdaten zur Verfügung), was bei einer großen Anzahl von Anlagen zu einem Problem werden kann. Fernsteuerung und Zugriff auf einer gewissen Anzahl von DG Einheiten ist für die System Performance und Netzqualität wichtig.
- Das Faktum, dass die Besitzer der Anlagen oftmals Privatpersonen oder Firmen sind erfordert neue Konzepte für die Entwicklung von entsprechenden Verträgen, der Informations- und Kommunikationstechnologie und im Bereich der Bildung/Informationstransfer.
- Unterschiedliche Planungshorizonte in elektrischen Energiesystemen müssen berücksichtigt werden (einige Monat bis 50 Jahre)

- Ein hoher Anteil von dezentraler Erzeugung kann ins Niederspannungsverteilnetz integriert werden, wenn Erzeuger (und Verbraucher) miteinander kommunizieren. Entwicklung günstiger und flächendeckender Kommunikation ist für eine Dezentralisierung der Stromerzeugung unerlässlich.
- DEA können zur Erhöhung der PQ beitragen und die allgemeine Systemperformance steigern, wenn das System gut betrieben und gemanagt wird.
- Der Gleichzeitigkeit der zu Verfügung stehenden Anlagen muss weitere Beachtung geschenkt werden. Anlagen können nicht die Verfügbarkeit eines passiven Netzes aufweisen
- Pilot Anlagen zeigen dass miteinander kommunizierende Anlagen in Mikronetzen wie eine aggregierte Last agieren und Netzdienstleistungen an das Netz liefern können.
- Es existieren mehrere Steuerungsstrategien (abhängig vom Grad der Dezentralität).
- Durch die Managementsysteme konnten Kosten des Betriebes verringert werden.
- Teilweise wurden erfolgreich Load-Response-Programme durchgeführt
- Brennstoffzellen und Batteriespeicher sind nur in Ausnahmefällen wirtschaftlich sinnvoll einsetzbar
- Legislative Rahmenbedingungen sind notwendig um einen Weg für den Marktdurchbruch von DEA zu ebnen.
- Ein integraler Ansatz für eine Optimierung der Energieversorgung wird durch das Unbundling (Trennung von Erzeugung, Übertragung, Verteilung und Handel) extrem erschwert. Eine Optimierung der einzelnen Bereiche ist nicht gleichbedeutend mit einer Gesamtoptimierung.

Zentrale Aussagen aus den theoretischen Forschungsprojekten sind:

- Spannungsschwankungen und –änderungen wurden als jene Punkte identifiziert denen besondere Aufmerksamkeit gewidmet werden muss.
- Die theoretischen Forschungsergebnisse für Netzregelungsstrategien dienen als Input für die Entwicklung der Modellsysteme im Rahmen des Projektes. Wesentlich ist jedoch die Anwendbarkeit auf österreichische Netztopologien zu überprüfen und die Regelstrategien anzupassen bzw. weiterzuentwickeln.
- Ziel im Projekt DG DemoNetz ist es nicht nur standortspezifische Lösungen zu implementieren. Eine wichtige Erkenntnis ist, dass es die Hersteller von Erzeugungsanlagen nicht überall ermöglichen auch extern auf die Anlagenregelung zuzugreifen.
- Fixe Einspeisevergütungen verhindern ein mögliches Erzeugungs- und Lastmanagement und auch Wettbewerb zwischen den Erzeugungsanlagen
- Für Kommunikations-Aspekte existiert bereits eine Vielzahl an Lösungen bzw. verwandten Projekte. Bei genauer Analyse zeigt sich allerdings, dass viele Projekte eine andere Zielrichtung haben, etwa die Optimierung von Lastflüssen nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten, während bei DG DemoNetz die Stabilität des Netzes bzw. die Aufrechterhaltung von Power Quality eine übergeordnete Rolle spielt.

- Die meisten der untersuchten Systeme würden, bei einem Einsatz in DG DemoNetz, umfangreiche Anpassungen erfordern, da es sich zum Teil um für die Projekte maßgeschneiderte Lösungen handelt.
- Obwohl Dezentrale Stromeinspeiser vermehrt auftreten wird und die Deregulierung voranschreitet, bleiben die fundamentalen Funktionen des Netzes die gleichen, wohingegen sich die Rollen der einzelnen Marktteilnehmer ändern bzw. ändern werden. Als Folge sind neue Schnittstellen und Prozesse zwischen den einzelnen Teilnehmern zu definieren (z.B.: Erzeuger, Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber, Regulator etc.) Die Entscheidungen seitens des Regulators beeinflussen daher stark den zukünftigen Anteil an DEA. Eine exakte Definition an Marktregeln für DEA-Integrationsmechanismen ist daher unerlässlich.
- Eine zukunftsweisende Einbindung der "Demand Response" kann zur Verbesserung der Versorgungsqualität sowie Systemzuverlässigkeit beitragen. Unter derzeitigen Rahmenbedingungen ist die Umsetzbarkeit eines solchen Konzepts jedoch als kaum durchführbar zu erachten.
- Fehlende Kostentransparenz, Ineffizienz und derzeit fehlende Mechanismen zur gerechten Netzkostenzuteilung sind mit Hilfe geeigneter Ansätze auszuräumen. Existierende Fallstudien (z.B. Projekt Microgrids) belegen dabei die prinzipielle Machbarkeit.
- Die inkrementellen Kosten von DG inklusiver einer Integration neuer Speichertechnologieoptionen sind abzuschätzen, wobei bei der Prognose der Betriebskosten sicherzustellen ist, dass die absehbaren Kosten, die durch die Erschließung dezentraler Optionen künftig anfallen, als eigenständige Kostenart explizit berücksichtigt werden. Etwaige Vergütungen, die Netzbetreiber an dezentrale Anlagenbetreiber auf Grund einer dauerhaften Minderung der Netzlast zahlen könnten, sind ebenfalls als Bestandteil der Betriebskosten anzuerkennen.
- Aktives Netzmanagement kann bis zu einer gewissen DEA Penetration die Netzkosten senken, da notwendige Netzverstärkungsmaßnahmen zeitlich verzögert werden können. Weiters ist festzustellen, dass die Netzerweiterungskosten tendenziell schneller ansteigen, je höher der DG Anteil ist.

Parallel dazu wurde von den am Projekt beteiligten Netzbetreibern ein Fragebogen zu ihren bisherigen Erfahrungen in den Themenbereichen Energietechnik, Kommunikationstechnik sowie wirtschaftliche Fragestellungen beantwortet. Ziel war es die bisherigen Erfahrungen und zukünftige Erwartungen zu evaluieren. Die zentralen Aussagen lauten:

Energietechnik

- Es gibt eine starke Dominanz der Wasserkraft bei den derzeit installierten dezentralen Erzeugungsanlagen im Netz.

- Es ist für die Netzbetreiber mit großem Aufwand verbunden und nicht immer wie gewünscht möglich, konsistente Daten über die Anlagen im Verteilernetz verfügbar zu machen.
- Es gibt große Unterschiede beim Anteil dezentraler Energieerzeugern im Versorgungsgebiet der einzelnen Netzbetreiber. Auch innerhalb der Netze gibt es sehr unterschiedliche Verteilungen der Erzeugungsanlagen (Anlagengröße, Anzahl der Anlagen und Primärenergieträger).
- Die Spannungsanhebung wird von allen am Projekt beteiligten Netzbetreibern als wesentlichster Einflussfaktor dezentraler Erzeugungsanlagen auf das Netz gesehen.
- Netzanschluss und Anschlussbeurteilung erfolgen nach den in Österreich gültigen Regeln (Allgemeine Bedingungen und Technische und Organisatorische Regeln – TOR).
- Ist kein Netzanschluss möglich, wird meist ein Netzanschlusspunkt mit höherer Kurzschlussleistung gesucht oder eine Netzverstärkung durchgeführt bzw. dem Anlagenbetreiber eine Leistungsreduktion vorgeschlagen.
- Die Spannungsregelung im Verteilernetz erfolgt durch die Sollwertvorgabe der Spannung an der Mittelspannungsschiene im Umspannwerk.
- Messdaten sind im Verteilernetz aus Kostengründen nur in beschränktem Maße für notwendige Informationen vorhanden. Zukünftig wird eine höhere Verfügbarkeit von solchen Messdaten erwartet (z.B. durch Einsatz von elektronischen Zählern in der Niederspannung und eines PQ-Monitoring Systems in der Mittelspannung)
- Derzeit besteht keine Möglichkeit der Steuerbarkeit von dezentralen Erzeugungsanlagen. Zukünftig wäre für die Netzbetreiber eine Wirk- und Blindleistungsregelung für den Betrieb eines aktiven Netzbetriebs Voraussetzung.
- Eine Inselbildung ist in Netzabschnitten möglich. Eine gewünschte Inselbildung wäre jedoch mit erheblichem technischem Aufwand verbunden (UCTE Requirement).
- Demand Side Management wird derzeit nur in klassischer Form über die Rundsteuerung durchgeführt (z.B. Speicherheizungen und Boiler).

Kommunikationstechnik

Es zeigt sich, dass die Kommunikationstechnik derzeit zur Übertragung von Messwerten, zur Steuerung sowie zur Übermittlung von Betriebs- und Fehlermeldungen eingesetzt wird. Als Kommunikationskanäle werden Rundsteuerung, sowohl klassische Tonfrequenzrundsteuerung als auch Funkrundsteuerung, ISDN- und analoge Telefonleitungen sowie GSM eingesetzt. Bei funkbasierter Übertragung ergeben sich zum Teil bei schlechtem Wetter Verfügbarkeitsprobleme. Bei GSM kann es zu Roaming- und Verfügbarkeitsproblemen kommen.

Als Stand der Technik können Funk und GSM angesehen werden. Allerdings muss festgehalten werden, dass alle verfügbaren Technologien Nachteile haben, etwa Verfügbarkeitsprobleme oder im Fall von Powerline-Kommunikation Probleme mit der Abstrahlung.

Wirtschaftliche, Legislative und Organisatorische Fragestellungen

- Die Integration von dezentralen Stromeinspeisern ist dort zu favorisieren, wo das Verteilernetz ausreichend leistungsfähig ist bzw. die Netzinfrastruktur dafür ohne größeren Aufwand geschaffen werden kann.
- Technologiespezifische Aussagen zu den Netzkosten sind nicht möglich (Spannungshaltung, Verluste, vorgelagerte Netzebenen, Datenwege etc.) da jede Anlage andere Kostentreiber aufweist.
- Die Integration von dezentralen Stromeinspeisern zur Grundlastabdeckung ist erwünscht und soll zur Vermeidung von Netzverlusten und Reduktion des Bezugs aus übergelagerten Netzen beitragen.
- Dezentrale Erzeuger sind derzeit nicht bzw. nur in Sonderfällen aktiv ins Netzmanagement integriert.
- Ein virtuelles Kraftwerkkonzept kann nur unter regionaler Einschränkung denkbar bzw. erstrebenswert werden, inkludiert jedoch große Herausforderung.
- Eine völlige Kostentransparenz wird erwünscht bzw. ist bereits Standard.
- Die Änderung der Netzkostenzuteilung ist unter den derzeitigen Rahmenbedingungen nicht vorstellbar, wird jedoch zukünftig erzeugerseitig zu überdenken sein.
- Der Abgleich von Erzeugung und Verbrauch ist derzeit noch unzureichend teuer bzw. kaum vorhanden.
- Die Netzanschlussproblematik ist noch nicht überall gelöst, da nötige Verstärkungen im Netz einen Graubereich der Regulierung darstellen und dadurch derzeit eine ungleiche Behandlung von Erzeugern und Verbrauchern gegeben ist.
- Die Integration von Dezentraler Erzeugung in den Ausgleichsenergiemarkt ist zwar möglich, jedoch nur schwer vorstellbar (Präqualifikation durch Regelzonenführer, Ausgleichsenergiemarkt ist ein globaler Prozess).

Die dargestellten Erkenntnisse flossen als wesentliche Eingangsparameter in die Entwicklung der Modellsysteme bzw. Spannungsregelungskonzepte im Projekt DG DemoNetz-Konzept ein.

4.2 Entwicklung des Stufenmodells

4.2.1 Freiheitsgrade bei der Spannungsregelung

Wie im Kapitel 3.2 erwähnt wird derzeit die Spannung in Verteilnetzen hauptsächlich anhand Stufentransformatoren geregelt. Laut derzeitigen Beurteilungsverfahren für den Anschluss Erzeugungsanlagen ist eine Netzverstärkung notwendig falls die betrachtete Anlage zu einer Nichteinhaltung der Planungsgrundsätze führt. Um dies zu vermeiden, wie es sich beim DG DemoNetz-Konzept handelt müssen entsprechende Regelungskonzepte umgesetzt werden. Diese Regelungskonzepte sollten die Freiheitsgrade die zu Verfügung stehen nutzen um die Spannungshaltung zu Gewährleistung ohne, dass eine Netzverstärkung notwendig ist.

Theoretisch betrachtet stehen wie aus Formel 8 (Linearisierung des Lastflusses), die sich auf Abbildung 15 bezieht folgende Freiheitsgrade zur Spannungsregelung zu Verfügung:

- Verwendung des Stufentransformators
- Management der Wirkleistung
 - o bei Erzeuger
 - o bei Verbraucher
- Management der Blindleistung
 - o bei Erzeuger
 - o bei Verbraucher

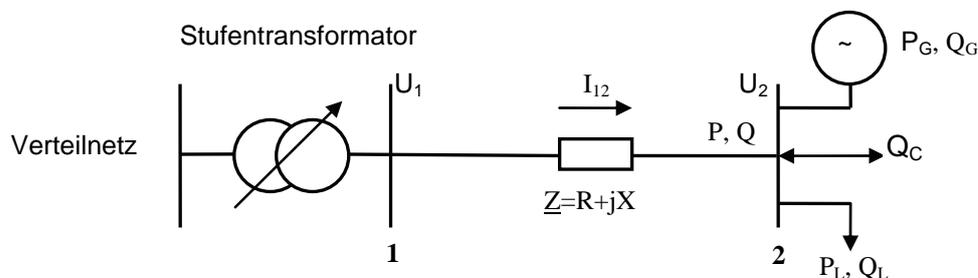


Abbildung 15: Vereinfachte Darstellung eines radialbetriebenen Verteilnetzes mit Erzeugungsanlage

$$U_1 \approx U_2 + \frac{RP + XQ}{U_2} \quad (8)$$

$$P = P_L - P_G \quad (9)$$

$$Q = \pm Q_G \pm Q_C + Q_L \quad (10)$$

4.2.2 Stufenmodell „Aktive Spannungsregelung“

Auf Basis der im Kapitel 4.2.1 vorgestellten Freiheitsgraden wurden Regelungskonzepte entwickelt. Diese unterscheiden sich nach Komplexität und Wirksamkeit und können wie in Abbildung 16 dargestellt werden.

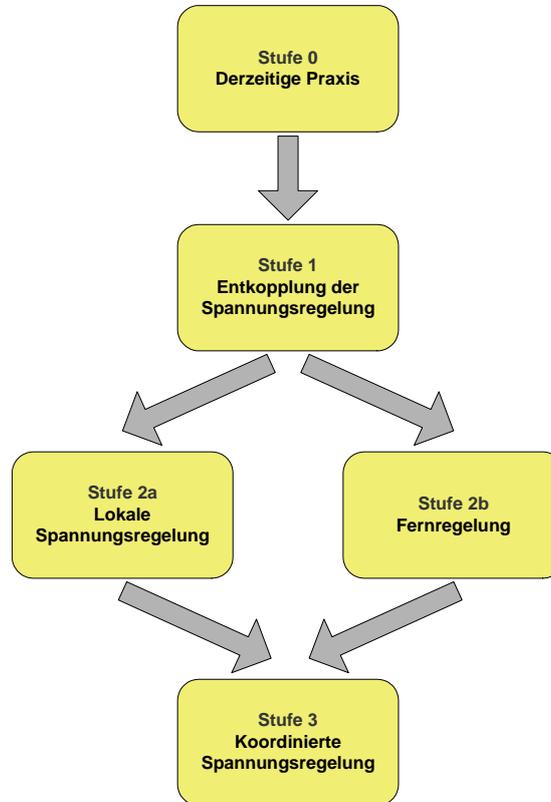


Abbildung 16: Stufenmodell „Aktive Spannungsregelung“

Folgend wird jede einzelne Stufe des Modells erklärt.

4.2.2.1 Stufe 0: derzeitige Praxis

Im Allgemeinen werden in Österreich Verteilernetze derzeit „passiv“ betrieben. Passiv bedeutet in diesem Zusammenhang, dass durch worst-case Annahmen (Minimale Erzeugung/Maximale Last, Maximale Erzeugung/Minimale Last, Maximale Erzeugung, Maximale Last und Minimale Erzeugung/Minimale Last) in der Netzplanung die Verteilernetze so dimensioniert werden, dass sie ohne direkten Eingriff in den laufenden Netzbetrieb (ausgenommen durch die Schutzeinrichtungen im Fehlerfall) betrieben werden können. Erzeuger und Verbraucher sind nur in wenigen Fällen und sehr eingeschränkt in den Netzbetrieb eingebunden.

Planung und Betrieb des Verteilernetzes erfolgen derart, dass die Spannung innerhalb der Grenzwerte bleibt. Der Stufentransformator wird mit einer fix eingestellten Referenzspannung für die Sammelschiene im Umspannwerk betrieben (siehe Abbildung 17 und Abbildung 18). Die Hauptaufgabe des Stufentransformators liegt darin die Spannungsschwankungen

aus dem 110 kV-Netz und die Spannungsschwankungen auf Grund schwankender Lastflüsse durch die Transformatorimpedanz (Kurzschlussimpedanz) zu kompensieren.

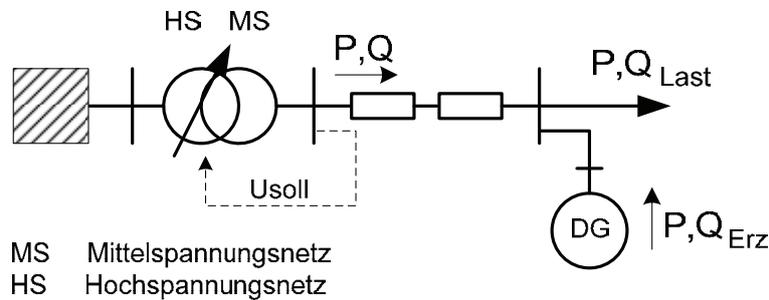


Abbildung 17: Spannungsregelung - Derzeitige Praxis

Wenn Aufgrund von Spannungsproblemen der Anschluss einer Erzeugungsanlage nicht möglich ist, wird im Regelfall eine Netzverstärkung durchgeführt, oder ein Verknüpfungspunkt mit einer höheren Kurzschlussleistung gesucht.

Mit einer Regelung auf einen Spannungssollwert im Umspannwerk werden jedoch, insbesondere bei einer Stromumkehr, durch Einspeisung von dezentralen Erzeugungsanlagen die Spannungsverhältnisse im unterlagerten Netz nicht erfasst. D.h. es gibt kein Zusammenwirken von Erzeugungsanlagen und der Spannungsregelung.

Diese Stufe dient als Referenzszenario für die im weiteren Projektverlauf durchzuführende wirtschaftliche Bewertung der einzelnen Stufen.

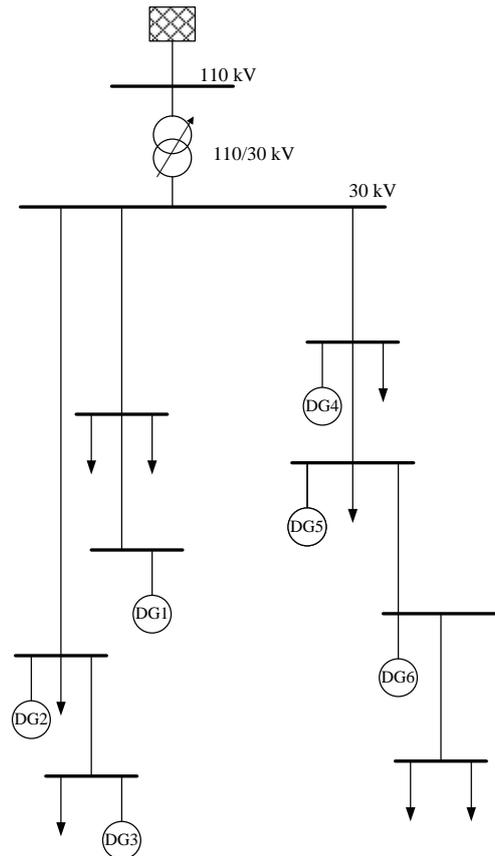


Abbildung 18: Funktionsübersicht der derzeitigen Praxis

4.2.2.2 Stufe 1: Entkopplung der Spannungsregelung

Der Stufentransformator wird mit einer fix eingestellten Referenzspannung für die Sammelschiene im Umspannwerk betrieben. Wenn in einem Mittelspannungsnetz die Erzeuger bzw. auch die Lasten heterogen verteilt sind macht es abhängig von der Netztopologie Sinn einzelne Teile des Netzes spannungsmäßig vom Rest zu entkoppeln. Wenn z.B. in einem Abzweig eine massive Häufung von Erzeugern und einer damit verbundenen Spannungsanhebung kommt wird im Abzweig an geeigneter Stelle ein Längstransformator installiert, um für diesen Abzweig alleine die Spannung reduzieren zu können (siehe Abbildung 19).

Im Allgemeinen wird das Netz weiterhin passiv betrieben jedoch können in einzelnen Netzabschnitten lokale Spannungsprobleme gelöst werden. Dazu ist es notwendig vor dem Einsatz entsprechende „Offline-Analysen“ durchzuführen.

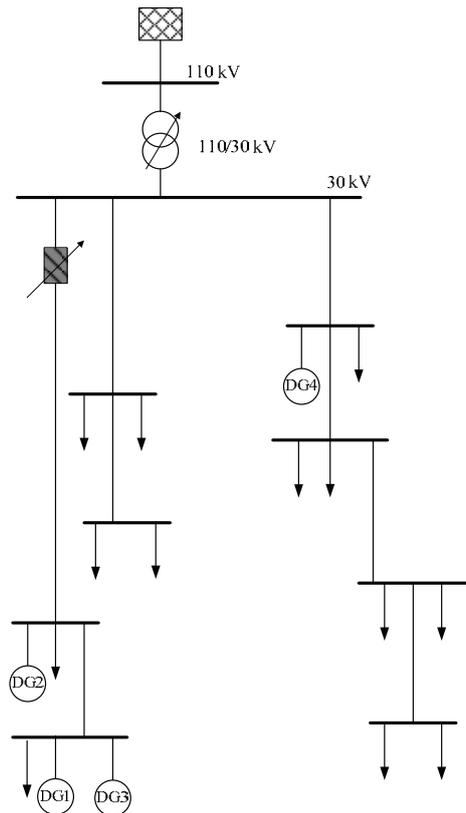


Abbildung 19: Funktionsübersicht der Entkopplung der Spannungsregelung

4.2.2.3 Stufe 2a: lokale Spannungsregelung

Bei dieser Methode wird der Stufentransformator weiterhin mit einer fix eingestellten Referenzspannung für die Sammelschiene im Umspannwerk betrieben. Ausgewählte dezentrale Erzeugungseinheiten regeln mit Hilfe von Blind- bzw. Wirkleistungsmanagement lokal die Spannung und gewährleisten somit ein Einhalten der Spannungsgrenzen (Siehe Abbildung 20). Aufgrund des im Vergleich zu Übertragungsnetz im Verteilernetz größeren Verhältnisses von R/X erfordert die Blindleistungsregelung in diesem Fall im Verhältnis höhere Blindleistungen und falls diese nicht verfügbar sind oder die Leitungskapazitäten überfordern muss auf eine Wirkleistungsbegrenzung zurückgegriffen werden. Priorität hat aufgrund der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen jedoch die Blindleistungsregelung. Zu beachten ist allerdings, dass Generatoren, die Wirkleistung im Nennbereich erzeugen nur begrenzt Blindleistung erzeugen können. Das bedeutet, dass bei höheren Blindleistungsanforderungen zur Spannungsregelung automatisch eine Wirkleistungsreduktion zusätzlich eintritt. Günstig sind in diesem Fall Generatoren deren Nennleistung über jener des antreibenden Systems liegt. Bei Biogasanlagen ist das häufig der Fall. Bestehen Spannungsprobleme, die durch Blindleistung nicht gelöst werden können wird die Wirkleistungsabgabe der Anlage begrenzt. Die Auswahl der zu regelnden Erzeugungsanlagen muss durch „Offline-Analysen“ durchgeführt werden. Diese beinhalten:

- Anlagengröße und Standort (Effektivität des Beitrags zur Spannungsregelung)
- Steuerbarkeit (Vermögen der Anlage Wirk- und Blindleistung zu beeinflussen)

Gegebenenfalls können für die lokale Spannungsregelung auch steuerbare Lasten herangezogen werden.

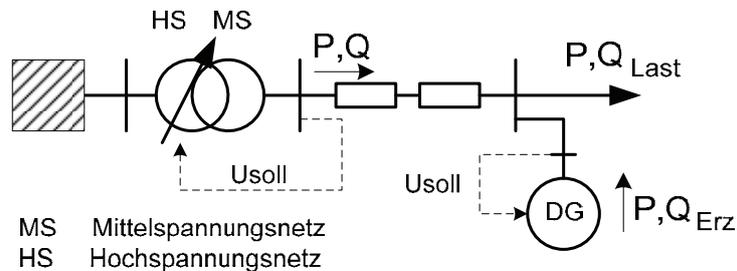


Abbildung 20: Lokale Spannungsregelung - Prinzip

4.2.2.4 Stufe 2b: Fernregelung

Bei der Fernregelung wird der Stufentransformator nicht mehr auf konstanten Sollwert an der Sammelschiene im Umspannwerk geregelt. Der Stufentransformator im Umspannwerk wird entsprechend Messdaten aus „kritischen Knoten“ im unterlagerten Netz geregelt (siehe auch Abbildung 21) Dabei handelt es sich um jene Knoten im Netz, an denen im Laufe eines Jahres die niedrigsten bzw. höchsten Spannungswerte auftreten. Bei einer Verletzung des Spannungsgrenzwertes in einem der Knoten erfolgt im Stufentransformator eine entsprechende Stufenschaltung. Eine Stufenschaltung auf Grund eines zu hohen (zu niedrigen) Spannungswertes in einem kritischen Knoten ist nur möglich, wenn nach der Stufenschaltung in keinem anderen Knoten die Spannungswerte zu niedrig (bzw. zu hoch) sind. Falls dies nicht gewährleistet ist, stößt die Fernregelung an die Grenzen der Wirksamkeit.

Durch diese Maßnahme kann das Spannungsband in vielen Mittelspannungsnetzen wesentlich effizienter genutzt werden, das die „Worst Case“- Annahmen die Basis für den Netzbetrieb darstellen sondern tatsächliche Messwerte aus dem Netz.

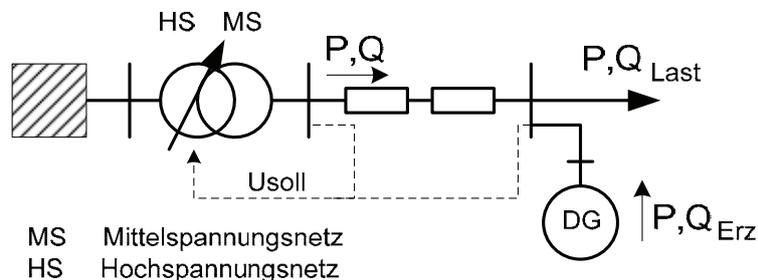


Abbildung 21: Prinzipdarstellung der Fernregelung

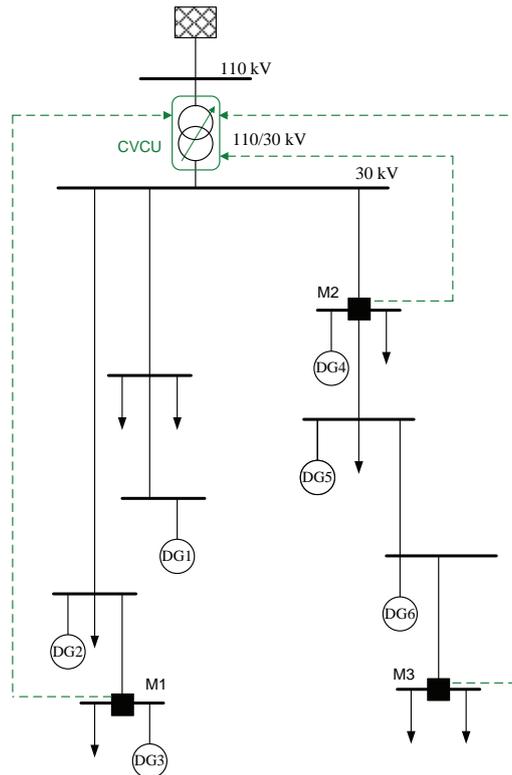


Abbildung 22: Übersichtsdarstellung der Fernregelung

Die kritischen Knoten müssen im Vorfeld auf Basis von Netzsimulationen ermittelt werden ebenso die Bestimmung der möglichen Anlagenleistung die durch diese Maßnahme angeschlossen werden kann (siehe dazu auch Kapitel 4.5). Wenn in den messtechnisch erfassten Knoten die Spannung innerhalb der Grenzen liegt, muss gewährleistet sein, dass auch in allen anderen Knoten im Netz keine Grenzwertverletzungen auftreten.

Die Effizienz dieser Maßnahme ist stark abhängig von der Netztopologie (z.B. unterschiedliche Lastflusscharakteristik in einzelnen Abzweigen) und der Verteilung der Einspeiser im Netz (heterogene bzw. homogene Verteilung der Anlagen).

Die Fernregelung erfordert die Implementierung einer entsprechenden Kommunikationsinfrastruktur (In Abbildung 22 grün dargestellt) zur Messdatenübertragung.

4.2.2.5 Stufe 3: koordinierte Spannungsregelung

Diese Stufe stellt die komplexeste Lösung dar. Darin erfolgt eine koordinierte Spannungsregelung durch Verbindung der Fernregelung unter Zuhilfenahme von Messdaten aus dem Netz mit der lokalen Wirk- und Blindleistungsregelung an ausgewählten Einspeisern (bzw. gegebenenfalls auch Lasten). Die Wirk- und Blindleistungsregelung der Anlagen bezieht sich in diesem Fall, wie bei der Fernregelung auf die Spannungswerte der „kritischen Knoten“ (siehe Abbildung 23)

Wie in den vorherigen Stufen müssen auch hier die kritischen Netzknoten durch Simulationen im Vorfeld ausgewählt werden. Es muss ebenfalls gewährleistet sein, dass es in keinem Knoten im Netz zu Grenzwertverletzungen kommt.

Für die koordinierte Spannungsregelung sind die Anforderungen an die Kommunikationsinfrastruktur etwas höher. Die Regelung verlangt einen bidirektionalen Datenfluss zwischen der zentralen Steuereinheit und den Messstellen (in Abbildung 24 grün dargestellt) im Netz bzw. den geregelten dezentralen Erzeugungseinheiten (in Abbildung 24 rot dargestellt).

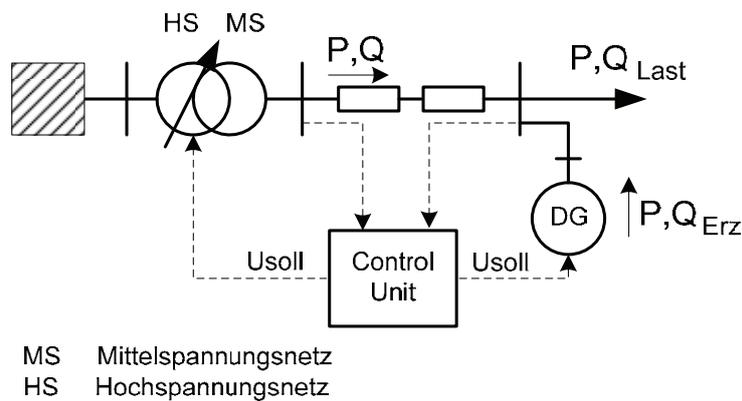


Abbildung 23: Prinzipschaltbild der koordinierten Spannungsregelung

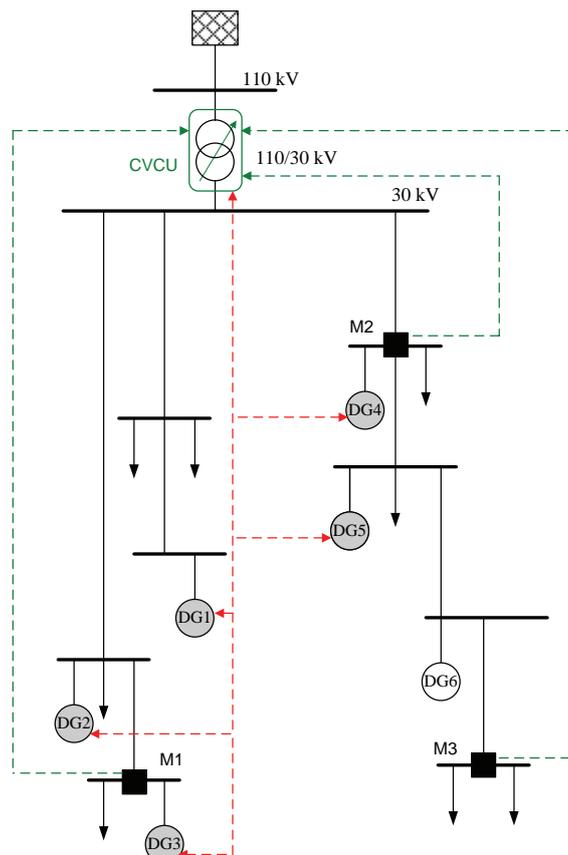


Abbildung 24: Funktionsweise der koordinierten Spannungsregelung

Die einzelnen Maßnahmen der Spannungsregelung werden in folgender Reihenfolge gesetzt:

Im Falle einer Verletzung der Spannungsgrenzen wird, wie bei der Fernregelung, zuerst versucht eine Stufenschaltung beim Transformator durchzuführen. Ist eine Stufung ohne Verletzung der Spannungsgrenzen nicht möglich wird an ausgewählten Einspeisern versucht mit Hilfe einer Blindleistungsregelung die Spannung an den kritischen Knoten soweit zu regeln, dass eine Stufenschaltung möglich ist. Aus wirtschaftlichen Überlegungen wird erst als letzte Maßnahme auf eine Spannungsregelung über Wirkleistungsbegrenzung der einspeisenden Anlagen zurückgegriffen.

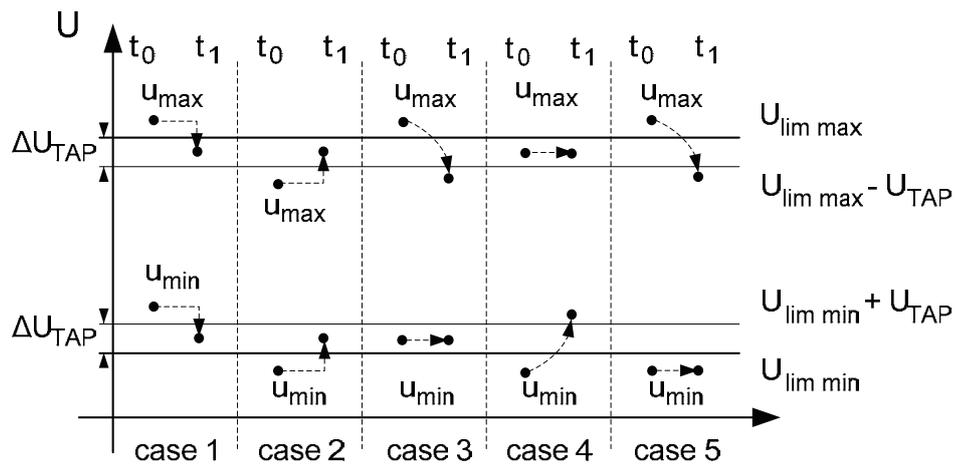


Abbildung 25: Regeln der koordinierten Spannungsregelung

Dafür sind die in Abbildung 25 dargestellten Grundregeln zu beachten:

Fall 1 (Case 1). Wenn die höchste Spannung im Netz den oberen Spannungsgrenzwert überschreitet und die niedrigste Spannung im Netz auch nach Stufenumstellung im Regeltrafo innerhalb des Grenzwertes ist (t_0) → aktiviere den Stufensteller (t_1)

Fall 2 (Case 2). Wenn die niedrigste Spannung im Netz den unteren Spannungsgrenzwert verletzt und die höchste Spannung im Netz auch nach Stufenumstellung im Regeltrafo innerhalb des Grenzwertes ist (t_0) → aktiviere den Stufensteller (t_1)

Fall 3 (Case 3). Wenn die höchste Spannung im Netz den oberen Spannungsgrenzwert überschreitet und die niedrigste Spannung im Netz innerhalb ΔU_{TAP} liegt würde Stufung eine Verletzung der unteren Spannungsgrenze verursachen, daher erfolgt zum Zeitpunkt t_0 folgende Gegenmaßnahme → aktiviere die lokale Spannungsregelung mit dem Spannungssollwert $U_{lim\ max} - U_{TAP}$ (t_1) damit eine Stufenschaltung möglich wird.

Fall 4 (Case 4). Wenn die niedrigste Spannung im Netz den unteren Spannungsgrenzwert verletzt und die niedrigste Spannung im Netz innerhalb ΔU_{TAP} liegt würde Stufung eine Verletzung der oberen Spannungsgrenze verursachen (t_0) → aktiviere die lokale Spannungsregelung mit dem Spannungssollwert $U_{lim\ min} + U_{TAP}$ (t_1) damit eine Stufenschaltung möglich wird.

Fall 5 (Case 5). Wenn die niedrigste und die höchste Spannung im Netz außerhalb der Spannungsgrenzwerte liegen (t_0) → aktiviere die lokale Spannungsregelung mit dem Spannungssollwert $U_{lim\ max} - U_{TAP}$ (t_1), damit die gleichen Bedingungen wie in Fall 2 herrschen und eine Stufenschaltung möglich wird

Um zu gewährleisten, dass sich einzelnen Anlagen bei der Regelung nicht gegenseitig beeinflussen, wird eine hierarchische Reihung der Anlagen basierend auf die Auswirkung der jeweiligen Wirk- bzw. Blindleistungsregelung auf den Spannungswert durchgeführt. Diese Reihung wird in Form einer Beitragsmatrix (vgl. 4.2.2.7) im Regelalgorithmus in der zentralen Steuereinheit im Umspannwerk implementiert.

4.2.2.6 Vergleich und Diskussion der verschiedenen Regelungskonzepte

Tabelle 2 stellt die Übersicht der eingesetzten Betriebsmittel für jedes Regelungskonzept dar. Bei Stufen 2a und 3 können kombinierbar Erzeuger und Verbraucher eingebunden werden. Weiters kann die Verwendung eines Spannungsreglers mit einem anderen Regelungskonzept kombiniert werden.

Im Rahmen des iterativen Prozesses bei der Entwicklung der Spannungsregelungskonzepte, wurden technische, wirtschaftliche und organisatorische Aspekte der im Betrieb evaluiert, und soweit als möglich in den zugrunde liegenden Regelungskonzepten berücksichtigt.

Die sich daraus ergebenden Vorteile bzw. Nachteile der einzelnen Stufen sind in Tabelle 3 dargestellt.

Tabelle 2: Vergleich des Betriebsmitteleinsatzes für die verschiedenen Regelungskonzepte

Stufe	Stufentransformator	DEA (P, Q)	Last (P, Q)	Spannungs- regler
0: derzeitige Praxis	Fixe Referenzspannung	-	-	-
1: "Entkopplung" der Spannungsregelung	Fixe Referenzspannung	-	-	✓
2a: lokale Spannungsrege- lung	Fixe Referenzspannung	✓	✓	✓ ⁹
2b: Fernregelung	Variable Referenzspannung	-	-	✓ ⁵
3: koordinierte Span- nungsregelung	Variable Referenzspannung	✓	✓	✓ ⁵

⁹ optional kombinierbar

Tabelle 3: Vor- und Nachteile der einzelnen Stufen im Stufenmodell für die Integration von dezentralen Erzeugungsanlagen

Methoden	Vorteile	Nachteile
Derzeitige Praxis	<p>technisch: erprobte Standardlösung</p> <p>organisatorisch: gewohnte Vorgehensweise, kein Angriff in Erzeugeranlagen</p> <p>wirtschaftlich: derzeitige Praxis definiert die Referenzvariante für die wirtschaftliche Bewertungen der einzelnen Modellstufen</p>	<p>technisch: nur begrenzte DEA Dichte möglich</p> <p>organisatorisch: Umfangreiche Genehmungsverfahren für neue Leitungen (z.B. neue 110-kV-Einspeisung)</p> <p>wirtschaftlich: es besteht die Möglichkeit, dass die derzeitige Praxis (u.a. aufgrund des derzeitigen regulatorischen Rahmens) aus gesellschaftlicher Sicht suboptimale Lösungen hervorruft</p>
“Entkopplung” der Spannungsregelung	<p>technisch: ein problematischer Netzabschnitt wird primärtechnisch entkoppelt, keine Kommunikationsinfrastruktur nötig</p> <p>organisatorisch: einfach, da kein Eingriff in Kundenanlagen</p> <p>wirtschaftlich: einfach mit der derzeitigen Praxis zu vergleichen</p>	<p>technisch: unflexibel, schwierig zu skalieren</p>
Lokale Spannungsregelung	<p>technisch: einfach zu implementieren, Q-Regelung bei den meisten Anlagen einfach zu realisieren, erweiterbar und skalierbar, keine Kommunikationsinfrastruktur nötig</p> <p>organisatorisch: nur lokale Maßnahmen, keine Änderung am Netz selbst, kein Leitungszubau</p> <p>wirtschaftlich: Spannungsprobleme und damit verbundene Kosten können dem Verursacher direkt zugeordnet werden</p>	<p>technisch: schwierige Auswahl der zu regelnden Anlagen, nicht koordiniert (d. h. Schwingeffekte denkbar)</p> <p>organisatorisch: Eingriff in Erzeugeranlage notwendig, Vertragsaspekte zu klären, eventuelle Versicherungsfragen zu klären (eigentlich ist die Anlage durch einen Überspannungsschutz der auf die Netz-entkopplung wirkt geschützt)</p> <p>wirtschaftlich: Erzeugerverluste (z.B. hervorgerufen durch Wirkleistungsbegrenzung) mindern ohne monetären Ausgleichs die Attraktivität der DG-Standorte</p>
Fernregelung	<p>technisch: einfach erweiterbar und skalierbar, neue Datenverfügbarkeit auch vorteilhaft für andere Belange des Netzbetriebs</p> <p>wirtschaftlich: es besteht die Möglichkeit im Vergleich zur derzeitigen Praxis kostengünstigere Lösungen zu finden, ohne den regulatorischen Rahmen zu verletzen</p>	<p>technisch: Kommunikationsinfrastruktur notwendig, Effizienz von der Netztopologie abhängig</p> <p>organisatorisch: Behördenverfahren, Eingriff in Erzeugeranlage notwendig, Vertragsaspekte zu klären, eventuelle Versicherungsfragen zu klären (eigentlich ist die Anlage durch einen Überspannungsschutz der auf die Netzentkopplung wirkt geschützt)</p> <p>wirtschaftlich: Spannungsprobleme und damit verbundene Kosten können dem Verursacher nicht direkt zugeordnet werden, „Cost Sharing“ für Messpunkte im</p>

Koordinierte Spannungsregelung

technisch: **koordiniert, hohe Effizienz, effektive Nutzung aller Ressourcen, erweiterbar und skalierbar, neue Datenverfügbarkeit auch vorteilhaft für andere Belange des Netzbetriebs**

wirtschaftlich: **sehr gute Ausnutzung der bestehenden Netinfrastruktur; Einsatz marktbasierter Regelalgorithmen möglich (Peak vs. Base Erzeugung; DSM ...)**

Netz notwendig

technisch: **komplex, bidirektionale Kommunikationsinfrastruktur notwendig, Komplexes Engineering (Auswahl von kritischen Knoten und zu regelnden Erzeugungseinheiten)**

organisatorisch: **Genehmigung jedes einzelnen Funkstandortes durch die Fernmeldebehörde, Eingriff in Erzeugeranlage notwendig, Vertragsaspekte zu klären, eventuelle Versicherungsfragen zu klären (eigentlich ist die Anlage durch einen Überspannungsschutz der auf die Netzentkopplung wirkt geschützt)**

wirtschaftlich: **Konzept im derzeitigen regulatorischen Rahmen nicht umsetzbar; Erzeugerverluste**

4.2.2.7 Planung des Einsatzes der Spannungsregelungsstrategien

Bestimmung der kritischen Knoten

Die „kritischen Knoten“ sind jene Knoten im Netz deren Spannung zumindest einmal im Jahr der niedrigsten bzw. der höchsten Spannung im Netz entspricht. Die Spannungswerte in den Knoten werden durch Offline-Analysen auf Basis von Lastflussberechnungen eines Jahres ermittelt (mit 15min Last- bzw. Erzeugungsprofilen). Mit Hilfe eines im Rahmen des Projektes entwickelten Matlab Tools werden diese kritischen Knoten in einem ersten Schritt automatisiert ermittelt. In einem zweiten Schritt werden benachbarte Knoten mit gleichen Spannungsverläufen (Abweichung der Profile kleiner als 0,1%) gruppiert. D.h. es wird nur einer der benachbarten Knoten als kritischer Knoten definiert. In einem dritten Schritt werden im Rahmen von DG DemoNetz-Konzept auch die beiden „Worst Case“ Szenarien minimale Erzeugung und maximale Last bzw. maximale Erzeugung und minimale Last im Netz herangezogen.

Für die Ermittlung der kritischen Knoten werden Simulationen mit den Szenarien aus durchgeführt.

Tabelle 4: Szenarien zur Ermittlung der "kritischen Knoten"

Szenario	Last	Erzeugung
Normalbetrieb	15 min Profile	15 min Profile
Worst Case 1	100%*	0%*
Worst Case 2	20%*	100%*

*) der Nennleistung

Nach Durchlauf der oben erwähnten drei Schritte erfolgt eine Zusammenfassung der ermittelten kritischen Knoten für die Implementierung der Fernregelung und der koordinierten Spannungsregelung.

Bestimmung des Einflusses einer steigenden Dichte an dezentralen Erzeugungsanlagen

Um die Auswirkungen der zusätzlichen Erzeugungsanlagen im Netz zu quantifizieren, wird für jede der zusätzlichen Anlagen die Spannungsanhebung bei Einspeisung mit Nennleistung ermittelt. Dies geschieht in einer automatisierten Lastflussberechnung bei konstanter Netzlast und bereits vorhandenen Erzeugung.

Die Spannungsanhebung wird durch sukzessives Zu- und Wegschalten der einzelnen Anlagen entsprechend der zeitlichen Abfolge in Tabelle 5 ermittelt.

Die Ergebnisse auf Basis der Netzbedingungen im Zeitschritt 0 dienen als Referenzwerte. Danach speist zu jedem Zeitschritt eine Anlage mit der jeweiligen Nennleistung ins Netz ein. Für jeden Knoten im Netz wird die Spannungsanhebung aufgrund aller einzelnen Erzeugungsanlagen berechnet. Die ermittelten Werte repräsentieren den Einfluss des Erzeugers unter Berücksichtigung des Verknüpfungspunktes (Verfügbare Kurzschlussleistung) und der Größe (Nennleistung) der zusätzlichen Anlage.

Tabelle 5: Profile zur Bestimmung der Auswirkung einer steigenden Erzeugungsdichte

Leistungseinspeisung der neuen (zusätzlichen) Erzeuger				
Zeitschritt	P_{DG1}	P_{DG2}	...	P_{DGn}
s	MW	MW	...	MW
0	0	0	...	0
1	$P_{Nenn,DG1}$...	0
2	0	$P_{Nenn,DG2}$...	0
...
n	0	0	...	$P_{Nenn,DGn}$

Nach Ermittlung der Spannungsanhebung werden die Anlagen entsprechend ihrem Einfluss auf das Netz sortiert. Zwei unterschiedliche Reihungen werden dabei berücksichtigt: Einerseits ein Anschluss in der Reihenfolge beginnend mit den Anlagen, welche die größte Auswirkung haben und andererseits ein Anschluss beginnend mit den Anlagen, welche den kleinsten Einfluss auf die Spannungshöhe haben. Eine exemplarische Reihung ist in Abbildung 26 dargestellt.

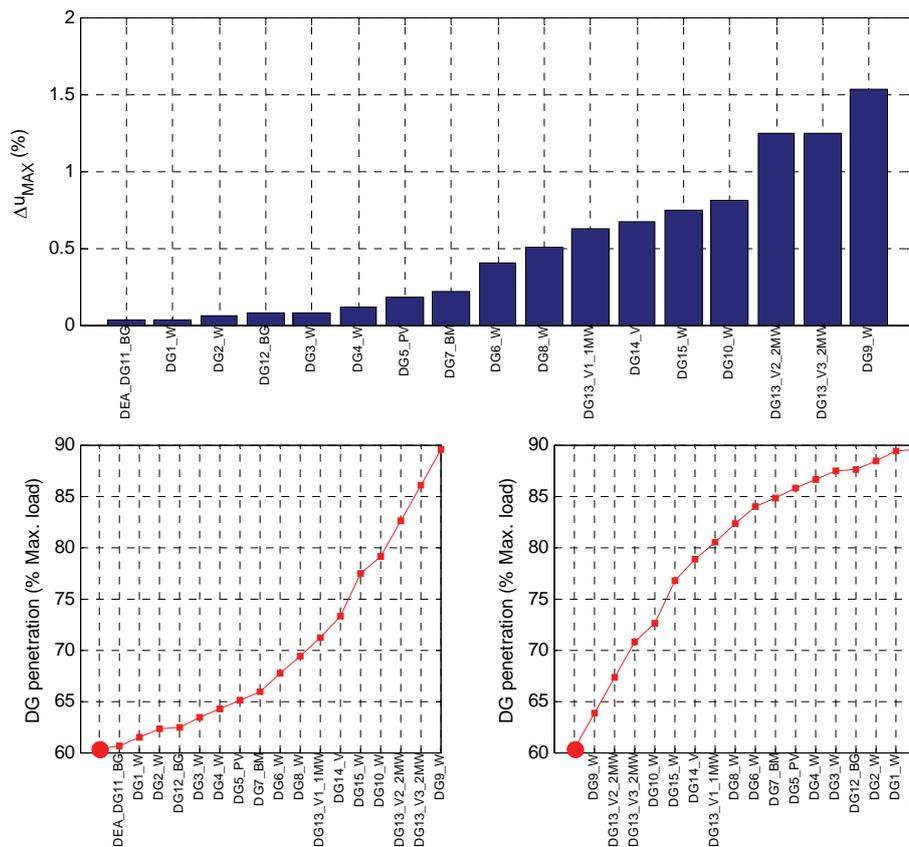


Abbildung 26: Zusätzliche Anlagen gereiht nach dem Einfluss des Anschlusses auf die Spannung

Die ermittelte Reihung der „neuen“ Anlagen dient in den Simulationen als Basis für die Bildung der einzelnen Szenarien mit unterschiedlicher Dichte an dezentralen Erzeugungsanlagen.

Ermittlung der Beitragsmatrix für die koordinierte Spannungsregelung

Die Beitragsmatrix stellt für die koordinierte Spannungsregelung die Information über die aktiven Erzeugungseinheiten und deren möglicher Beiträge für die Spannungsregelung bereit.

Für jeden der im ersten Schritt ermittelten kritischen Knoten wird der Einfluss der Erzeugungsanlagen auf dessen Spannungshöhe ermittelt. Die Erzeugungsanlagen werden entsprechend deren Auswirkungen in der Beitragsmatrix gereiht. Die Anlage mit der größten Auswirkung erhält die Priorität 1 die mit der zweit größten die Priorität 2 usw. Wenn eine Anlage gerade nicht in Betrieb ist erhält sie die Priorität 0.

Für die koordinierte Spannungsregelung müssen so viele Anlagen berücksichtigt werden, dass eine Spannungsreduktion am kritischen Knoten, und in Folge eine Trafostufung möglich wird. Dabei werden nur jene Anlagen berücksichtigt die auch einen signifikanten Einfluss auf die Spannungshöhe haben.

Die Struktur der Beitragsmatrix ist in Abbildung 27 dargestellt. Die Anzahl der Spalten entspricht der Anzahl der kritischen Knoten und die Anzahl der Zeilen entspricht der Anzahl der an der Regelung beteiligten Erzeugungsanlagen.

kritische Knoten

		KN1	KN2	KN _i
Erzeugungsanlagen	DG1	2	1	1
	DG2	4	3	3

	DG _j	3	4	4

$[BM] =$

Abbildung 27: Die Beitragsmatrix für die koordinierte Spannungsregelung

Die Matrix berücksichtigt reale Netzbedingungen und wird regelmäßig aktualisiert.

Wenn bei der koordinierten Spannungsregelung bei Verletzung der Spannungsgrenzen keine Transformatorstufung möglich ist, wird die lokale Spannungsregelung aktiviert. Geregelt wird die Spannung an zwei kritischen Knoten: jener mit der niedrigsten Spannung und jener der höchsten Spannung. Entsprechend liefert die Beitragsmatrix zwei Spalten (siehe Abbildung 28), welche zur jeweiligen Spannungsregelung in den Knoten herangezogen werden.

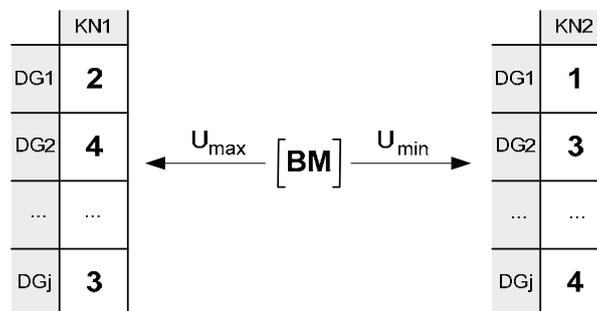


Abbildung 28: Entkopplung der Matrix bei der Spannungsregelung

Die erste Anlage in der Matrix erhält ein Regelungssignal (minimale oder maximale Spannung), den Spannungssollwert und ein Aktivierungssignal. Wenn das Aktivierungssignal der Anlage auf „On“ steht beginnt sie mit der Blindleistungsregelung. Wenn die Blindleistungsregelung der Anlage nicht ausreicht, um den Spannungssollwert zu erreichen, wird die zweite Anlage entsprechend der Beitragsmatrix aktiviert. Ist nach Ablauf der gesamten Sequenz (aktivieren der Blindleistungsregelung aller Anlagen in der Matrix) der Spannungssollwert noch nicht erreicht, wird nach demselben Schema die Wirkleistungsregelung der Anlagen aktiviert. Der Prozess läuft so lange bis der Spannungssollwert erreicht wurde. Das eben beschriebene Schema ist in Abbildung 29 dargestellt.

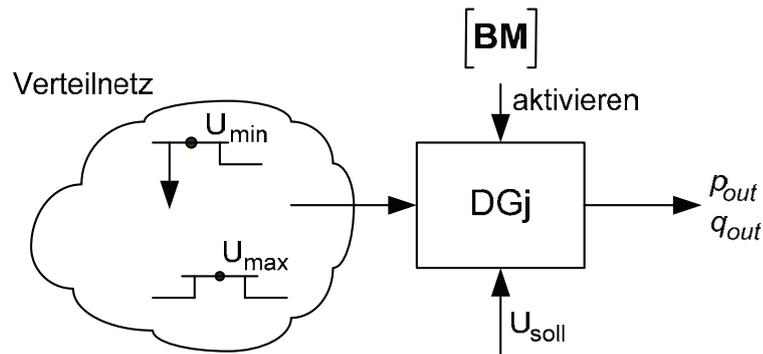


Abbildung 29: Schema der Regelung für die Erzeugungseinheiten

Reichweite der Methoden zur Spannungsregelung

Für die Ermittlung der maximal möglichen Anzahl (bzw. Dichte) neuer Erzeugungsanlagen im Netz bei Verwendung der einzelnen Spannungsregelungskonzepte, ist es notwendig bei der Planung die benötigten Spannungsregelungsbereiche zu untersuchen. Ziel ist es die Grenzen bei der derzeitigen Praxis, bei Verwendung der Fernregelung und bei Einsatz der koordinierten Spannungsregelung abzuschätzen. Im Fall der Fernregelung wird der so genannte „dynamische Regelbedarf“ und bei der koordinierten Spannungsregelung der so genannte „lokale Regelbedarf“ herangezogen. Die beiden Parameter liefern eine Abschätzung der Reichweite der Spannungsregelungskonzepte und werden in Folge näher dargestellt.

Dynamischer Regelungsbedarf (DRB)

Mit Hilfe des dynamischen Regelungsbedarfs (15) wird ermittelt ab welcher Dichte an dezentraler Erzeugung in einem Netzabschnitt die derzeitige Praxis des Netzbetriebs nicht mehr ausreicht und eine Fernregelung zum Einsatz kommt. Der DRB entspricht der Differenz des höchsten und des niedrigsten Spannungswertes eines Jahres verglichen mit dem verfügbaren Spannungsband (siehe Abbildung 30). Ein DRB, der größer ist als $-\Delta U_{Tap}$ (entspricht der Spannungsänderung infolge einer Stufung) ist, bedeutet in diesem Zusammenhang, dass die Fernregelung notwendig ist. In so einem Fall kann mit der derzeitigen Praxis (Regelung auf einen Spannungssollwert im Umspannwerk) kein Spannungssollwert gefunden werden, der ein Einhalten der Spannungsgrenzen für das ganze Jahr gewährleistet.

Im Prinzip wird beim Analysevorgang (im Rahmen des Projektes erstelltes Matlab Tool) getestet ob es möglich ist die beiden Spannungsverläufe (minimaler - U_{max} - und maximaler Spannungswert – U_{min} - im Netz), mit Hilfe eines neuen Spannungssollwertes so zu verschieben, dass sie im gesamten Jahr (zu jedem Zeitpunkt) innerhalb der Spannungsgrenzen (MAX bzw. MIN) liegen.

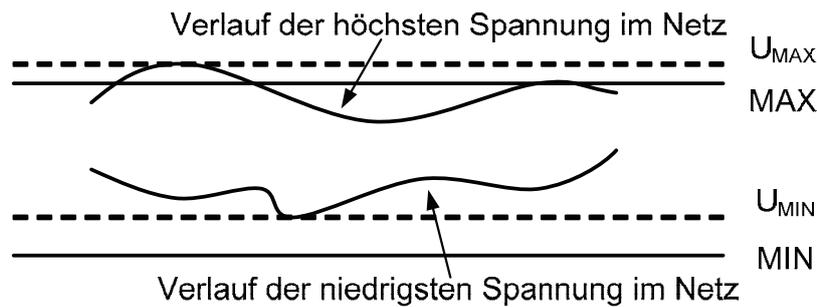


Abbildung 30: Dynamischer Regelungsbedarf

Bei negativem DRB ist ein Einhalten der Spannungsgrenzen mit einem konstanten Sollwert (über das ganze Jahr) für den Stufentransformator möglich. Der Wert gibt gleichzeitig an wie viele Prozent des Spannungsbandes noch als Reserve verfügbar sind.

Folgende Berechnungen liegen dem DRB zugrunde:

$$u_{MAX}(t) = \text{MAX} \{u_k(t), k = 1..n\} \quad (11)$$

$$u_{MIN}(t) = \text{MIN} \{u_k(t), k = 1..n\} \quad (12)$$

$$U_{MAX} = \text{MAX} \{u_{MAX}(t), t = 0..35040\} \quad (13)$$

$$U_{MIN} = \text{MIN} \{u_{MIN}(t), t = 0..35040\} \quad (14)$$

$$\text{DRB} = (U_{MAX} - U_{MIN}) - (\text{MAX} - \text{MIN}) \quad (15)$$

*u_{MAX}(t)...*Verlauf der höchsten Spannungswerte im Netz

*u_{MIN}(t)...*Verlauf der niedrigsten Spannungswerte im Netz

*U_{MAX}...*höchster Spannungswert eines Jahres im Netz

*U_{MIN}...*niedrigster Spannungswert eines Jahres im Netz

*MAX...*oberer Grenzwert des Spannungsbandes

*MIN...*unter Grenzwert des Spannungsbandes

DRB.. Dynamischer Regelungsbedarf

Lokaler Regelungsbedarf (LRB)

Mit Hilfe des lokalen Regelungsbedarfs (16) wird abgeschätzt ab welcher Anlagenzahl bzw. -dichte die Fernregelung nicht mehr im Stande ist die Spannung innerhalb der Grenzwerte zu halten und somit die koordinierte Spannungsregelung notwendig ist.

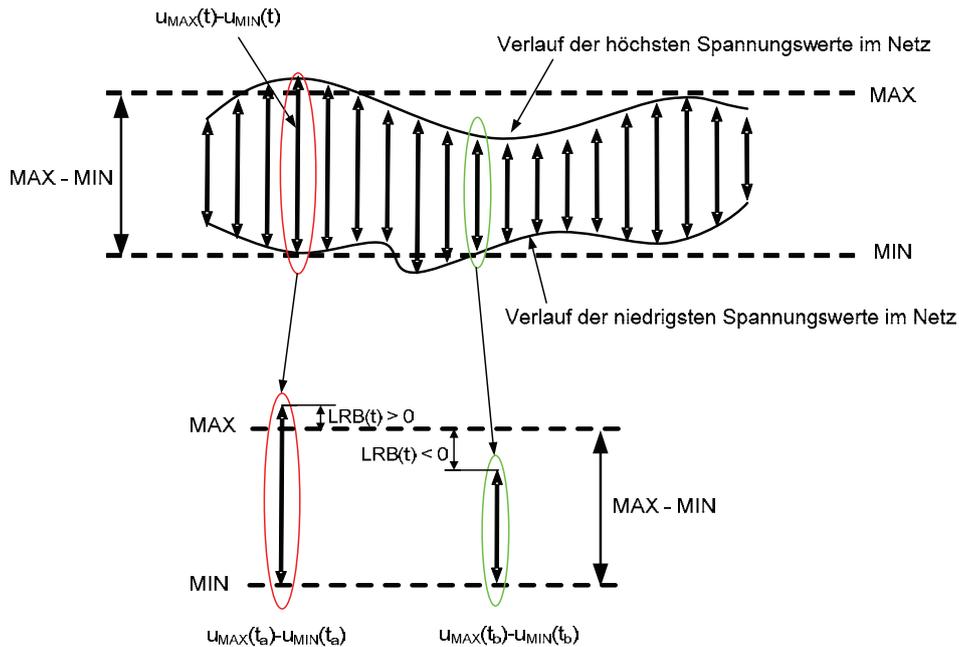


Abbildung 31: Lokaler Regelungsbedarf

Der Wert $LRB(t)$ (16) entspricht der Differenz zwischen der minimalen und der maximalen Spannung im Netz für jeden Zeitpunkt im Jahr verglichen mit dem verfügbaren Spannungsband ($MAX - MIN$). Bei den zugrunde liegenden 15min Mittelwerten entsprechen diese 35040 Werte für ein Jahr.

Der $LRBMAX$ (17) ist definiert als der Maximalwert des $LRB(t)$ im Verlauf eines Jahres. Ist dessen Wert größer als $-\Delta U_{Tap}$ (entspricht der Spannungsänderung infolge einer Stufung) können die Anlagen mit der Fernregelung nicht ohne Verletzung der Spannungsgrenzen betrieben werden (d.h. es herrscht lokaler Spannungsregelungsbedarf – siehe Abbildung 31 unten). In diesem Fall ist die koordinierte Spannungsregelung notwendig.

Der lokale Regelungsbedarf errechnet sich zu:

$$LRB(t) = (u_{MAX}(t) - u_{MIN}(t)) - (MAX - MIN) \quad (16)$$

$$LRBMAX = \text{MAX} \{ LRB(t), t = 1..35040 \} \quad (17)$$

4.3 Kommunikationstechnik

Ein Schlüsselement des aktiven Netzbetriebs ist die kommunikationstechnische Anbindung von Erzeugungseinheiten. Traditionell im Netzbetrieb eingesetzte Kommunikationstechnologien sind Lichtwellenleiter (LWL), Richtfunk und auch Distribution Line Communication (DLC). Zumeist sind in den höheren Netzebenen durchgängig LWL-Anbindungen vorhanden. LWL ist eine fast immer zielführende Lösung, welche jedoch mit hohen Kosten verbunden ist. In vielen Fällen entsteht beim LWL-Ausbau jedoch ein Zusatznutzen. Für die kostengünstigeren Alternativen Richtfunk und DLC kann es technische Knock-out-Kriterien geben, welche deren Einsatz verhindern. So ist Richtfunk nicht unter allen topografischen Bedingungen einsetzbar. Sind im Netzstrang viele Trennstellen zu überbrücken, macht DLC nur begrenzt Sinn, da das Signal sehr oft durch Übersetzer aus dem Leiter aus- und wieder eingekoppelt werden muss.

4.3.1 Potentielle Umsetzungsoptionen für das DG-DemoNetz-Kommunikationssystem

Ein weiter Bereich unterschiedlicher Kommunikationslösungen kommt in Betracht für die Umsetzung der Kommunikationsaufgaben im Rahmen der im Projekt erarbeiteten technischen Lösungen. Eine Auswahl muss anhand der Eigenschaften

- Erforderliche Latenz
- Verlässlichkeit (hier: Verfügbarkeit)
- Kosten

4.3.2 Kommunikationsanforderungen des Systems

Jede DG-DemoNetz-Lösung umfasst eine Reihe kritischer Knoten. Ein Beispielsystem ist in Abbildung 32 dargestellt. In diesem Beispiel sind es 9 kritische Knoten, generell kann angenommen werden, dass dies nicht mehr als ca. 20 Knoten sind (ähnliche und benachbarte Knoten können zusammengefasst werden). Von den kritischen Knoten müssen in Echtzeit Spannungsmessdaten an den Regler (CVCU) übertragen werden. Dies geschieht einmal pro Regler-Zeitschritt T_c , wobei T_c in der Größenordnung 6 Sekunden liegt (die im Projekt durchgeführten Simulation beruhen auf dieser Wahl von T_c). Der Standort des Reglers ist am Umspannwerk für den jeweiligen geregelten Netzabschnitt vorgesehen. Die maximale Übertragungsverzögerung beträgt somit T_c abzüglich der Verarbeitungszeit des Reglers. Dies ist eine relativ lockere Einschränkung, da Übertragungszeiten von über einer Sekunde gut realisierbar sind. Bei schmalbandigen Verbindungen und hohem Datenaufkommen kann es jedoch zu Verzögerungen kommen, die länger sind. Hier muss sichergestellt sein, dass das Regelsystem durch sporadische Fehlübertragungen nicht oder nur wenig gestört wird.

Eine Möglichkeit, die Einschränkung hinsichtlich der Übertragungszeit zu entspannen (die vor allem dann sinnvoll ist, wenn der Reglerzyklus geringer als z. B. 6 Sekunden gewählt werden muss) ist es, Messwerte verschränkt zu verarbeiten und im Zyklus n auf den Messwert vom Zyklus $n-1$ zurückzugreifen. Dies muss jedoch beim Reglerdesign berücksichtigt werden und hat starke Auswirkungen auf die Regelstabilität.

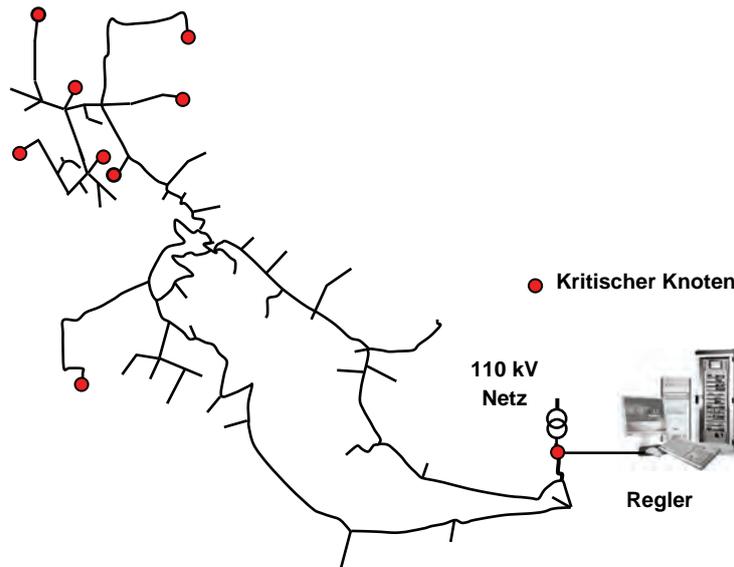


Abbildung 32: Lage der kritischen Knoten in einem Beispielnetz

Zusätzlich zu den regelmäßigen Messdatenübertragungen kommt es zu sporadischen Steuersignalen, die von der CVCU an Einspeiseanlagen (die nicht notwendigerweise an den kritischen Knoten angeschlossen sind) ausgesendet werden. Die maximale Frequenz dieser Signale ist ebenfalls ein Signal pro Einspeiseanlage im Zeitraum T_c . Hier ist auch eine Bestätigung zurückzusenden, was zu einer maximalen Übertragungsdauer von $T_c/2$ führt.

4.3.3 Kommunikationsoptionen

Tabelle 6 gibt einen Überblick über die Vor- und Nachteile möglicher Kommunikationslösungen für die oben angeführten Anforderungen. Prinzipiell kann unterschieden werden zwischen Ansätzen, bei denen vorhandene Infrastrukturen wie Internet oder Telefonnetze genutzt werden, die sich nicht im Besitz des Netzbetreibers befinden, und solchen, bei denen der Netzbetreiber auch Betreiber der Kommunikationsinfrastruktur ist.

Internetzugang ist auf verschiedene Weise möglich. Eine Einwahl über öffentliche Telefonleitungen kommt nicht in Frage, da aufgrund der regelmäßigen Messwertübertragung ein ständiger „Online“-Zustand benötigt wird. Organisatorisch lässt sich dies kostengünstiger über eine angemietete Standleitung realisieren. Alternativ sind drahtlose Anbindungen über GPRS (Datendienst im GSM-Mobilfunknetz) bzw. der Nachfolgetechnologien UMTS, EDGE prinzipiell möglich. Diese Option ist technisch sehr einfach realisierbar, einfach zu installieren und kostengünstig zu betreiben. Allerdings werden die Kommunikationsanforderung nur im typischen Betriebsfall abgedeckt. Es sind Fälle möglich, in denen (z. B. aufgrund hoher Netzauslastung oder externen Störgrößen) die Übertragungsverzögerung sehr groß werden kann. Dies kann dazu führen, dass die Regelsysteme gestört oder ganz zum Ausfall gebracht werden. Nichtsdestotrotz könnte dies für kleinere Erzeugungsanlagen, die an entfernten Stellen im Mittelspannungsnetz angebunden sind, die sinnvollste Art der Anbindung sein.

Die Internetanbindung birgt, wie jede Art einer Netzwerkanbindung, eine Security-Gefahr in sich. Netzkomponenten (auch wenn Sie durch ein verschlüsseltes virtuelles privates Netzwerk geschützt sind) werden im Prinzip „online“ gestellt und so ein potentielles Ziel für Angreifer. Dies ist jedoch auch bei der Nutzung einer vom Internet getrennten Infrastruktur der

Fall. Eine vom öffentlichen Datennetz getrennte Infrastruktur hat lediglich den (geringen) Vorteil, dass der Mediumzugriff dort erschwert wird, da technische Detailinformationen nicht öffentlich zugänglich sind. Der Personenkreis, der diese Detailinformationen hat, ist vielleicht kleiner als im Falle des Internets, es ist aber nicht auszuschließen, dass ein Angriff aus diesem informierten Personenkreis erfolgt. Aus Datensicherheits-Sicht ist daher die Frage, ob eine Internet-Anbindung gegeben ist oder nicht gegeben ist, zweitrangig.

Um eine Abhängigkeit von einem externen Provider zu vermeiden kann eine Stromnetzbetreiber-eigene Infrastruktur aufgebaut (bzw. eine vorhandene erweitert) werden. Die Investitionen in eine solche Infrastruktur können durch eine Mehrfachnutzung ggf. vertretbar sein.

Tabelle 6: Generelle Kommunikationsoptionen für Spannungsregelung im Mittelspannungsnetz

Option	Vorteile	Nachteile
Modem Einwahl / Standleitung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ einfach zu installieren ▪ mittlere Kostenhöhe 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ nicht immer verfügbar (oder sehr teuer) ▪ lange Einwahldauer ▪ Abhängigkeit von externem Provider
GSM/UMTS	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Hohe Verfügbarkeit (durchgehende Verbindung) ▪ einfach zu installieren ▪ geringe Kosten 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ nicht 100% zuverlässig ▪ Abhängigkeit von externem Provider ▪ Security-Problem durch Internet-Tunnel
Distribution line carrier (DLC)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ gehört dem Netzbetreiber ▪ mittlere Kosten 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Dämpfungsproblem wenn viele Stationen im Übertragungsweg liegen ▪ Abstrahlproblematik (bei hohen Bandbreiten)
Richtfunk	<ul style="list-style-type: none"> ▪ einfach zu installieren ▪ gehört dem Netzbetreiber ▪ mittlere Kostenhöhe 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ eingeschränkte Reichweite ▪ Abhängigkeit von topografischen Gegebenheiten ▪ Frequenzbänder müssen lizenziert werden
Glasfaser	<ul style="list-style-type: none"> ▪ sehr hohe Verfügbarkeit ▪ hohe Bandbreite ▪ geringe Verzögerungen ▪ gehört dem Netzbetreiber 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ großer Installationsaufwand ▪ hohe Kosten

Im Falle von Powerline-Kommunikation (im Falle von Mittelspannungsnetzen auch als Distribution Line Carrier (DLC) bezeichnet) existiert das eigentliche Medium bereits, es müssen jedoch Vorkehrungen zur Signalkopplung getroffen werden. Der Aufwand steigt mit der Anzahl der zu überbrückenden Schaltstellen und Transformatoren. Solange die Anzahl der zu überbrückenden Elemente nicht zu hoch ist, ist DLC eine in der Praxis akzeptierte Lösung zur Kommunikation im Mittelspannungsnetz.

Eine andere Kommunikationsoption, bei der kein eigenes Medium installiert werden muss, ist Richtfunk. Auch hier kann das System vom Stromnetzbetreiber selbst betrieben werden. Investitionen in die Endpunktaustattung sind relativ gering. Hinsichtlich der Übertragungsrate

existieren adäquate Lösungen. Die Übertragungsverzögerung hängt von der Anzahl der Zwischenstationen auf dem Übertragungsweg ab. Im Allgemeinen ist eine Richtfunklösung dann sinnvoll, wenn die Kommunikationsteilnehmer Sichtverbindung zum Standort der CVCU (also des zentralen Reglers) haben. Wenn keine Sichtverbindung existiert, müssen Repeater eingesetzt werden, welche die Kosten und die Übertragungsverzögerung der Übertragungsstrecke erhöhen. Zu beachten ist, dass für Richtfunk die entsprechenden Frequenzbänder für den Netzbetrieb von der Regulierungsbehörde freigegeben werden müssen.

Am hohen Ende des Preisspektrums für Kommunikationslösungen befindet sich ein Netzbetreiber-eigenes Glasfasernetz. Es existieren in Österreich bereits teilweise Glasfaseranbindungen im Mittelspannungsnetz, die bis zu den Einspeise-Transformatoren reichen. Einzelne verteilte Erzeuger werden davon jedoch noch nicht erreicht. Eine Glasfaseranbindung bietet optimale Verfügbarkeit, Datenraten und hat als weiteren positiven Aspekt das fast unmögliche Einkoppeln von Fremdsignalen.

Die tatsächlich ausgeführte Kommunikationslösung wird ein heterogenes System sein (siehe z. B. Abbildung 33), in dem verschiedene Medien von möglichst einheitlichen Transportprotokollen (wohl ausschließlich IP) überspannt werden.

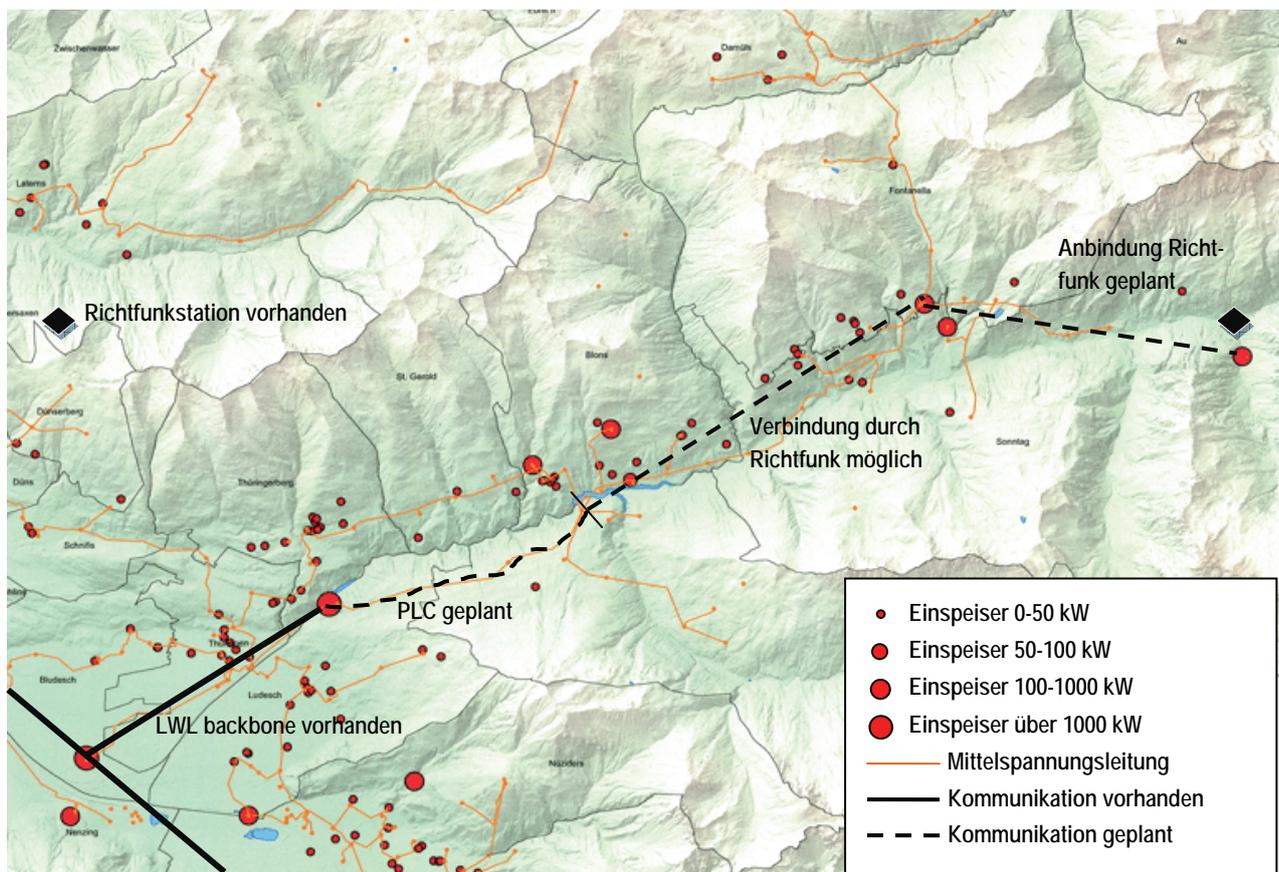


Abbildung 33: Konzept zum Ausbau der Kommunikationsinfrastruktur in einem DG-DemoNetz. In vielen Fällen ist ein Teil der benötigten Kommunikationsinfrastruktur bereits vorhanden. Ausbaumöglichkeiten z.B. von Richtfunk lassen sich teilweise unkompliziert im Rahmen von planmäßigen Wartungsarbeiten durch eine Funkmessung bestimmen.

4.3.4 Verbleibende Wahlmöglichkeiten

Die Auslegung der realen Infrastruktur für einen aktiven Netzbetrieb ist eine nicht-triviale Aufgabe und wird voraussichtlich geleitet sein von Grundsatzentscheidungen einerseits (siehe z. B. Glasfaserinitiative) und dem Umgang mit lokal bereits vorhandenen Lösungen wie z. B. Richtfunk oder DLC. Im Projekt DG DemoNetz sind von den teilnehmenden Netzbetreibern die Lösungen ausgeschlossen worden, die einen externen Infrastruktur-Provider voraussetzen. Da im Projekt speziell geographisch lang ausgedehnte Netze mit einer Reihe von Schaltanlagen im Netzstrang betrachtet werden, ist auch der Einsatz von DLC als unwahrscheinlich eingestuft worden. Die verbleibenden Optionen Richtfunk und Glasfaser werden im Projekt weiter betrachtet und in die ökonomischen Untersuchungen eingeschlossen.

4.4 Auswahl der Netzabschnitte

Um die entwickelte Regelungskonzepte in Hinsicht auf Wirksamkeit und Wirtschaftlichkeit zu überprüfen müssten Demoregionen ausgewählt werden. Bei der Auswahl wurden die folgenden Kriterien berücksichtigt:

- Hohe Dichte an dezentrale Erzeugungsanlagen bereits installiert
- Ein Netzabschnitt in dem Spannungsprobleme bereits bekannt sind oder zu erwarten sind
- Netzabschnitt der repräsentativ für Österreich ist
- Eine Region in der man prinzipiell Interessen von Netznutzern (vor allem Erzeuger) erwarten kann

Bei allen drei Demogebieten gilt als Systemgrenze das Versorgungsgebiet des betrachteten Umspannwerks. Dabei wurde wie schon erklärt nur das Mittelspannungsnetz betrachtet. Jedes Ortsnetz wurde als eine Ersatzlast betrachtet.

Nach dem Auswahlprozess wurden die folgenden drei Demoregionen ausgewählt:

- DemoNetz 1: Großes Walsertal (Vorarlberg, VKW)
- DemoNetz 2: Lungau (Salzburg, SAG)
- DemoNetz3: Klaus-Pyhrn (Oberösterreich, EAG)

Zum zweiten Auswahlkriterium kann ergänzt werden, dass während des Projektes mehrere Anschlussanfragen (Kleinwasserkraft) für das Demonetz 1 und Demonetz 2 gelegt wurden, die unter den derzeitigen Planungsgrundsätzen nicht ohne Netzverstärkungsmaßnahmen oder alternative Regelungskonzepte positiv beantwortet werden konnten.

Für die angestrebten Untersuchungen mussten wie in Kapitel 3.1 und 4.1 ausgeführt sowohl die Daten für den Ist-Stand als auch für diverse Zukunftsszenarien ermittelt werden. Die Zukunftsszenarien wurden auf Basis realistischer Annahmen sowohl für Lasten (Demographische und industrielle Entwicklung) als auch für Verbraucher (je nach Verfügbarkeit der Primärenergieträger) festgestellt.

Diese Daten können in 3 Kategorien unterteilt werden:

- Netzdaten (Übergeordnetes Netz, Umspanner, MS-Leitungen)

- Verbrauch- und Erzeugungsdaten (Typ, Nennleistung, Einspeiser- oder Verbraucherprofil, Leistungsfaktor)
- Verfügbare Sekundärtechnik (vorhandene Kommunikationsinfrastruktur, Eigenschaften)

Tabelle 7 fasst die Eigenschaften der drei ausgewählten Demonetze zusammen. Für jedes Demonetz sind die Hauptcharakteristika der Netzdaten und der Last- und Verbrauchsdaten (für den Ist-Stand und die Entwicklungsszenarien) angegeben.

Tabelle 7: Eigenschaften der drei ausgewählten Demonetze

Charakteristika		DemoNetz1	DemoNetz2	DemoNetz 3	
Umspanner (Stufentransformator)	Nennleistung (MVA)	40	32	32/32	
	Spannung pro Stufe (%)	1.06	1.67	0,75 / 1,25	
	Anzahl von Stufen	31	25	27 / 25	
MS-Netz	Gesamt Leitungslänge (km)	160	280	270	
	Höchste Abweigslänge (km)	28	42	23	
	Knoten Anzahl	213	374	653	
Lasten	Anzahl Stationen	153	351	422	
	Installierte Leistung (MW)	64	26.0	33	
	Leistungsfaktor	0.9	0.95	0.95	
	Höchstlast (MW)	57.7	23.5	24.8	
	Minimallast (MW)	19.0	3.2	3.9	
DEA	Bestand	Anzahl Stationen	56	12	47
		Installierte Leistung (MW)	35.0	5.6	16.5
		Wasserkraft	94%	100%	91%
		Windkraft	0%	0%	0%
		PV	4%	0%	1%
		Biomasse / Biogas	2%	0%	4%
		Andere	0%	0%	1%
	zusätzlich integrierte Anlagen	Anzahl Stationen	17	5	100
		Installierte Leistung (MW)	16.8	6.6	12.33
		Wasserkraft	56%	100%	49%
		Windkraft	39%	0%	0%
		PV	3%	0%	31%
		Biomasse / Biogas	4%	0%	20%
		Andere	3%	0%	0%

Aus Tabelle 7 ist ersichtlich, dass sich trotz gewisser Ähnlichkeiten die drei Demonetze stark unterscheiden. Im Ist-Zustand dominiert bei den drei Demonetzen die Wasserkrafterzeugung (>90 % der installierten Leistung). Allerdings sie sich stark bei den Zukunftsszenarien: während im Demonetz2 der Erzeugungszuwachs ausschließlich mit Wasserkraft zu erwarten ist wurde im Demonetz1 einen starken Erzeugungszuwachs aus Wasser- und Windkraft prognostiziert und im Demonetz3 einen gemischten Zuwachs aus Wasserkraft, Photovoltaik und Biomasse angenommen wurde. Die Details der Szenarienbildung werden für jedes Netz im Kapitel 4.5 präsentiert.

Das Demonetz1 ist das kleinste Netz (gemessen an der Gesamtleitungslänge) und das Demonetz2 ist das Netz mit dem längsten Abzweig, was von sehr großer Bedeutung in Hinsicht auf Spannungshaltung ist. Weiters gibt es im Demonetz1 sowohl für die Last als auch für die Erzeugung eine hohe installierte Leistung. Dieser Unterschied liegt darin, dass eine Kette von zwei großen Wasserkraftwerken (28 MW insgesamt) in Umspannerknähe angeschlossen ist.

Die Netzschemen für jedes DemoNetz sind in Kapitel 4.5 zu finden.

4.5 Umsetzungskonzepte

Um eine Verbesserung der Algorithmen und Automatisierung des komplexen Stufenmodells zu erreichen, wurde mittels eines iterativen Prozesses eine Anpassung des Stufenmodells durchgeführt. Die Regelungskonzepte wurde in der Simulationsumgebung anhand realer Netzdaten der oben Beschriebenen Netzabschnitte technisch und wirtschaftlich bewertet.

Folgende Arbeitsschritte wurden dabei durchgeführt:

- Erarbeitung technischer Umsetzungsstrategien durch Analyse von vorgeschlagenen Lösungsansätzen mittels Simulation von Netzabschnitten mit Modellcharakter für potentielle aktive Netzbetriebsaspekte in Österreich (siehe 3.1.6)
- Erarbeitung wirtschaftlicher Umsetzungsstrategien durch Kostenanalysen vorgeschlagener Implementierungen des Stufenmodells in Form einer Wirtschaftlichkeitsanalyse (siehe Kapitel 3.1.7)
- Die Erfahrungen der Umsetzungsstrategien wurden anschließend in einem allgemein gehaltenen Leitfaden (für alle in Österreich relevanten Player siehe 4.7) und in einem für das Projekt spezifischen Anforderungskatalog zusammengestellt.

4.5.1 Ansatz und Annahmen für die Simulationen

Für die technische Bewertung der Regelungskonzepte wurde der in 3.1.6 dargestellte Ansatz für die Simulationen verwendet. Die Implementierung der Regelungskonzepte in die Simulation wurde iterativ durchgeführt. In jedem Iterationsschritt wurden die Ergebnisse analysiert und mit den Projektpartnern diskutiert. Dies führte zu erheblichen Änderungen in der Simulationsumgebung im Lauf des Projekts, die vor allem zu einer wesentlichen Verbesserung der Benutzbarkeit führte.

Als wesentliche Herausforderung im Zuge der Implementierung der Netzabschnitte in die Simulationsumgebung hat sich die Beschaffung der notwendigen Daten herausgestellt. Die Netzdaten waren bei den Netzbetreibern zur Verfügung, jedoch mussten sie erst in die im Projekt verwendete Simulationsumgebung transferiert werden. Dies war durch unterschiedliche Softwareversionen teilweise mit Schwierigkeiten verbunden. Eine größere Herausforderung war die Generierung der Last- und Erzeugerdaten. Gemessene Profile stehen erst bei einer Anschlussleistung von über 50 kW und einem Jahresverbrauch (bzw. einer Jahreserzeugung) von 100000 kWh zur Verfügung. Verbrauchern die darunter liegen wurden, basierend auf den Jahresenergieverbräuchen, die entsprechenden standardisierten Lastprofile zugeordnet. Für Erzeuger wurden quasi synthetische Profile herangezogen. D.h. die Profile wurden mangels verfügbarer Messwerte aus den Profilen benachbarter größerer Anlagen abgeleitet.

4.5.2 Ergebnisse der Analysen für das DemoNetz 1

4.5.2.1 Beschreibung des DemoNetz1

Der betrachtete Netzabschnitt (Abbildung 34) ist ein ausgedehntes 30 kV-Netz mit einer Gesamtleitungslänge von 160 km. Mit einer installierten Erzeugungsleistung von etwa 35 MW bei einer Höchstlast von ca. 58 MW und einer minimalen Last von ca. 19 MW, erfuhr dieses Netz bereits in den letzten Jahren eine stetige Zunahme des Anteils an dezentraler Strom-einspeisung.

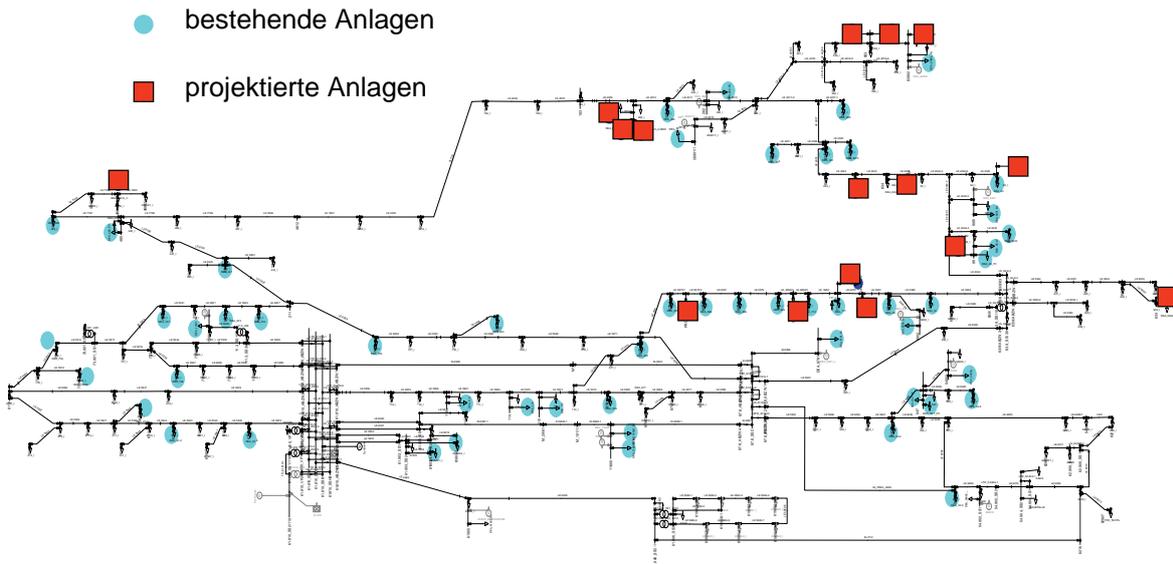


Abbildung 34: Skizze des betrachteten DemoNetz1

Der für die Untersuchungen gewählte DEA-Zuwachs ist in Tabelle 8 zusammengefasst. Die 17 Anlagen (Wasserkraft, Wind, Photovoltaik, Biomasse und Biogas) haben eine Summenleistung von mehr als 16,3 MW.

Tabelle 8: Angenommener DEA-Zuwachs – DemoNetz1

Name	Typ	Nennleistung P (MW)
DEA_DG1_W	Wasser	-0,5
DEA_DG2_W	Wasser	-0,5
DEA_DG3_W	Wasser	-0,5
DEA_DG4_W	Wasser	-0,5
DEA_DG5_PV	PV	-0,5
DEA_DG6_W	Wasser	-1
DEA_DG7_BM	Biomasse	-0,5
DEA_DG8_W	Wasser	-0,5
DEA_DG9_W	Wasser	-2
DEA_DG10_W	Wasser	-1
DEA_DG11_BG	Biogas	-0,1
DEA_DG12_BG	Biogas	-0,1
DEA_DG13_V1_1.0MW	Wind	-1

DEA_DG13_V2_2.0MW	Wind	-2
DEA_DG13_V3_2.0MW	Wind	-2
DEA_DG14_V	Wind	-1,2
DEA_DG15_W	Wasser	-2,4

4.5.2.2 Technische Bewertung – Wirksamkeit der verschiedenen Regelungskonzepten

Derzeitige Praxis

Bei der Analyse des Ist-Stands wurde ein dynamischer Regelungsbedarf von ca. -3,8 % abgeleitet. Der Abstand zur Höhe einer Stufe des Stufentransformators (ca. 1,2 %) beträgt ca. -2,5 %, was eine kleine Reserve bedeutet. Die Auswirkung des DEA-Zuwachses auf die Spannungshaltung ist in Abbildung 35 visualisiert. Im oberen Teil ist für jede Anlage die zu erwartende Spannungsanhebung (entsprechend einer Einspeisung der nominalen Leistung) sortiert dargestellt. Es ist zu sehen, dass die größte Auswirkung von der Anlage DG9_W (1,5 %) zu erwarten ist. In den unteren beiden Grafiken ist die Steigung der DEA-Dichte in Abhängigkeit der Zuschaltreihenfolge für die zwei Szenarien „flach“ (links) und „steil“ (rechts) zu sehen (siehe dazu Kapitel 3.1.6).

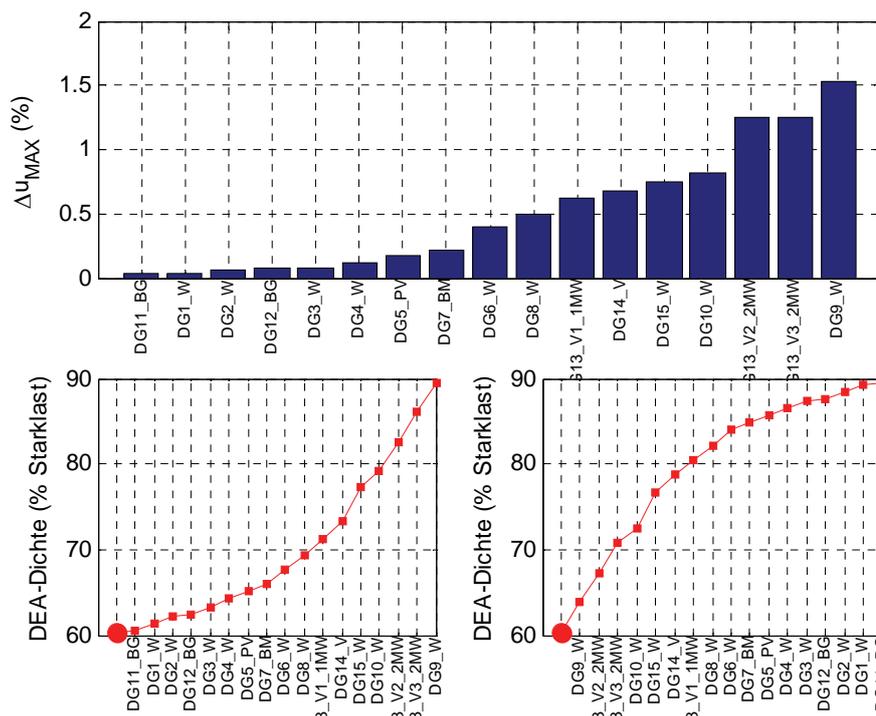


Abbildung 35: Definition der zwei Randszenarien („flach“ und „steil“) Anhand der Auswirkung der Anlagen auf die Spannungshaltung – DemoNetz1

Werden die Erzeugungsanlagen aus dem Zuwachsszenario an das Netz angeschlossen, sinkt diese Reserve und wird sogar in Bedarf umgewandelt. Abbildung 36 stellt den dynamischen Regelungsbedarf als Funktion der DEA-Dichte dar. Die rote Linie entspricht dem Szenario „steil“, die blaue dem Szenario „flach“.

Die lila horizontale Linie stellt die Höhe einer Stufe des Stufentransformators (ca. -1,2 %) dar. Aus dieser Grafik ist es ersichtlich, dass es beim Szenario „steil“ (am ungünstigsten) kaum möglich ist, noch Anlagen anzuschließen, ohne eine Verletzung des Spannungsbandes herbeizuführen. Schon nach Anschluss der „zweit-kritischsten“ Anlage (ein Teil der Windanlage DEA_DG13_V2_2.0MW), was einer DEA-Dichte von ca. 67 % entspricht, ist die Reserve aufgebraucht und müssen entsprechende Maßnahmen gesetzt werden. Bei Szenario „flach“ würde die Grenze bei einer DEA-Dichte von ca. 82 % auftreten. Aus diesen zwei Grenzen ist ersichtlich, dass der Unterschied zwischen den zwei Randszenarien („flach“ und „steil“) erheblich ist. Beim Szenario „steil“ können maximal 4 MW zusätzlich angeschlossen werden (DG9 und ein Teil der Windanlage DG13), während beim Szenario „flach“ 10,8 MW integriert werden können. Die in einem Netz anschließbare Dichte an dezentralen Erzeugungsanlagen ist somit stark von der Reihenfolge des Anschlusses der Anlagen entsprechend deren Auswirkung auf die Spannungshaltung abhängig (Örtlichkeit und Leistung).

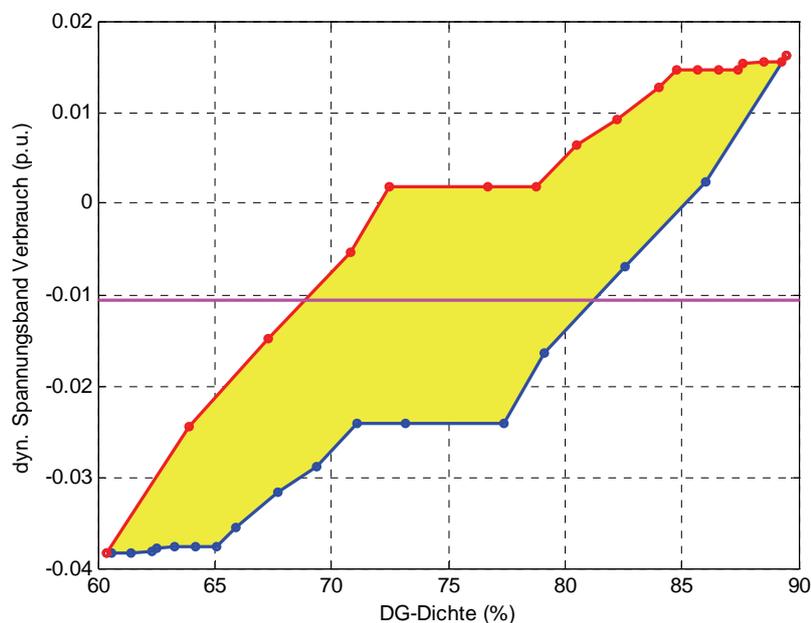


Abbildung 36: dynamischer Regelungsbedarf als Funktion der DEA-Dichte – DemoNetz1

Die Wirksamkeit der möglichen Maßnahmen wird in den nächsten Punkten präsentiert.

Wirksamkeit und Umsetzung der Fernregelung

Die Wirksamkeit der Fernregelung kann aus der Analyse des lokalen Regelungsbedarfs abgeleitet werden. Erwartungsgemäß liegen beide Kurven deutlich tiefer als die Kurve des dynamischen Regelungsbedarfs. Aus Abbildung 37 kann abgeleitet werden, dass ab einer DEA-Dichte von 79 % (entspricht 10,6 MW) für das Szenario „steil“ und 86 % (entspricht 14,8 MW) für das Szenario „flach“ lokale Maßnahmen (z.B. lokale Regelung der Blind- und Wirkleistung) notwendig sind und somit die Fernregelung alleine nicht mehr ausreicht.

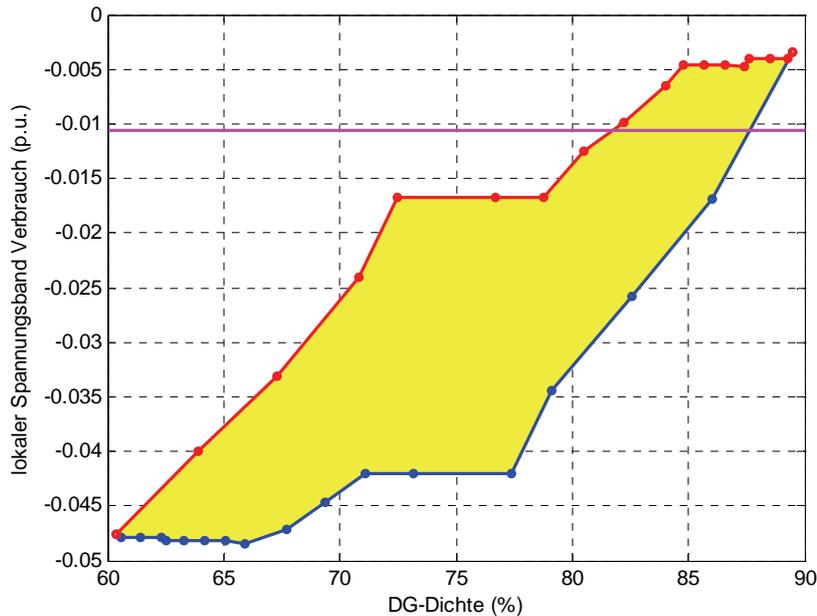


Abbildung 37: lokaler Regelungsbedarf als Funktion der DEA-Dichte – DemoNetz1

Für die Umsetzung der Fernregelung mussten die kritischen Knoten ermittelt werden (vgl. Kapitel 0). Dies wurde anhand von Lastflüssen bei unterschiedlichen Last/Erzeugungszuständen durchgeführt. Die Analysen der Spannungen lieferten folgende Ergebnisse (11 kritische Knoten):

- '183'
- '62907'
- '62.905_SS1'
- '83902'
- 'DEA_8781'
- '61.810_SSB'
- '61905'
- '48902'
- '1812'
- '6310'
- '63/9/9'

Der Knoten '61.810_SSB' (30 kV-Sammelschiene des Umspannwerks) wurde manuell hinzugefügt. Die Spannung an diesem Knoten muss ebenfalls beobachtet werden (Unterspannungsseite des Umspanners) obwohl der Knoten eigentlich nicht kritisch ist. Die Lage dieser kritischen Knoten ist in Abbildung 38 ersichtlich (grüne vertikale Striche für Überspannungsknoten und rote vertikale Striche für Unterspannungsknoten). Die kritischen Knoten befinden sich aufgrund der Impedanzverhältnisse tendenziell am Rand des Netzes (Ende von Netzausläufern). Allerdings befindet sich nicht bei jedem Netzausläufer zwangsläufig ein kritischer Knoten. Es hängt auch stark von den Lastflüssen ab, d.h. ob der Ausläufer stark durch Erzeugung oder Verbrauch geprägt ist.

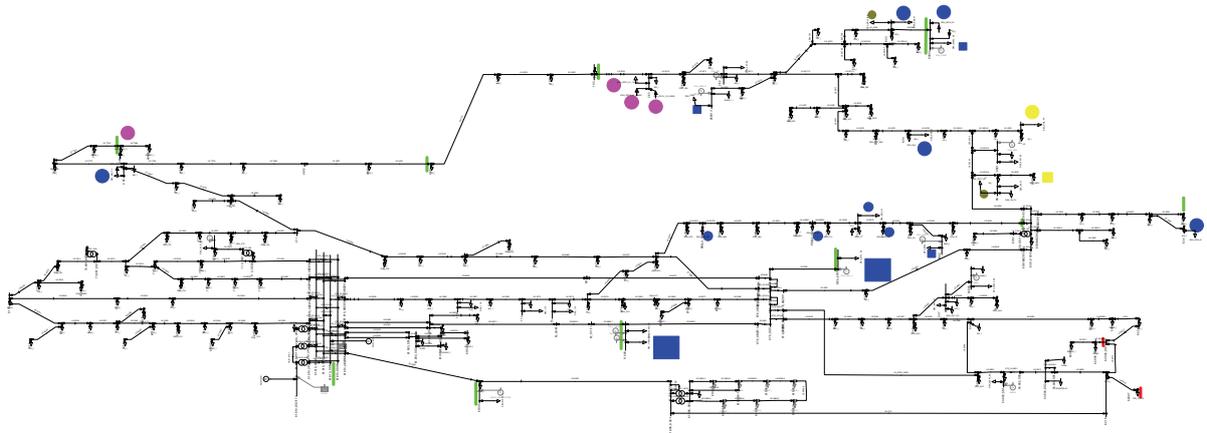


Abbildung 38: Lage der kritischen Knoten am Netzplan – DemoNetz1

Die Ergebnisse der detaillierten Simulationen (mit 6 s-Simulationszeitschritt) wurden anhand grafischer Visualisierungen analysiert. Für jeden Monat wurden die Spannung (Verlauf und Statistik), die Schaltungen beim Stufenregler und die Lastflüsse im Umspannwerk untersucht. Außerdem wurden die Auswirkungen der Mehreinspeisung auf die Netzverluste eruiert. Die Ergebnisse sind beispielhaft für Mai in Abbildung 39, Abbildung 40 und Abbildung 42 dargestellt. Der Monat Mai wurde aus den Jahressimulationen ausgewählt, weil er die kritischste Situation beinhaltet (d.h. starke Wasserkrafterzeugung auf Grund der Schneeschmelze bei gleichzeitiger Schwachlast). Diese detaillierten Simulationen wurden für das Szenario „flach“ mit einem DEA-Zuwachs von 14,8 MW durchgeführt.

Abbildung 39 zeigt für jeden kritischen Knoten eine Statistik der Spannungen (Boxplot). Die beiden gestrichelten roten Linien stellen die gewählten Spannungsgrenzen für das Mittelspannungsnetz (+3 % / -6 %) dar.

Der rote Strich in jeder Box zeigt den Medianwert der Spannung ausgewertet über einen Monat. Die Unter- und Oberkante der Box zeigen das 25 %- bzw. das 75 %-Quantil. Der untere und obere schwarze Strich zeigen die kleinste und größte Spannung in diesem Monat. Die Balken im unteren Bereich der Grafik zeigen, wenn sie grün sind, dass mindestens 95 % der 10 min-Spannungsmittelwerte innerhalb der Grenze liegen. Die Grundlage dieses Kriterium ist die europäische Norm EN 50160 [5]. Es ist also zu sehen, dass es anhand der Fernregelung (mit Überwachung der 11 ermittelten kritischen Knoten) möglich ist, für den Monat Mai die Spannung innerhalb der Grenzen zu halten. Für die anderen Monate wurden ebenfalls positive Ergebnisse erreicht.

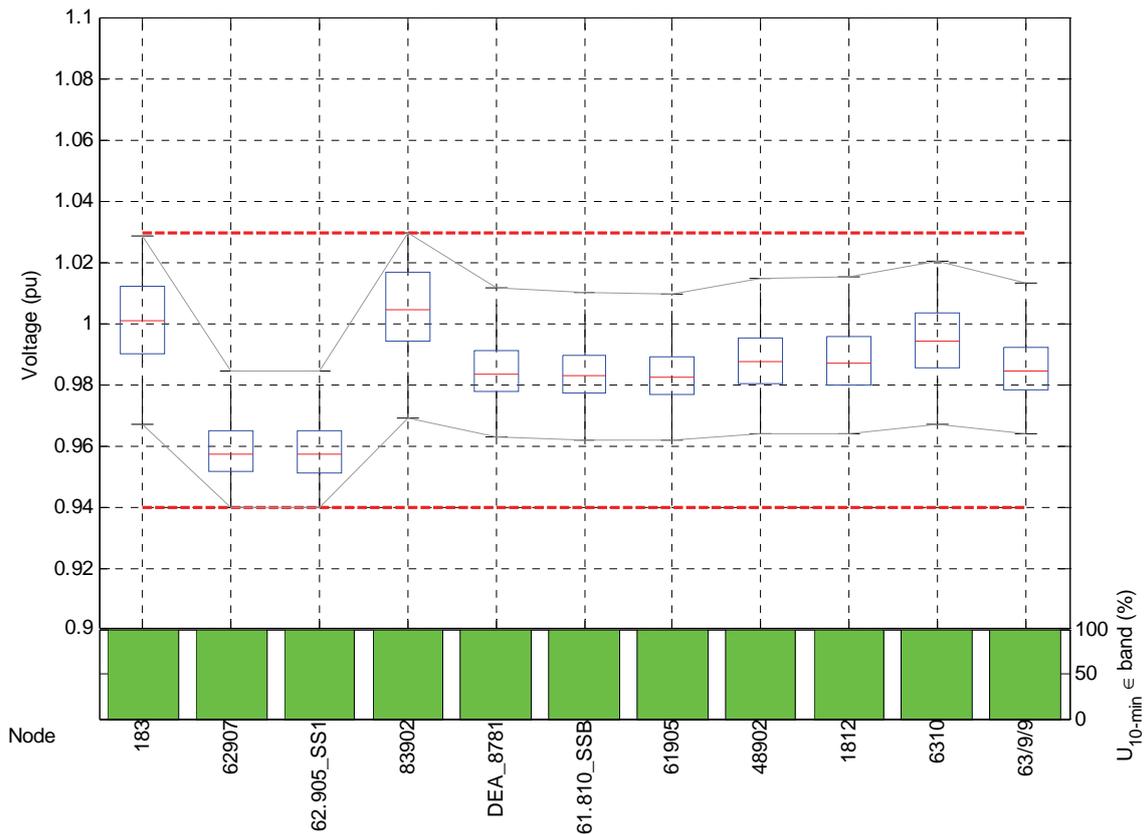


Abbildung 39: Auswertung der Spannungen für jeden kritischen Knoten – DemoNetz1, Fernregelung, Mai; DEA Zuwachs 14.8 MW; Szenario Flach

Abbildung 40 zeigt den Verlauf der Spannung an den kritischen Knoten für den ganzen Monat sowie die Stellung des Stufenschalters. Für diesen Monat wurden 48 Schaltungen notwendig. Auf Grund des verwendeten Modells (übergeordnetes Netz als ideal modelliert) repräsentiert die totale Anzahl der notwendigen Stufungen nur den Einfluss der Regelung im Mittelspannungsnetz. Es müssten dazu die Schaltungen auf Grund der Spannungsschwankungen im übergeordneten Netz dazu gerechnet werden. In Abbildung 41 gesehen werden, dass für August nur 6 zusätzliche Schaltungen notwendig waren. Diese Erhöhung der Schaltspiele wurde vom Projektteam als unkritisch erachtet. Außerdem zeigten die Analysen, dass der Stufenregler nur die Stufen zwischen -1 und +5 (von insgesamt ± 15) verwendet. In Abbildung 42 ist der Lastfluss (Wirk- und Blindleistung) am Umspannwerk dargestellt. In diesem Monat ergaben sich einen Wirkleistungsbezug von bis zu mehr als 30 MW und eine Rückspeisung von bis ca. 20 MW (Verbraucherzählpeilsystem).

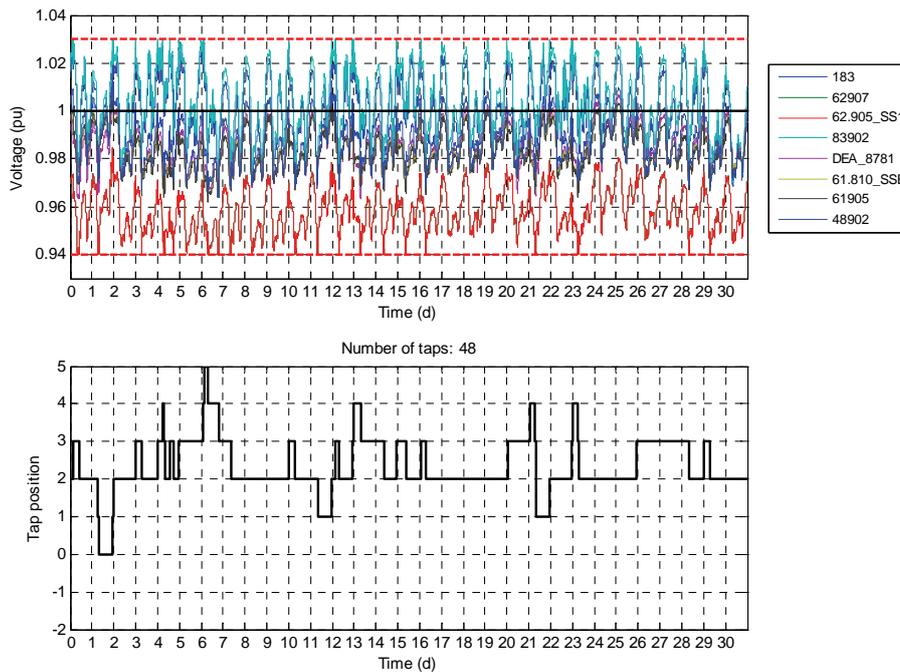


Abbildung 40: Verlauf der Spannungen für jeden kritischen Knoten und notwendige Stufenschaltungen – DemoNetz1, Fernregelung, Mai, DEA Zuwachs 14.8 MW, Szenario Flach

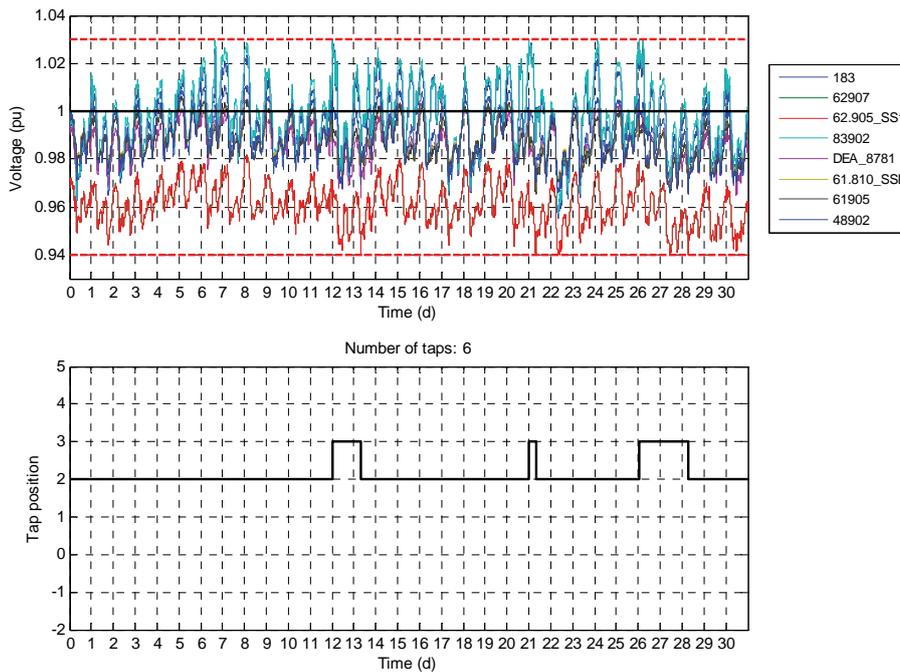


Abbildung 41: Verlauf der Spannungen für jeden kritischen Knoten und notwendige Stufenschaltungen – DemoNetz1, Fernregelung, August, DEA Zuwachs 14.8 MW, Szenario Flach

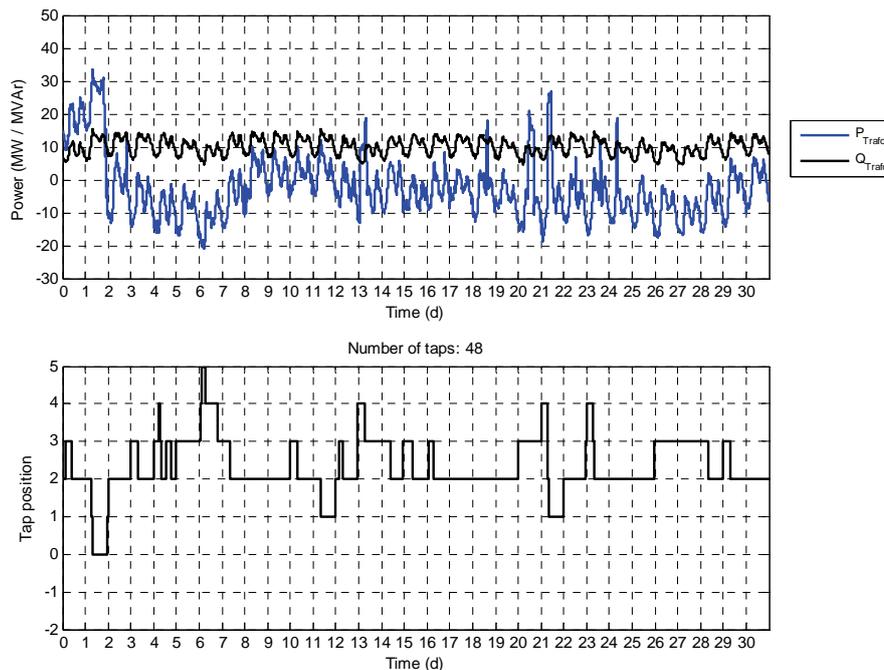


Abbildung 42: Verlauf der Wirk- und Blindleistung am Umspannwerk und notwendige Stufenschaltungen – DemoNetz1, Fernregelung, Mai, DEA Zuwachs 14.8 MW, Szenario Flach

Als Endergebnis wurde die Wirksamkeit der Fernregelung, die vorher anhand einer simplifizierten Methode ermittelt wurde, verifiziert. Anhand der Fernregelung war es also möglich, bei einem Erzeugungszuwachs zwischen 11,6 MW (Szenario „steil“) und 14,8 MW (Szenario „flach“) die Spannung innerhalb der Grenzen zu halten.

Wirksamkeit und Umsetzung der lokalen Spannungsregelung

Für die lokale Spannungsregelung wurde ermittelt, dass die folgenden vier Anlagen lokal regeln müssten (aus wirtschaftlichen Überlegungen ausschließlich Blindleistung), um bei einem DEA-Zuwachs von 10,8 MW für das Szenario „flach“ bzw. 4 MW für das Szenario „steil“ die Spannung innerhalb der Grenzen halten zu können:

- DEA_DG8_W
- DEA_DG9_W
- DEA_DG13_V2_2.0MW
- DEA_DG13_V3_2.0MW

Die detaillierten Simulationen konnten die Wirksamkeit dieser Methode bestätigen: die Spannung blieb innerhalb der Grenzen, ohne dass es zu einer Wirkleistungsbegrenzung kam (bis zum vorher erwähnten DEA-Zuwachs).

Wirksamkeit und Umsetzung der koordinierten Spannungsregelung

Die Abschätzungen zeigten, dass ab einer zusätzlich installierten Leistung von 10,6 MW für das Szenario „steil“ und 14,8 MW für das Szenario „flach“ die Fernregelung nicht mehr ausreichend ist und die koordinierte Spannungsregelung notwendig ist. Dies wurde bei den detaillierten Simulationen bestätigt. Für die Umsetzung der koordinierten Spannungsregelung muss, zusätzlich zu den kritischen Knoten, die so genannte Beitragsmatrix ermittelt werden.

Als Kriterium wurde hier die Möglichkeit, 2 % der Spannungsanhebung kompensieren zu können, ausgewählt. Dies führte für dieses Netz zu folgendem Ergebnis (siehe Tabelle 9):

Tabelle 9: Beitragsmatrix für die koordinierte Spannungsregelung – DemoNetz1

Knoten	1. DEA	2. DEA	3. DEA	4. DEA
'183'	'DG13_V2_2MW'	'DG13_V3_2MW'		
'62907'				
'62.905_SS1'				
'83902'	'DG9_W'	'DG13_V2_2MW'		
'DEA_8781'				
'61.810_SSB'				
'61905'				
'48902'				
'1812'				
'6310'	'DG9_W'	'DG13_V2_2MW'	'DG13_V3_2MW'	'DG8_W'
'63/9/9'				

Die leeren Zellen entsprechen Knoten bei denen kein nennenswerter Beitrag einer Erzeugungsanlage zur Spannungsregelung erzielt werden kann (z.B. bei Lastknoten).

Diese Tabelle kann wie folgt interpretiert werden: beim gleichzeitigen Auftreten einer Überspannung und Unterspannung im Netz muss eine lokale Maßnahme gesetzt werden (das Problem kann mit Hilfe des Stufentrafos allein nicht gelöst werden). Grundsätzlich kann bei den Knoten 183, 62.905_SS1 und 6310 die Spannung lokal geregelt werden. Für Knoten 83902 sollte zum Beispiel zuerst bei der Anlage DG9_W Blindleistung geregelt werden. Reicht dies nicht aus, um die Spannung zurück in das definierte Spannungsband zu bringen, muss auch bei der Anlage DG13_V2_2MW Blindleistung geregelt werden. Erst wenn diese beiden Maßnahmen nicht genügen muss die Wirkleistung mit derselben Priorität zurück gefahren werden.

Die Ergebnisse sind wieder beispielhaft für den Monat Mai und dem vollen DEA Zuwachs (16.8 MW) in Abbildung 43 und Abbildung 44 dargestellt. Es wird sichtbar, dass die Spannung an allen kritischen Knoten innerhalb der Grenzwerte bleibt, und, dass die Anzahl der notwendigen Schaltungen des Stufenreglers deutlich gestiegen ist (165 statt 48 bei der Fernregelung). Es ist also möglich, mit der koordinierten Spannungsregelung den ganzen DEA-Zuwachs (DEA Zuwachs 14.8 MW) ins Netz zu integrieren und die Spannungsgrenzen einzuhalten, ohne dass es zu Wirkleistungsbegrenzung kommt (die Wirkleistungsbegrenzung lag bei einer Anlage im %o-Bereich und wurde deshalb vernachlässigt).

Abbildung 45 zeigt plakativ den Verlauf der Blind- (oberer Teil) und Wirkleistung (unterer Teil) für ein fiktives Beispiel, bei welchem eine Anlage tatsächlich die Wirkleistung begrenzen muss. Die gelbe Fläche bildet die verlorene Energie (kWh), da keine Speichermöglichkeit vorhanden ist.

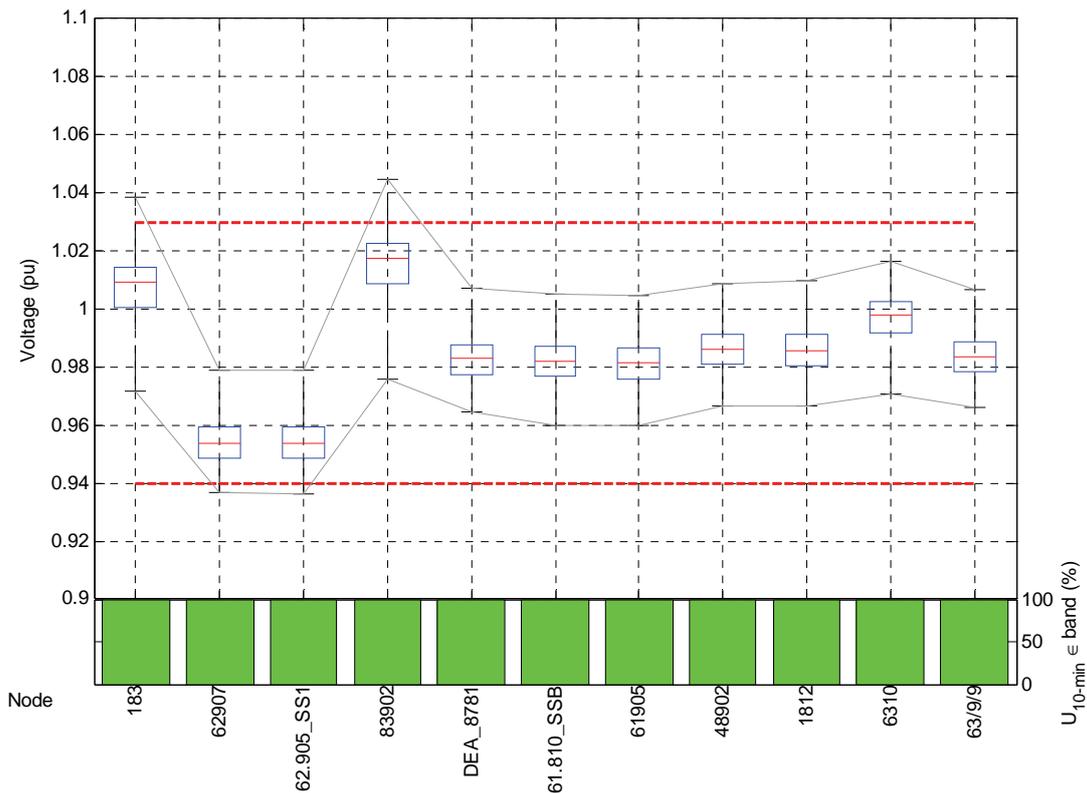


Abbildung 43: Auswertung der Spannungen für jeden kritischen Knoten – DemoNetz1, koordinierte Spannungsregelung, Mai, DEA Zuwachs 16.8 MW

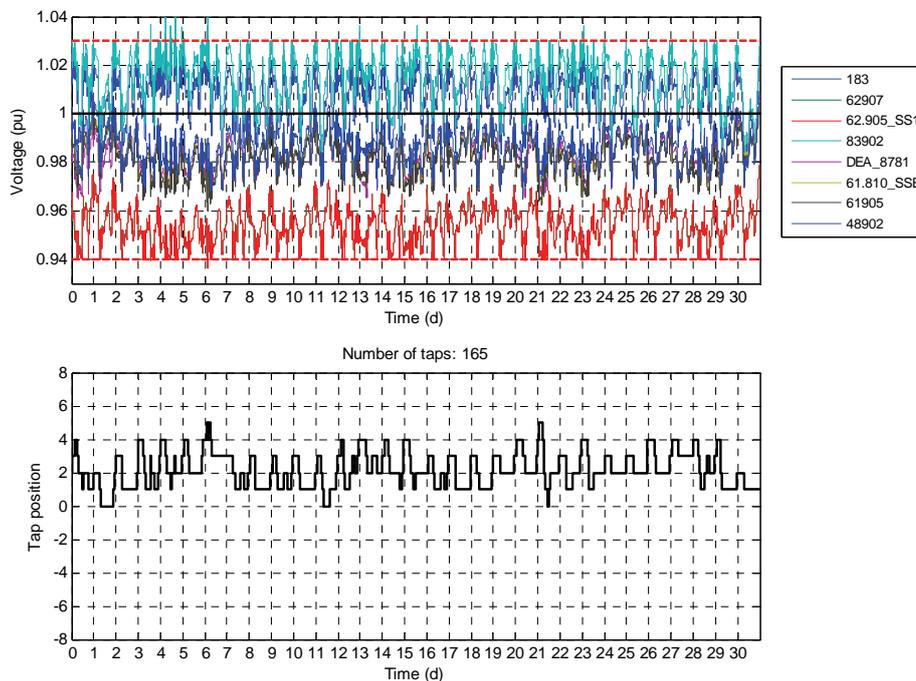
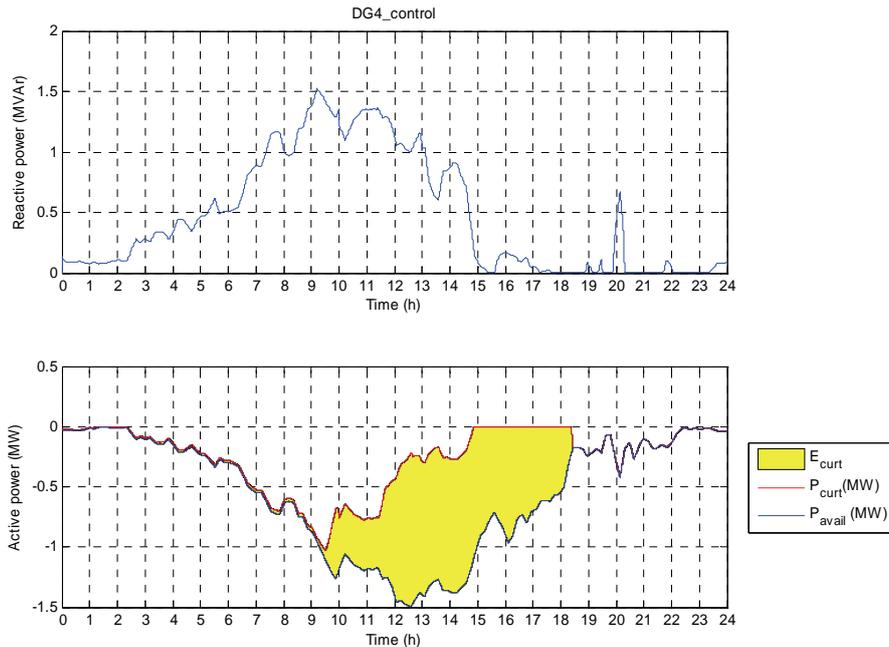


Abbildung 44: Verlauf der Spannungen für jeden kritischen Knoten und notwendige Stufenschaltungen – DemoNetz1, koordinierte Spannungsregelung, Mai, DEA Zuwachs 16.8 MW



**Abbildung 45: Fiktives Beispiel der koordinierten Spannungsregelung mit Wirkleistungsbe-
grenzung – Verbraucherfeilsystem**

Bei der koordinierten Spannungsregelung wurde die Auswirkung des vollen DEA-Zuwachses auf die Netzverluste untersucht. Die Netzverluste steigen auf Grund des erhöhten Lastflusses (Rückspeisung bei Schwachlast) bei vollem DEA-Zuwachs von ca. 3900 MWh auf 4900 MWh. Dies entspricht eine Steigerung von 2,2 % auf 2,7 % des Jahresverbrauch (+0,5 %). Diese Steigerung kann als niedrig, aber nicht als vernachlässigbar betrachtet werden.

Einsatz eines Längsreglers

Der Einsatz eines Längsreglers (Spartransformator 30 kV/30 kV mit Stufenregler) wurde ebenfalls vollen DEA Zuwachs (16.8 MW) untersucht. Zuerst musste ein geeigneter Standort für einen solchen Längsregler gefunden werden. Zu dem Zweck wurden so genannte Spannungsfalldiagramme verwendet (siehe Abbildung 47). Bei diesen Spannungsfalldiagrammen wird auf der horizontale Achse die Entfernung zum Umspannwerk aufgetragen und auf der vertikale Achse die Spannung an den jeweiligen Netzknoten.

Um die „Entkopplung“ zu erreichen muss ein Längsregler „zwischen“ den Knoten 83902 (durch Erzeugung geprägt) und 62905/1 (durch Lasten geprägt) eingebaut werden. Da das Überspannungsproblem hier akuter ist, sollte der Längsregler eingebaut werden, um dieses Problem zu lösen. Die größte Spannungsanhebung ist knapp 9 %. Die optimale Platzierung des Längsreglers entspricht der Mitte der Spannungsanhebung (ca. 4,5 %). Dies entspricht etwa dem Knoten 63.9_SS/30: der Längsregler sollte daher in diesem Knoten eingebaut werden, „in Richtung Netzauswärts“ damit die Lastknoten (z.B. 62905/1) nicht betroffen werden, siehe schwarzes Symbol in Abbildung 46.

Zusätzlich muss der Sollwert im UW um ca. 2 % gesenkt werden, damit die 4,5 % restliche Spannungsanhebung nicht zu einer Überschreitung der +3 % führen. Mit dieser Umstellung soll trotzdem im Starklastfall keine Unterspannung an den kritischen Lastknoten (z.B.

62905/1) auftreten. Dies wurde überprüft. Abbildung 47 zeigt einen Vergleich des Spannungsfalldiagramm ohne und mit Längsregler. Der Effekt (Halbierung der Spannungsanhebung) ist deutlich zu sehen. Für die Berechnungen wurden die Daten eines existierenden Längsreglers verwendet ($S_N=15$ MVA, $u_k=2\%$ und $1,3\%$ Zusatzspannung pro Stufe mit ± 13 Stufen). Die Nennscheinleistung von 15 MVA ist deutlich über dem Höchstlastfluss an dieser Stelle.

Als Endergebnis kann festgestellt werden, dass der Einsatz eines Längsreglers die Einhaltung der Spannungsgrenze bei vollem DEA-Zuwachs (16.8 MW) ermöglicht.

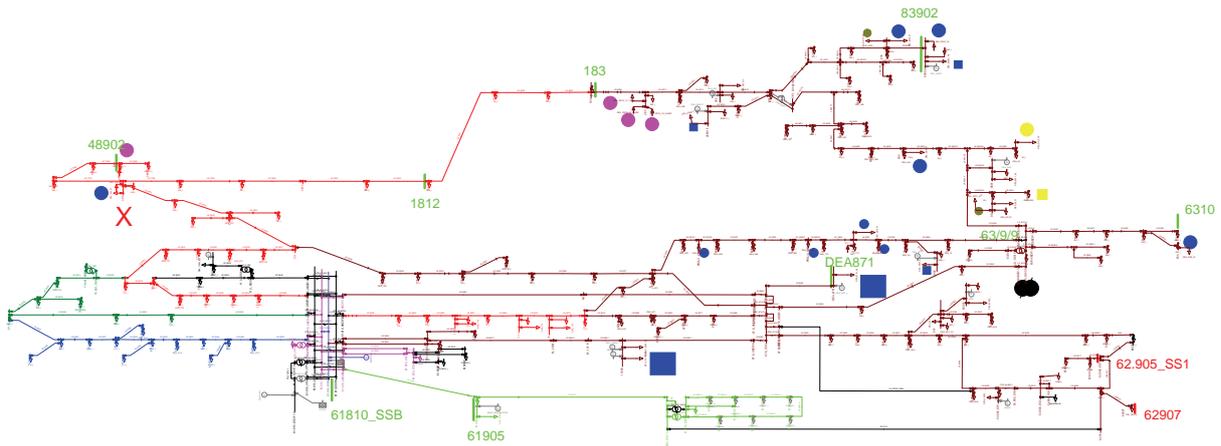


Abbildung 46: Standort für den Einbau eines Längsreglers, DemoNetz1

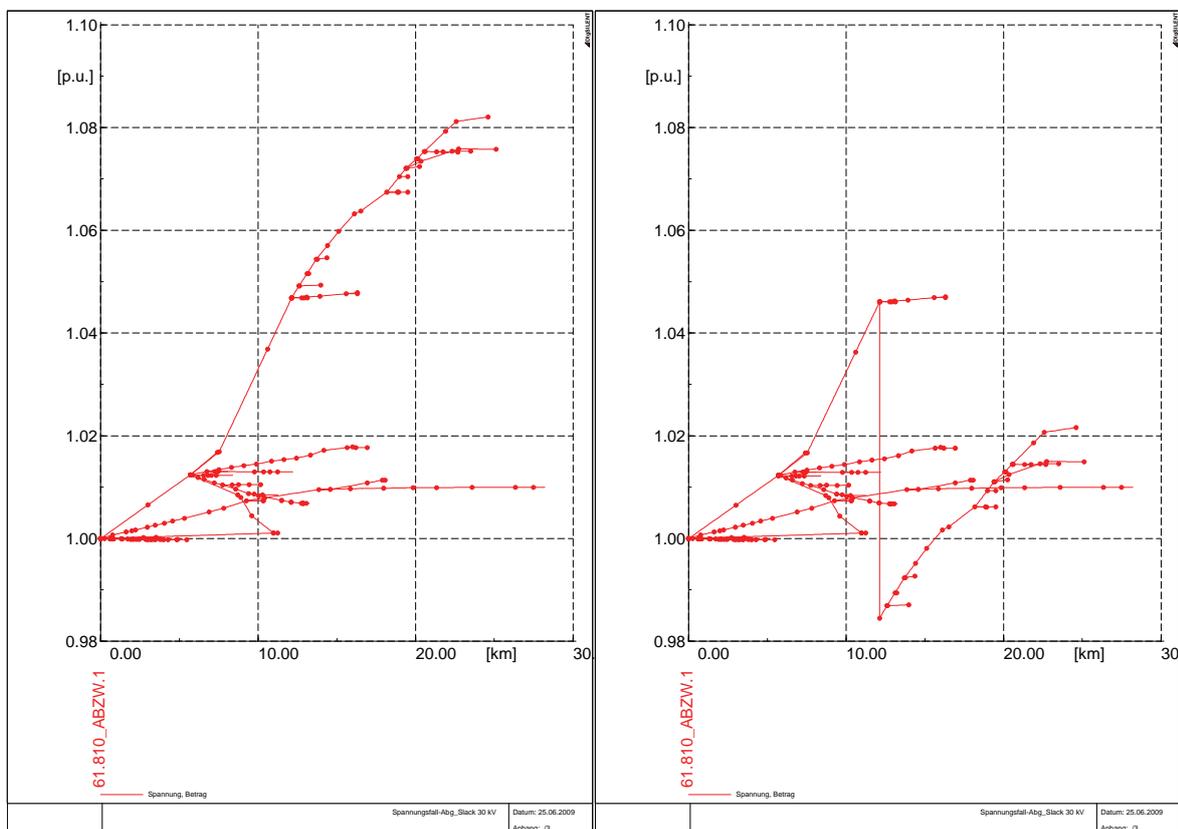


Abbildung 47: Spannungsfalldiagramm bei der Schwachlast (Skalierungsfaktor für die Last und die Erzeugung: 0,2 bzw. 0,9) mit vollem DEA-Zuwachses – DemoNetz1

a) links: ohne Längsregler

b) rechts: mit Längsregler am Knoten 63.9_SS

Umsetzung der Netzverstärkung

Bei der Variante „Netzverstärkung“ wurden die für die Integration des vollen DEA-Zuwachs vollen DEA Zuwachs (16.8 MW) notwendige Verstärkungsmaßnahmen ermittelt. Als Kriterium wurde die Wiederherstellung der ursprünglichen Situation in Hinsicht auf Spannung verwendet. Dabei wurden wie vorher die zwei Szenarien „flach“ und „steil“ berücksichtigt. Die Berechnung der notwendigen Verstärkungsmaßnahmen wurde realitätsnah durchgeführt: der zuständige Techniker aus Netzplanung ermittelte sukzessiv die inkrementelle Verstärkungsmaßnahme ohne die zukünftige (in der Praxis unbekannte) Entwicklungen zu berücksichtigen. Dieses Vorgehen lieferte folgende Ergebnisse:

- Ersatz von bestehenden Leitungen durch Kabel mit größeren Querschnitten
- Verlegung zusätzlicher Kabel (Parallelverlegung mit bis zu fünf Kabeln) bei bestehenden Strecken
- Kabelverlegung bei neuen Strecken

Tabelle 10: Zusammenfassung der Verstärkungsmaßnahmen für den vollen DEA-Ausbau – DemoNetz1

	Szenario „flach“	Szenario „steil“
Kabel 240 mm ² AL	63 km	64 km
Kabel 500 mm ² AL	6 km	8 km

Der Umfang der notwendigen Netzverstärkung ist in Abbildung 48 visualisiert (rote strichpunktierte Kabel).

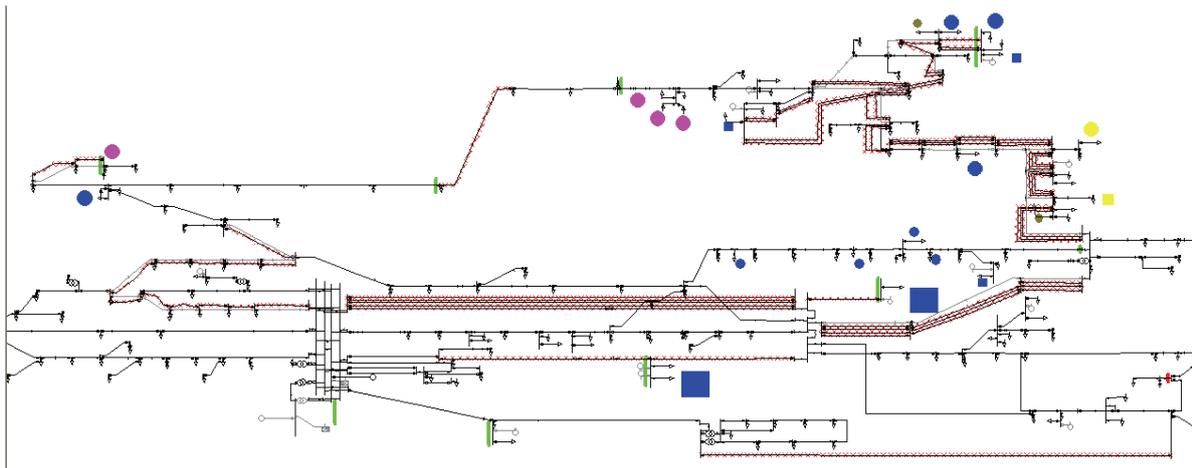


Abbildung 48: Visualisierung der Verstärkungsmaßnahmen für den vollen DEA-Zuwachs- DemoNetz1

Zusammenfassung der technischen Bewertung der Regelungskonzepte

Als Ergebnis der Untersuchungen konnte die Wirksamkeit jedes Regelungskonzepts quantifiziert werden. Erwartungsgemäß kann beim „flachen“ (günstigen) Szenario eine höhere Gesamtleistung als beim „steilen“ (ungünstigen) Szenario angeschlossen werden. Je nach Szenario kann damit die erreichbare Dichte an dezentralen Energieerzeugungsanlagen der Lösungsvarianten ermittelt werden. Der Vergleich der Regelungskonzepte hinsichtlich der erreichbaren DEA-Dichte ist in Abbildung 49 dargestellt.

Die zusätzlich eingeführte Variante optimierter Sollwert unterstellt einen auf Basis der Detailsimulationen optimierten fixen Referenzwert für den Spannungssollwert im UW. Damit ist eine Steigerung der DEA Dichte um 4 MW (Steil) bis 10,8 MW (Flach) möglich.

Lösungen im Vergleich zum Referenzszenario: DemoNetz1

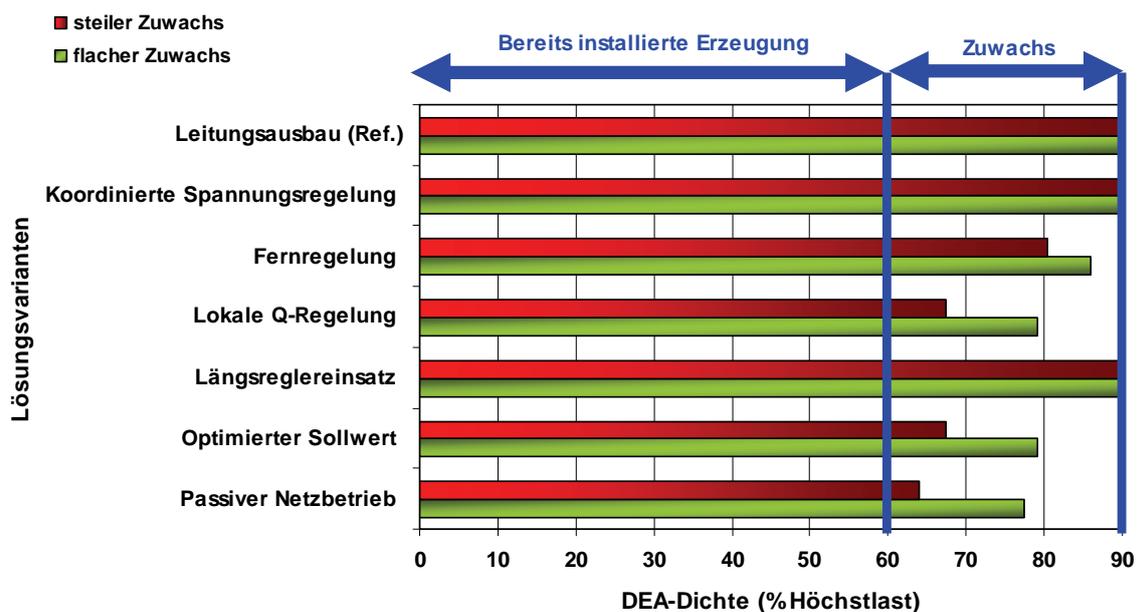


Abbildung 49: Erreichbare DG-Dichte der einzelnen Regelungskonzepte – DemoNetz1

Je nach verwendetem Spannungsregelungskonzept kann die Dichte an dezentralen Energieerzeugungsanlagen, gemessen an der Höchstlast im Netz, von derzeit 60% auf bis zu 90% (bei „koordinierter Spannungsregelung“) erhöht werden. Dies wird ohne das Zurückgreifen auf eine Wirkleistungsbegrenzung bei den Erzeugungsanlagen erreicht.

4.5.2.3 Wirtschaftliche Bewertung

Wie im Abschnitt 3.1.7 erläutert, wurden die Barwerte der verschiedenen Lösungsansätze zur Integration zusätzlicher DG Anlagen in den Netzabschnitt ermittelt. Die Zusammenstellung der verwendeten Kostendaten ist dabei Tabelle 1 zu entnehmen.

Abbildung 50 illustriert die Auswertungsergebnisse der Variante „Koordinierte Spannungsregelung – Szenario „flach“ im DemoNetz1. Die kumulierten Barwerte (angedeutet durch die strichlierte Linie) der notwendigen Installationen im Mittelspannungsnetz, die für diese Lösungsvariante durch Spannungsmessgeräte, eine Steuerungseinheit im Umspannwerk und 15 Richtfunkstrecken charakterisiert sind, belaufen sich zuzüglich der entstehenden Betriebskosten auf etwa 730.000 €. Der Zinssatz für die Barwertrechnung wurde dabei mit 6 % festgelegt. Im DemoNetz1 war die Wirkleistungsbegrenzung einzelner Erzeugeranlagen so gering, dass die damit verbundenen Kosten (~20 €/a) vernachlässigt wurden. Die Investitionen nach Jahr 1 entstehen durch neu hinzukommende Anlagen, die in die Koordinierte Spannungsregelung einbezogen werden. Diese Anlagen werden im Szenario „flach“ vor allem zum Ende des Betrachtungszeitraums des DG Zubaus ins Netz integriert. Im Fall von DemoNetz1 sind dies die Jahre 8 bis 10.

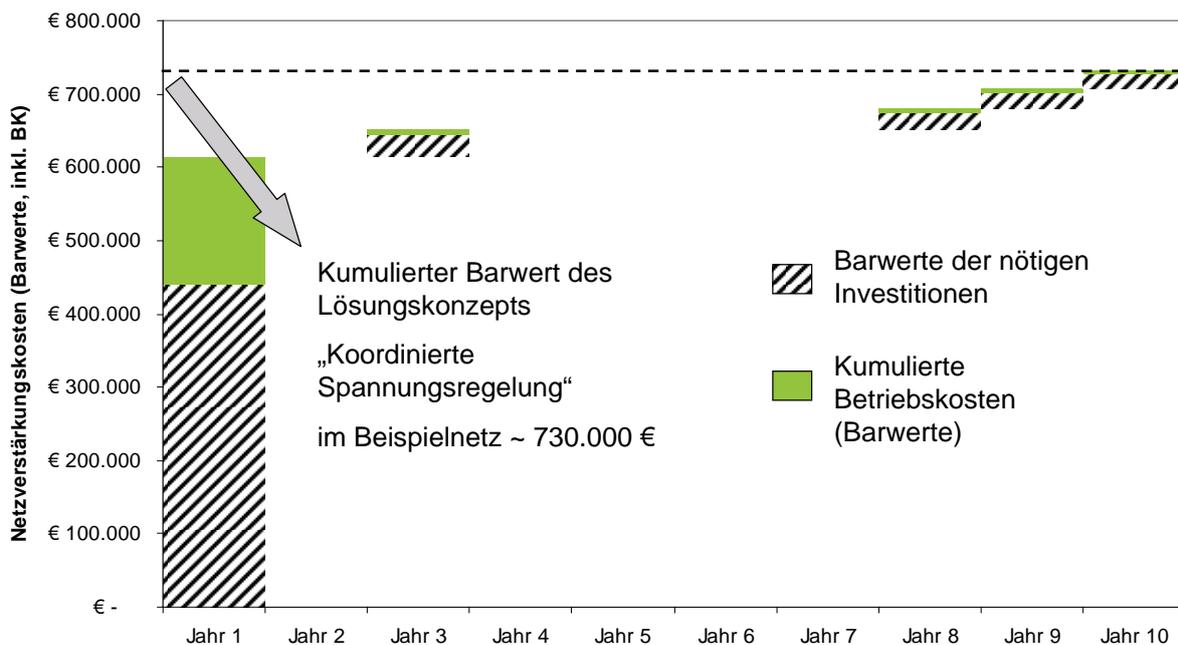


Abbildung 50: Errechneter kumulierter Barwert der nötigen Investitionen im Beispielnetz unter Realisierung des Lösungskonzepts „Koordinierte Spannungsregelung“ im Zubauszenario „flach“; Als zuverlässige Kommunikationsanbindung wurde seitens des Netzbetreibers Richtfunk kalkuliert

Es zeigt sich, dass unter Anwendung einer „Koordinierten Spannungsregelung“ im betrachteten Netzabschnitt mehr als 16 MW zusätzliche dezentrale Stromerzeugung integriert werden können, ohne neue Leitungen im Netz verlegen zu müssen. Diese Spannungsregelung stellt eine Kombination aus einer auf Spannungsmesswerten basierenden Sollwertregelung des Stufentransformators im Umspannwerk und einer koordinierten Blindleistungsbereitstellung ausgesuchter Erzeugeranlagen dar. Dies entspricht etwa 30 % (von 60 % auf etwa 90 %) zusätzlich installierbarer DG Leistung, gemessen an der Starklast im Netzabschnitt. Alternativ zur koordinierten Spannungsregelung konnte diese zusätzliche Erzeugungsleistung im Projekt lediglich durch die Varianten „Leitungsverstärkung“ (Referenzvariante) oder einen „Längsreglereinsatz“ ins Netz integriert werden (siehe Abbildung 49).

Abbildung 51 vergleicht alle technisch realisierbaren Varianten monetär. Die Bewertungsmethode wurde dabei für alle Varianten in gleicher Weise angewandt (siehe Abbildung 50), wobei unterschiedliche Kostenfaktoren je Variante (inkl. Betriebskosten) berücksichtigt wurden. Es ist erkennbar, dass die Netzadaptionkosten der unterschiedlichen neuen Lösungen deutlich mit den Kosten der Referenzvariante (Leitungsbau) konkurrieren können. Die hohen Kosten der Referenzvariante sind vor allem auf den Umstand zurückzuführen, dass weite Bereiche des Netzes im Falle einer Leitungsverstärkung mit neuen Leitungen ausgerüstet werden müssten. Dies ist im gegebenen Beispielnetz mit sehr hohen Kosten verbunden. Werden die Kosten auf die zusätzlich installierbare DEA Leistung bezogen, so schneidet die Variante Längsregler im betrachteten Netzausläufer am kostengünstigsten ab. Diesen Vorteil erreicht die Längsreglervariante ebenfalls durch die gewählte Zubaustrategie im Netzabschnitt. Dies bedeutet, dass die Anlagen hauptsächlich in einem Netzabzweig installiert wurden und kommt daher den Reglereigenschaften des Längsreglers besonders entgegen. Eine andere Zubaustrategie ließ die geografische Lage des Netzes nicht zu.

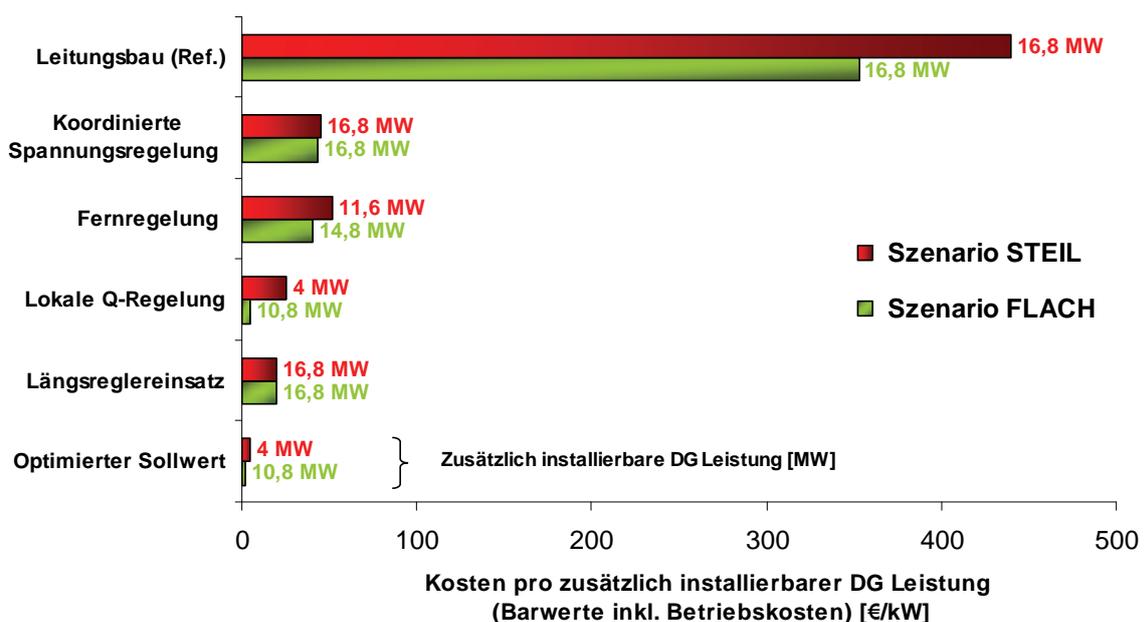


Abbildung 51: Kostenvergleich der einzelnen Netzintegrationsvarianten unter Berücksichtigung der anschließbaren DG Leistung im DemoNetz1

Die Kosten der Lösungen „Koordinierte Spannungsregelung“ und „Fernregelung“ erscheinen bezogen auf die installierbare DEA Leistung konkurrenzfähig zu sein. Auch die Bewertung der Varianten „Optimierter Sollwert“ und „Lokale Q-Regelung“ war in diesem Netzabschnitt möglich und zeigt durchaus akzeptable DEA Leistungen, die zu geringen Kosten in das Beispielnetz integriert werden können. Die ersichtlichen Bandbreiten der errechneten Kosten werden vor allem durch die einzelnen Zubauszenarien (flach vs. steil) hervorgerufen. Die Reihenfolge der anzuschließenden Anlagen wirkt sich dabei auf den Barwert der Gesamtkosten aus.

Weiters wurde eine Sensitivitätsanalyse der einzelnen gewählten Parameter durchgeführt. Dies bedeutet, dass eine Parametervariation im Bereich von $\pm 30\%$ im Vergleich zum Originalwert durchgeführt wurde. Der Einfluss der Investitionskosten, Reinvestitionskosten, Betriebskosten sowie des Zinssatzes in Bezug zu den Originalkosten einer Lösungsvariante kann damit abgeleitet werden. Abbildung 52 zeigt, dass die Auswirkung des gewählten Zinssatzes dabei am größten ist. Einen moderaten Einfluss weisen die Investitions- und Betriebskosten der Lösungsvarianten auf. Der Einfluss der Reinvestitionskosten kann als eher gering interpretiert werden. Dies bedeutet, dass für kapitalintensive Infrastrukturinvestitionen vor allem durch die Reduktion des Fremdkapitalanteils Einsparungen realisiert werden können.

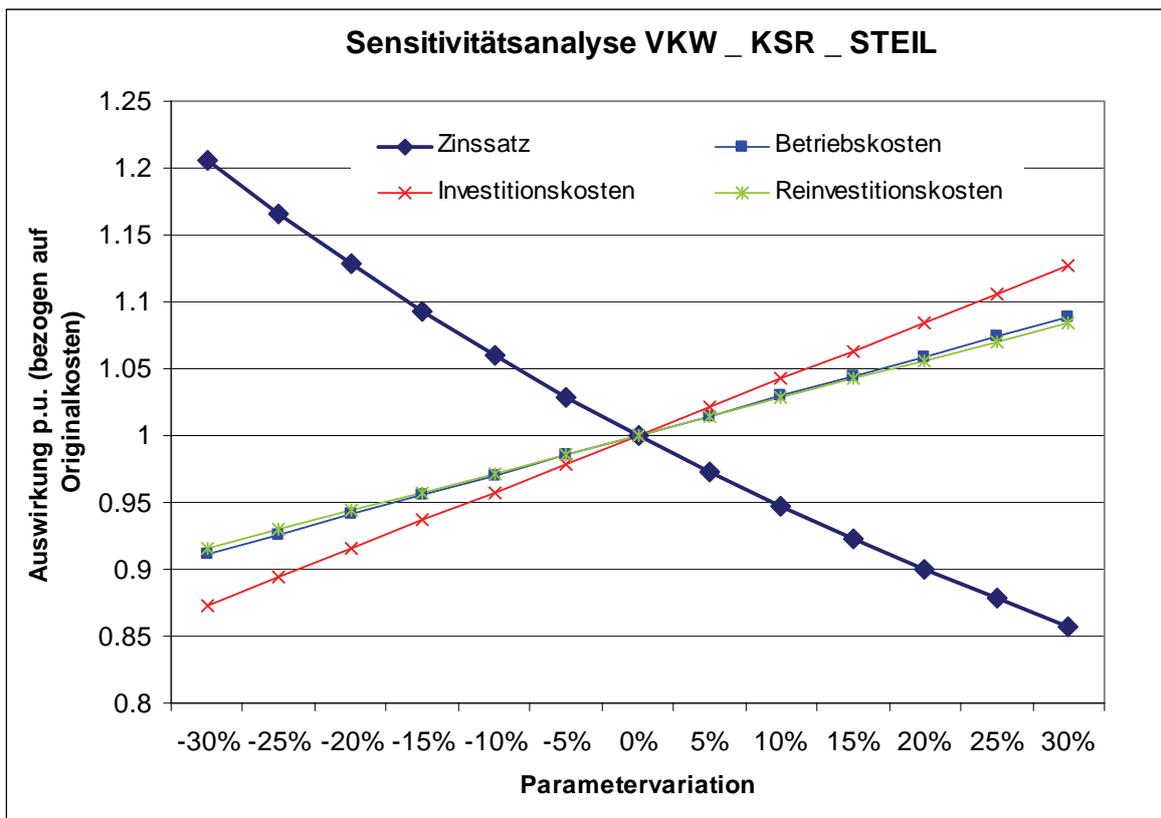


Abbildung 52: Kostenvergleich der einzelnen Netzintegrationsvarianten unter Berücksichtigung der anschließbaren DEA Leistung

4.5.3 Ergebnisse der Analysen für das DemoNetz 2

4.5.3.1 Beschreibung des DemoNetz2

Der betrachtete Netzabschnitt (Abbildung 53) ist ein ausgedehntes 30 kV-Netz mit einer Gesamtleitungslänge von ca. 280 km. Dabei beträgt die höchste Abzweiglänge mehr als 40 km. Die installierte Erzeugungsleistung beträgt ca. 6 MW, die Höchstlast ca. 23 MW und die minimale Last ca. 3 MW. Um diese Erzeugungsleistung integrieren zu können wird schon derzeit ein Stromkompounding als Mittel zur Spannungshaltung eingesetzt.

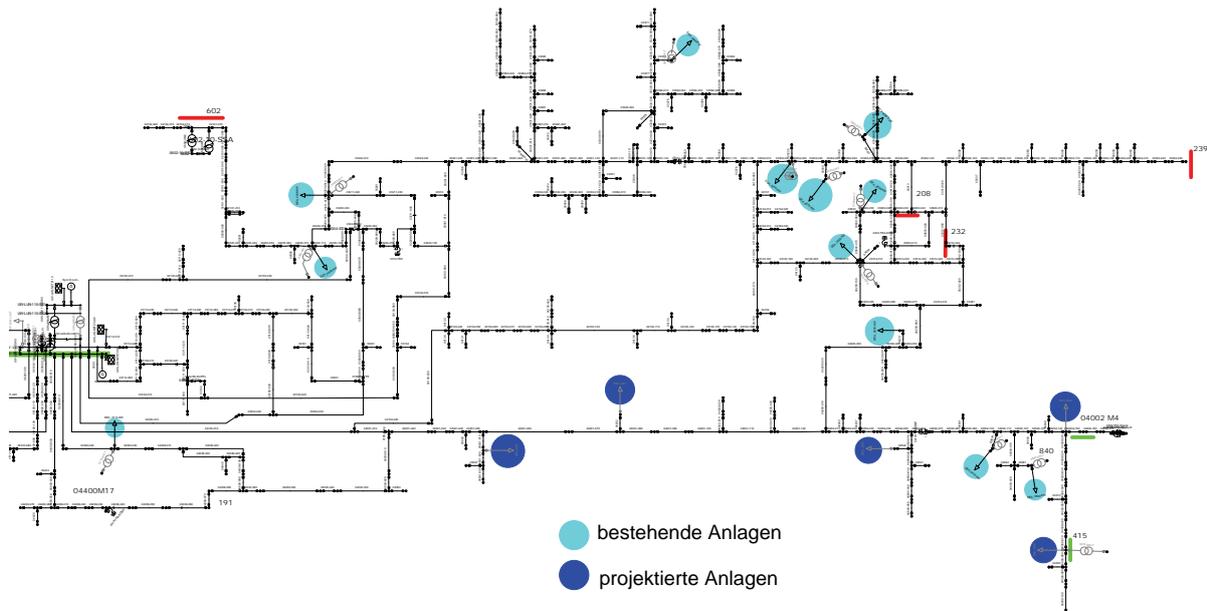


Abbildung 53: Skizze des betrachteten Teilnetzes – DemoNetz2

Der für das Projekt gewählte DEA-Zuwachs ist in Tabelle 11 zusammengefasst. Die 5 Anlagen (Wasserkraft) haben eine Summeleistung von mehr als 6 MW, dies entspricht einer Verdoppelung der derzeit installierten Leistung.

Tabelle 11: Angenommener DEA-Zuwachs – DemoNetz2

Name	Typ	Nennleistung P (MW)
DEA_DG0	Wasser	0,6
DEA_DG1	Wasser	1,5
DEA_DG2	Wasser	3
DEA_DG3	Wasser	0,5
DEA_DG4	Wasser	1

4.5.3.2 Technische Bewertung – Wirksamkeit der verschiedenen Regelungskonzepten

Derzeitige Praxis

Bei der Analyse des Ist-Stands wurde ein dynamischer Regelungsbedarf von ca. 1,2 % abgeleitet. Da dieser positiv ist, sind bereits Regelmaßnahmen notwendig um die Spannung innerhalb der Grenzen zu halten. In der Praxis wird dies durch die bereits eingesetzte Stromkompoundierung erzielt. Die Auswirkung des DEA-Zuwachses auf die Spannungshaltung ist in Abbildung 54 visualisiert. Im oberen Teil ist für jede Anlage die Spannungsanhebung (entsprechend der nominalen Leistung) dargestellt. Es ist zu sehen, dass die größte Auswirkung von der Anlage DEA_DG2 (3 % für 3 MW) zu erwarten ist. In den unteren beiden Grafiken ist die Steigung der DEA-Dichte in Abhängigkeit der Zuschaltreihenfolge für die zwei Szenarien „flach“ (links) und „steil“ (rechts) zu sehen.

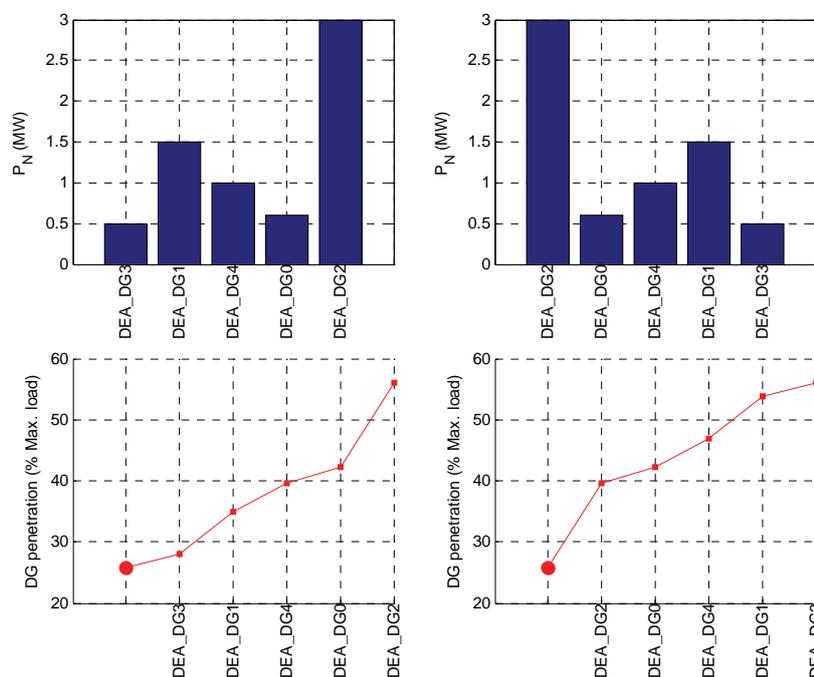


Abbildung 54: Definition der zwei Randszenarien („flach“ und „steil“) Anhand der Auswirkung der Anlagen auf die Spannungshaltung – DemoNetz2

Werden die Erzeugungsanlagen aus dem Zuwachsszenario an das Netz angeschlossen, steigt der Regelungsbedarf weiter. Abbildung 55 stellt den dynamischen Regelungsbedarf als Funktion der DEA-Dichte dar. Die rote Linie entspricht dem Szenario „steil“, und die blaue dem Szenario „flach“. Die lila horizontale Linie stellt die Höhe einer Stufe des Stufentransformators (ca. -1,7 %) dar. Aus dieser Grafik ist es ersichtlich, dass es mit einem konstanten Sollwert nicht möglich ist, die Spannung innerhalb der Grenzen zu halten.

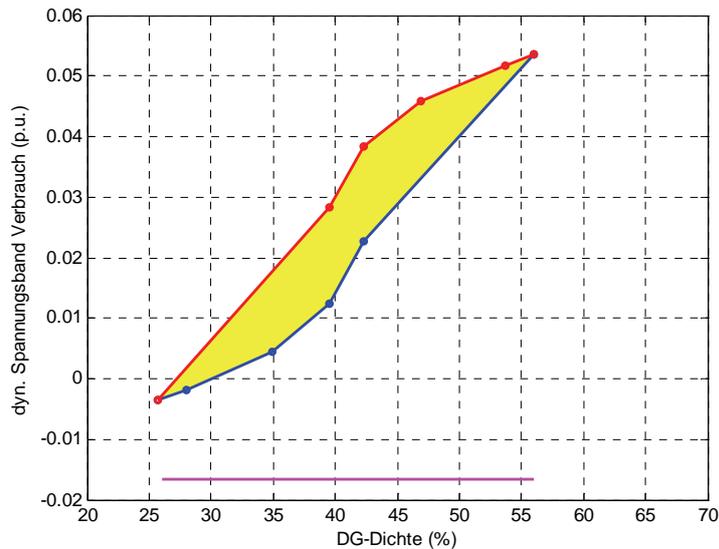


Abbildung 55: dynamischer Regelungsbedarf als Funktion der DEA-Dichte – DemoNetz2

Die technische Wirksamkeit der möglichen Maßnahmen wird in den nächsten Punkten dargestellt.

Wirksamkeit und Umsetzung der Fernregelung

Die Wirksamkeit der Fernregelung kann aus der Analyse des lokalen Regelungsbedarfs abgeleitet werden. Erwartungsgemäß liegen beide Kurven deutlich tiefer als die Kurve des dynamischen Regelungsbedarfs. Aus dieser Grafik kann abgeleitet werden, dass bereits bei einer DEA-Dichte von 25 % (kein Zubau) für das Szenario „steil“ und 42 % (entspricht 3,6 MW Zubau) für das Szenario „flach“ lokale Maßnahmen (z.B. lokale Regelung der Blind- und Wirkleistung) notwendig sind und somit die Fernregelung alleine nicht mehr ausreicht.

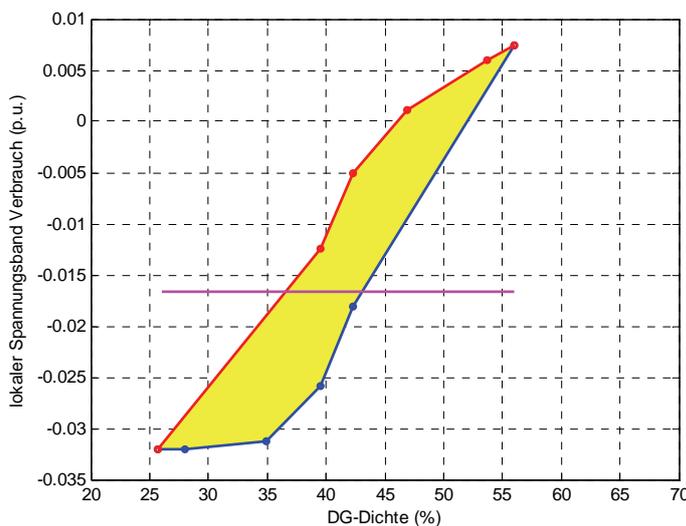


Abbildung 56: lokaler Regelungsbedarf als Funktion der DEA-Dichte – DemoNetz2

Für die Umsetzung der Fernregelung wurden die kritischen Knoten ermittelt. Dies erfolgte anhand von Lastflüssen bei unterschiedlichen Last/Erzeugungszuständen. Die Analysen der Spannungen lieferten folgende Ergebnisse (8 kritische Knoten):

- '0232'
- '0602'
- '0208'
- '0239'
- '0415'
- '04002-M4'
- '0602-10-SSA'
- 'UW-LUN-30-SS2'

Der Knoten 'UW-LUN-30-SS2' (30 kV-Sammelschiene des Umspannwerks) wurde zusätzlich hinzugefügt. Die Spannung an dem Knoten muss beobachtet werden (Unterspannungsseite des Umspanners) obwohl sie eigentlich nicht kritisch ist. Die Lage dieser kritischen Knoten ist in Abbildung 57 dargestellt (grüne Striche für Überspannungsknoten und rote Striche für Unterspannungsknoten). Die kritischen Knoten befinden sich aufgrund der Impedanzverhältnisse tendenziell am Rand des Netzes (Ende von Netzausläufern). Allerdings befindet sich nicht bei jedem Netzausläufer zwangsläufig ein kritischer Knoten. Es hängt stark von den Lastflüssen ab, d.h. ob der Ausläufer stark durch Erzeugung oder Verbrauch geprägt ist.

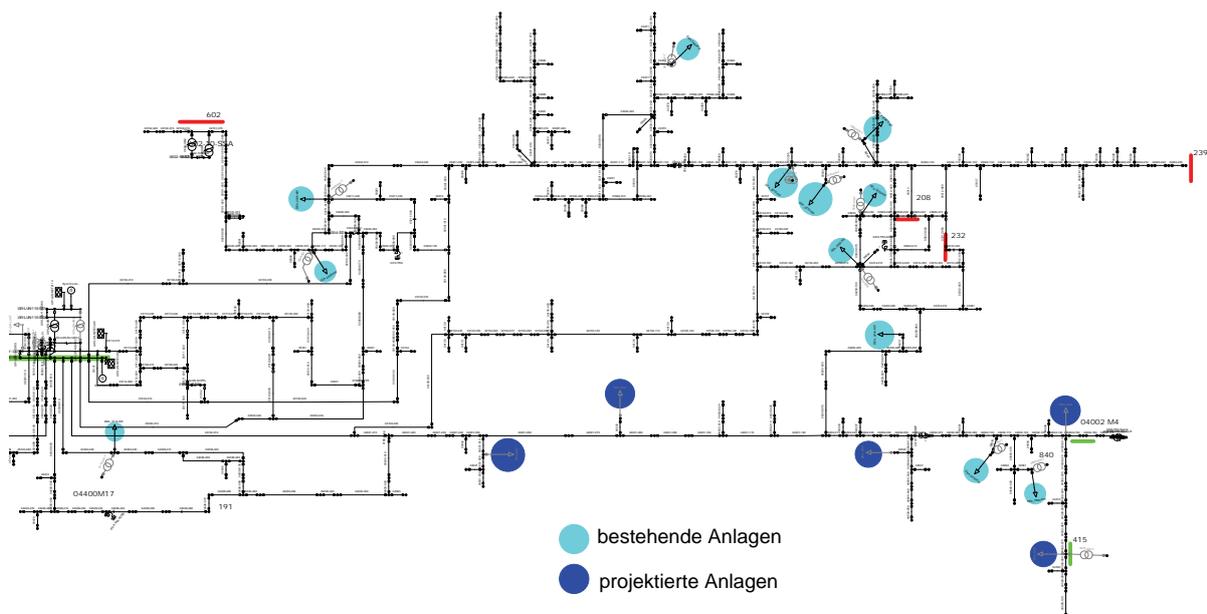


Abbildung 57: Lage der kritischen Knoten am Netzplan – DemoNetz2

Die Ergebnisse der detaillierten Simulationen (mit 6 s-Simulationszeitschritt) wurden anhand grafischer Visualisierungen analysiert. Für jeden Monat wurden die Spannung (Verlauf und Statistik), die Schaltungen beim Stufenregler und die Lastflüsse im Umspannwerk untersucht. Außerdem wurden die Auswirkungen der Mehreinspeisung auf die Netzverluste eruiert. Die Ergebnisse sind beispielhaft für April in Abbildung 59, Abbildung 60 und Abbildung 61 dargestellt. Der Monat April wurde aus den Jahressimulationen ausgewählt, weil er die kritischsten Situation beinhaltet (starke Wasserkrafterzeugung auf Grund der Schneeschmelze). Diese detaillierten Simulationen wurden für das Szenario „flach“ mit einem DEA-Zuwachs von 3,6 MW durchgeführt.

Abbildung 58 zeigt für jeden kritischen Knoten eine Statistik der Spannung (Boxplot). Die beide gestrichelte rote Linie stellen die gewählten Spannungsgrenzen für das Mittelspannungsnetz (+3 % / -6 %) dar.

Der rote Strich bei jeder Box zeigt den Medianwert der Spannung ausgewertet über einen Monat. Die Unter- und Oberkante der Box zeigt das 25 % bzw., 75 % Quantil. Der untere und obere schwarze Strich zeigt die kleinste und größte Spannung in diesem Monat. Die Balken im unteren Bereich der Grafik zeigen wenn sie grün sind, dass mindestens 95 % der 10 min-Spannungsmittelwerte innerhalb der Grenze liegen. Die Grundlage dieses Kriterium ist die europäische Norm EN 50160 [5]. Es ist also zu sehen, dass es anhand der Fernregelung (mit Überwachung der 8 ermittelten kritischen Knoten) möglich ist, für April die Spannung innerhalb der Grenzen zu halten. Für die anderen Monate wurden auch positive Ergebnisse erzielt.

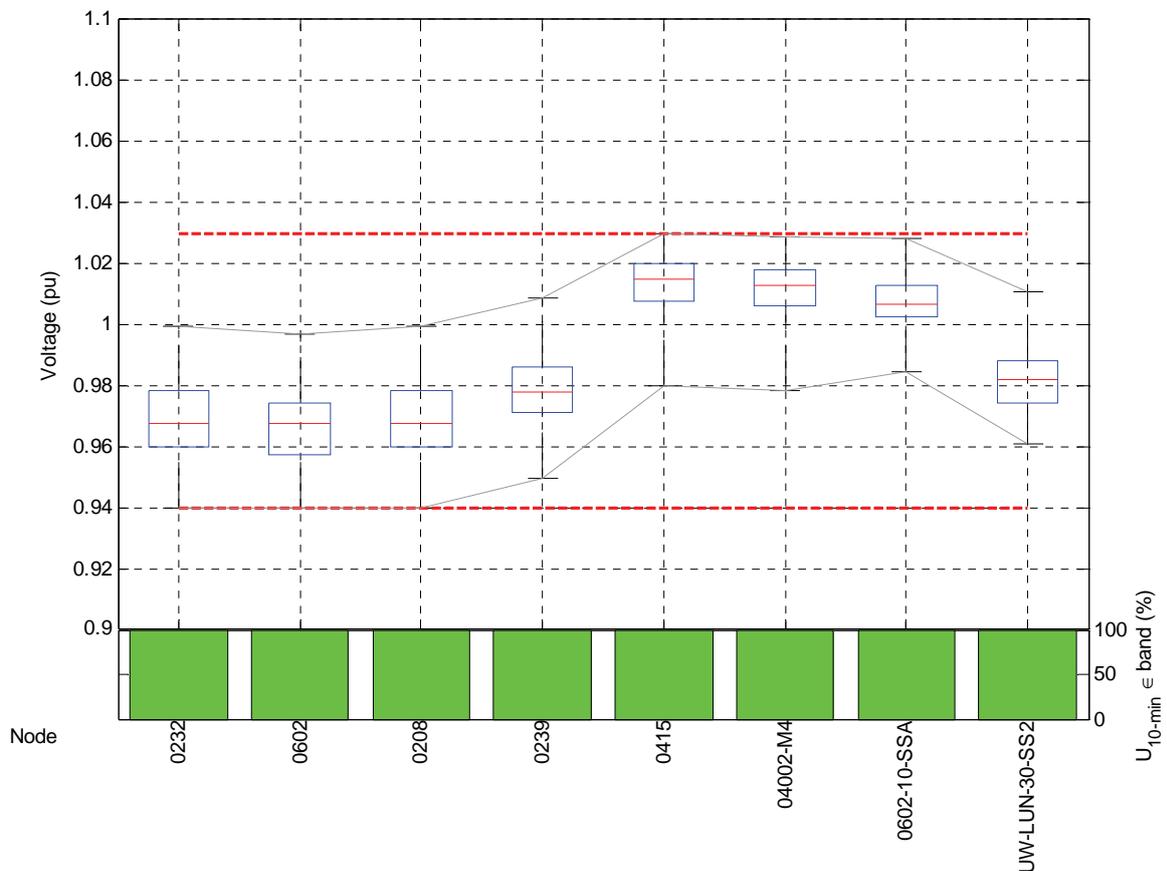


Abbildung 58: Auswertung der Spannungen für jeden kritischen Knoten – DemoNetz2, Fernregelung, April, DEA-Zuwachs von 3,6 MW. Szenario Flach

Abbildung 59 zeigt den Verlauf der Spannung an den kritischen Knoten für den ganzen Monat sowie die Stellung des Stufenschalters. Für diesen Monat wurden 44 Schaltungen notwendig. Auf Grund des verwendeten Modells (übergeordnetes Netz als ideal modelliert) repräsentiert die totale Anzahl der notwendigen Stufungen nur den Einfluss der Regelung im Mittelspannungsnetz. Es müssten dazu die Schaltungen auf Grund der Spannungsschwankungen im übergeordneten Netz dazu gerechnet werden. Als Vergleich kann in Abbildung 60 gesehen werden, dass für Februar nur 7 Schaltungen notwendig waren. Die Erhöhung der Schaltspiele wurde vom Projektteam als unkritisch erachtet. Außerdem zeigten die Analysen,

dass der Stufenregler nur die Stufen zwischen -3 und +1 (von insgesamt ± 12) verwendet. In Abbildung 61 ist der Lastfluss (Wirk- und Blindleistung) im Umspannwerk dargestellt. In diesem Monat ergaben sich einen Wirkleistungsbezug von bis zu mehr als 15 MW und eine Rückspeisung von bis ca. 4 MW (Verbraucherzählpeilsystem).

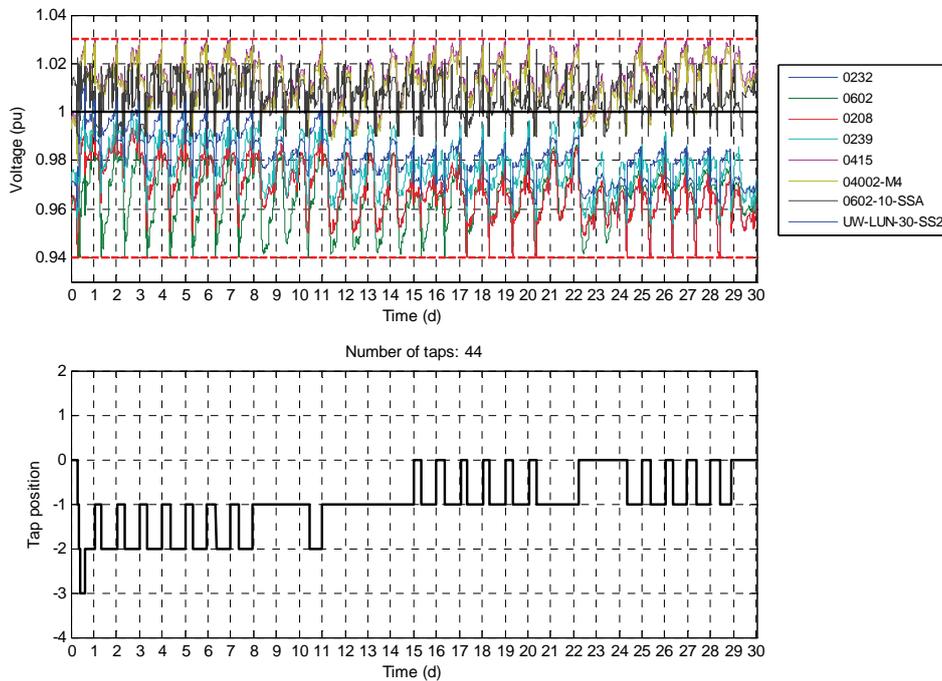


Abbildung 59: Verlauf der Spannungen für jeden kritischen Knoten und notwendige Stufenschaltungen – DemoNetz2, Fernregelung, April, DEA-Zuwachs von 3,6 MW. Szenario Flach

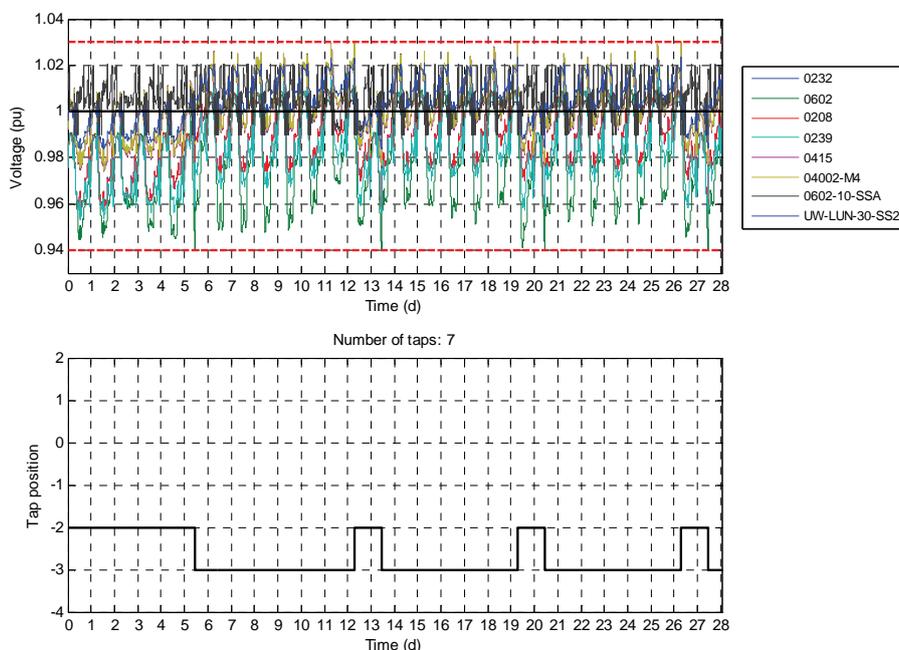


Abbildung 60: Verlauf der Spannungen für jeden kritischen Knoten und notwendige Stufenschaltungen – DemoNetz2, Fernregelung, August, DEA-Zuwachs von 3,6 MW. Szenario Flach

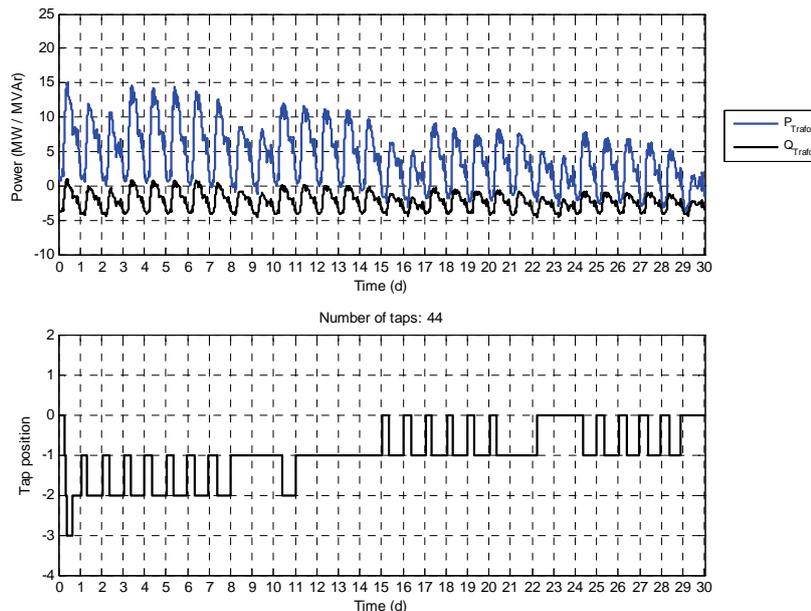


Abbildung 61: Verlauf der Wirk- und Blindleistung am Umspannwerk und notwendige Stufenschaltungen – DemoNetz2, Fernregelung, April, DEA-Zuwachs von 3,6 MW. Szenario Flach

Als Endergebnis wurde die Wirksamkeit der Fernregelung, die vorher anhand einer simplifizierten Methode ermittelt wurde, verifiziert. Mit der Fernregelung war es also möglich, bei einem Erzeugungszuwachs zwischen 3 MW (Szenario „steil“) und 3,6 MW (Szenario „flach“) die Spannung innerhalb der definierten Grenzen zu halten.

Wirksamkeit und Umsetzung der lokalen Spannungsregelung

Die Umsetzung der lokalen Spannungsregelung in die Simulationsumgebung zeigte, dass es nicht möglich war, anhand einer lokalen Spannungsregelung durch Blindleistungsmanagement bei den projektierten Anlagen, die Spannung innerhalb der Grenzen zu halten. Der Grund dafür ist die Begrenzung des Leistungsfaktors auf 0,9 um die Netzverluste in einem vertretbaren Bereich zu halten. Bei diesem sehr langen Abzweig führt der ungünstige Netzimpedanz (ca. 37° : $R/X > 1$) zur Ineffizienz der Blindleistungsregelung.

Wirksamkeit und Umsetzung der koordinierten Spannungsregelung

Die Abschätzungen zeigten, dass beim Szenario „steil“ schon bei Integration der ersten Anlage und für das Szenario „flach“ ab einem Zubau von 3,6 MW, die Fernregelung nicht mehr ausreichend ist und die koordinierte Spannungsregelung notwendig ist.

Dies wurde bei den detaillierten Simulationen leicht korrigiert. Sie zeigten, dass beim Szenario „steil“ nach Integration der ersten Anlage (3 MW) und für das Szenario „flach“ ab einem Zubau von 3,6 MW, die Fernregelung nicht mehr ausreichend ist und die koordinierte Spannungsregelung notwendig ist.

Für die Umsetzung der koordinierten Spannungsregelung muss zusätzlich zu den kritischen Knoten die so genannte Beitragsmatrix ermittelt werden. Als Kriterium wurde hier die Möglichkeit, 2% der Spannungsanhebung kompensieren zu können, ausgewählt. Dies führte für dieses Netz zu folgendem Ergebnis (siehe Tabelle 12):

Tabelle 12: Beitragsmatrix für die koordinierte Spannungsregelung – DemoNetz2

Knoten	1. DEA	2. DEA	3. DEA	4. DEA	5. DEA
'0232'					
'0602'					
'0208'					
'0239'					
'0415'	DEA_DG2	DEA_840	DEA_DG0	DEA_DG4	DEA_DG1
'04002-M4'	DEA_DG2	DEA_840	DEA_DG4	DEA_DG0	DEA_DG1
'0602-10-SSA'					
'UW-LUN-30-SS2'					

Die leeren Zellen entsprechen Knoten bei denen kein nennenswerter Beitrag einer Erzeugungsanlage zur Spannungsregelung erzielt werden kann (z.B. bei Lastknoten).

Diese Tabelle kann wie folgt interpretiert werden: beim Auftreten einer gleichzeitigen Überspannung und Unterspannung im Netz muss eine lokale Maßnahme gesetzt werden (das Problem kann mit Hilfe des Stufentrafos allein nicht gelöst werden). Grundsätzlich kann bei den Knoten 0415 und 04002-M4 die Spannung lokal geregelt werden. Für Knoten 0415 sollte zum Beispiel zuerst bei der Anlage DEA_DG2 Blindleistung geregelt werden. Reicht dies nicht aus, um die Spannung zurück in das definierte Spannungsband zu bringen, muss auch bei der Anlage DEA_840 Blindleistung geregelt werden. Erst wenn diese beiden Maßnahmen nicht genügen muss die Wirkleistung mit derselben Priorität zurück gefahren werden.

Die Ergebnisse für die Integration des vollen DEA Zuwachses (6,6 MW) sind wieder beispielhaft für den Monat April in Abbildung 62 und Abbildung 63 dargestellt. Es ist sichtbar, dass die Spannung an allen kritischen Knoten innerhalb der Grenzwerte bleibt, und, dass die Anzahl der notwendigen Schaltungen des Stufenreglers deutlich gestiegen ist (96 statt 44 bei der Fernregelung). Es ist also möglich, mit der koordinierten Spannungsregelung den ganzen DEA-Zuwachs von 6,6 MW ins Netz zu integrieren und die Spannungsgrenzen einzuhalten. Dabei war es notwendig die Wirkleistung bei einer Anlage zu begrenzen (DEA_DG2). Abbildung 64 zeigt den Verlauf der Blind- (oberer Teil) und Wirkleistung (unterer Teil) für April. Die gelbe Fläche bildet die verlorene Energie (kWh), da keine Speichermöglichkeit vorhanden ist.

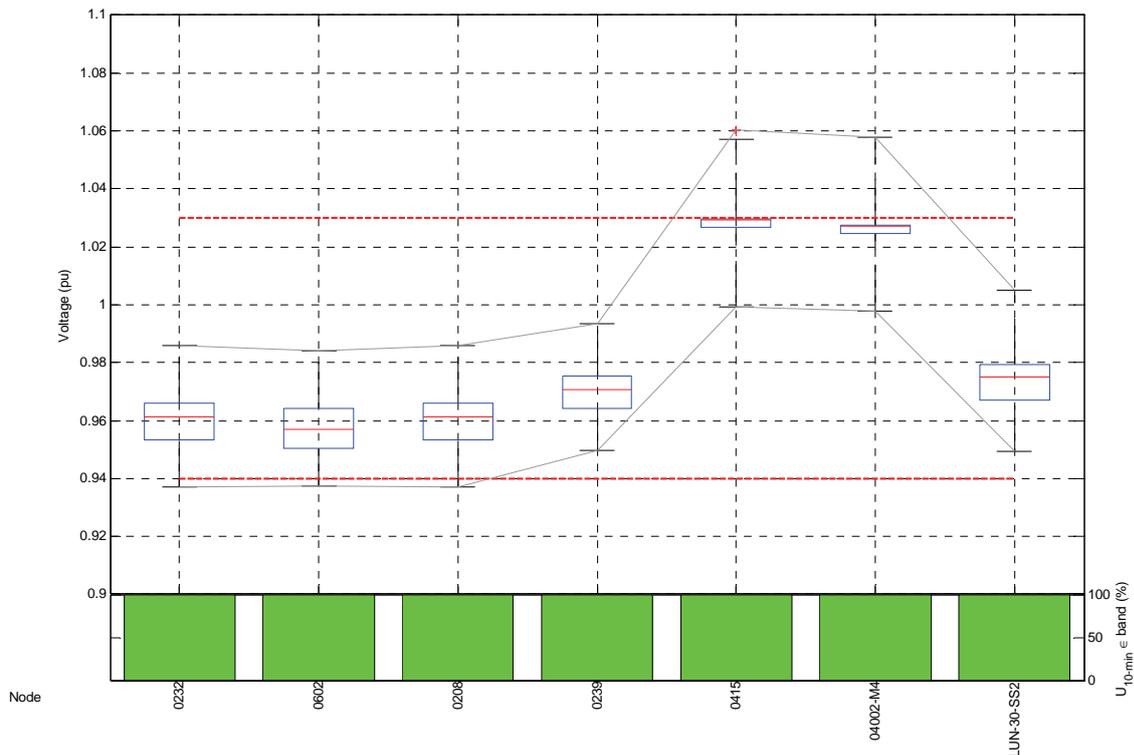


Abbildung 62: Auswertung der Spannungen für jeden kritischen Knoten – DemoNetz2, koordinierte Spannungsregelung, April, DEA Zuwachs 6,6 MW

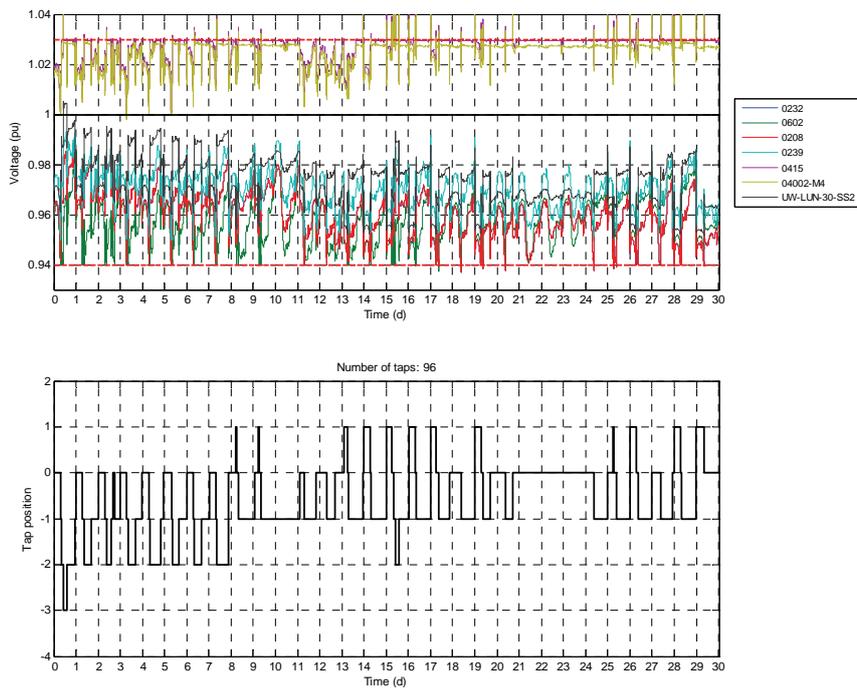


Abbildung 63: Verlauf der Spannungen für jeden kritischen Knoten und notwendige Stufenschaltungen – DemoNetz2, koordinierte Spannungsregelung, April, DEA Zuwachs 6,6 MW

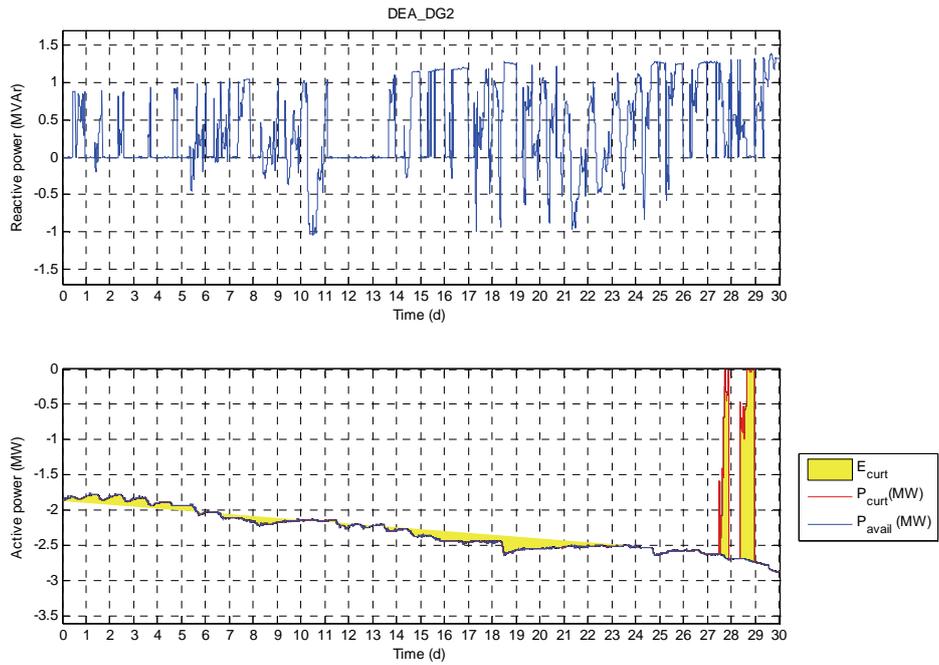


Abbildung 64: Wirkleistungsbegrenzung bei der koordinierten Spannungsregelung - Verbraucherfeilsystem, DemoNetz2, April, DEA Zuwachs 6,6 MW

Einsatz eines Längsreglers

Der Einsatz eines Längsreglers (Spartransformator 30 kV/30 kV mit Stufenregler) wurde auch in diesem Fall untersucht. Zuerst musste ein geeigneter Standort für einen solchen Längsregler gefunden werden. Zu dem Zweck wurden so genannte Spannungsfalldiagramme verwendet. Für die Ermittlung des optimalen Standorts wurde die gleiche Methode wie im Kapitel 4.5.2.2 verwendet.

Um die „Entkopplung“ zu erreichen muss ein Längsregler „zwischen“ den Knoten 0415 (durch Erzeugung geprägt) und 0602 (durch Lasten geprägt) eingebaut werden. Da das Überspannungsproblem hier akuter ist, sollte der Längsregler primär dazu eingebaut werden dieses Problem zu lösen. Die größte Spannungsanhebung beträgt ca. 8,5 %. Die optimale Platzierung des Längsreglers entspricht der Mitte der Spannungsanhebung (ca. 4,25 %). Dies entspricht ca. dem Knoten 0404: der Längsregler sollte daher an diesem Knoten eingebaut werden (siehe lila Symbol in Abbildung 65).

Durch Absenkung des Spannungswertes auf ca. 0,97 p.u. bleibt die Spannung des durch Erzeugung geprägten Abzweigs unter 1,03 p.u. Für die Berechnungen wurde die Daten eines existierenden Längsreglers verwendet ($S_N=15$ MVA, $u_k=2$ % und 1,3 % Zusatzspannung pro Stufe mit ± 13 Stufen). Die Nennscheinleistung von 15 MVA liegt deutlich über dem Höchstlastfluss an dieser Stelle (ca. 7 MVA).

Als Endergebnis kann also gesagt werden, dass der Einsatz eines Längsreglers die Einhaltung der Spannungsgrenze bei vollem DEA-Zuwachs von 6,6 MW ermöglicht.

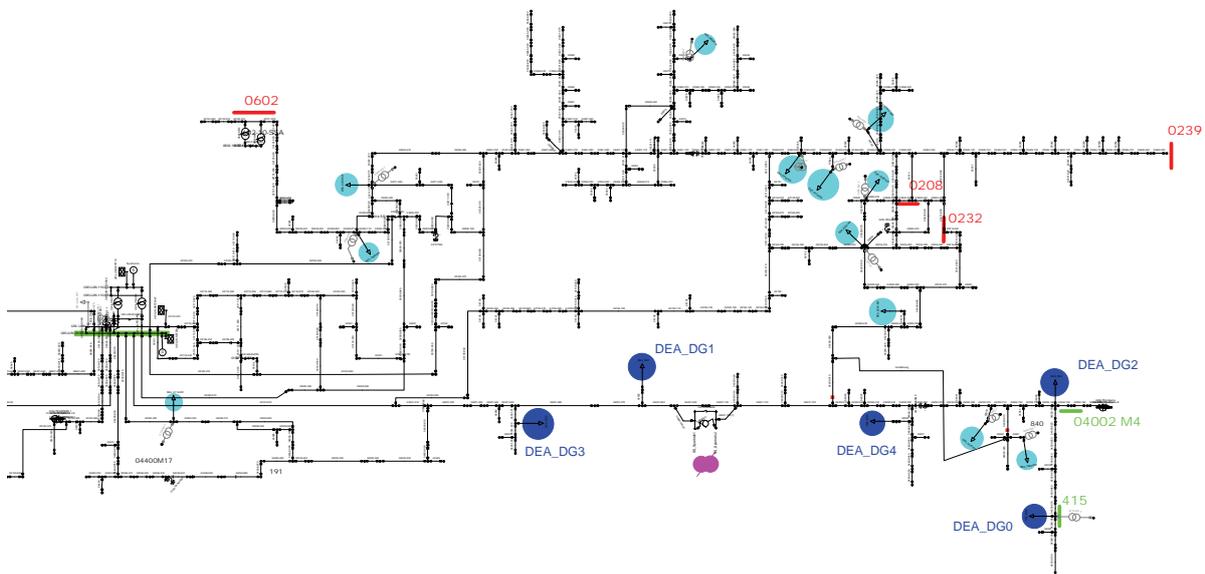


Abbildung 65: Standort für den Einbau eines Längsreglers, DemoNetz2

Umsetzung der Netzverstärkung

Bei der Variante „Netzverstärkung“ wurden die für die Integration des vollen DEA-Zuwachs (6,6 MW) notwendigen Verstärkungsmaßnahmen ermittelt. Dabei wurden wie vorher die zwei Szenarien „flach“ und „steil“ berücksichtigt. Die Berechnung der notwendigen Verstärkungsmaßnahmen wurde realitätsnah durchgeführt: der zuständige Techniker aus der Netzplanung ermittelte sukzessiv die inkrementelle Verstärkungsmaßnahme ohne die zukünftige (in der Praxis unbekannt) Entwicklungen zu berücksichtigen.

Tabelle 13: Zusammenfassung der Verstärkungsmaßnahmen für den vollen DEA-Ausbau – DemoNetz2

	Szenario „flach“	Szenario „steil“
Kabel 240 mm ² AL	18 km	18 km

Zusammenfassung der technischen Bewertung der Regelungskonzepte

Als Ergebnis dieser Untersuchungen konnte die Wirksamkeit jedes Regelungskonzepts quantifiziert werden. Erwartungsgemäß kann beim „flachen“ (günstigen) Szenario eine höhere Gesamtleistung als beim „steilen“ (ungünstigen) Szenario angeschlossen werden. Je nach Szenario kann damit die erreichbare Dichte an dezentralen Energieanlagen der Lösungsvarianten ermittelt werden. Der Vergleich der Regelungskonzepte hinsichtlich der erreichbaren DEA-Dichte ist in Abbildung 66 dargestellt.

Ohne Berücksichtigung der derzeit implementierten Stromkompoundierung, kann die bereits installierte DEA Dichte mit der lokalen Q-Regelung mit dem passiven Netzbetrieb, einem optimierten Sollwert und der lokalen Q-Regelung nicht ohne Verletzung des Spannungsbandes betrieben werden.

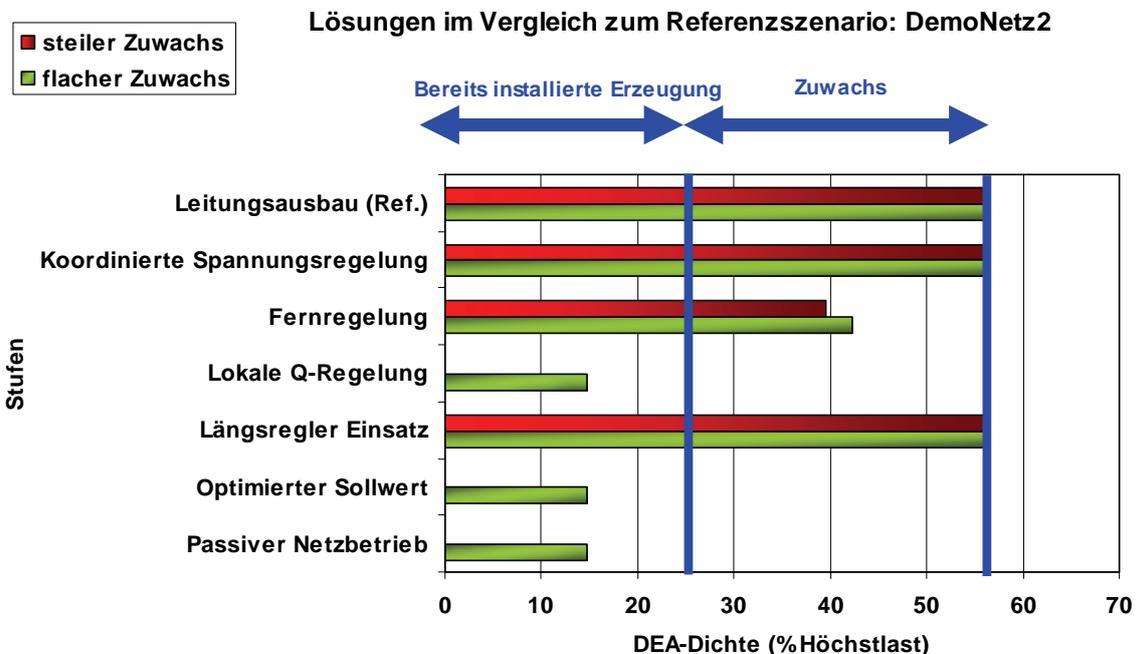


Abbildung 66: Erreichbare DG-Dichte der einzelnen Regelungskonzepte – DemoNetz2

Je nach verwendetem Spannungsregelungskonzept kann die Dichte an dezentralen Erzeugungsanlagen, gemessen an der Höchstlast im Netz, von derzeit 24% (unter Einsatz von Stromkompoundierung) auf bis zu 56% (bei „koordinierter Spannungsregelung“) erhöht werden. Die wird mit vernachlässigbarem Zurückgreifen auf eine Wirkleistungsbegrenzung bei den Erzeugungsanlagen erreicht.

4.5.3.3 Wirtschaftliche Bewertung

Wie im Abschnitt 3.1.7 erläutert, wurden die Barwerte der verschiedenen Lösungsansätze zur Integration zusätzlicher DG Anlagen in den Netzabschnitt ermittelt. Die Zusammenstellung der verwendeten Kostendaten ist dabei ebenfalls Tabelle 1 zu entnehmen.

Abbildung 67 illustriert die Auswertungsergebnisse der Variante „Koordinierte Spannungsregelung – Szenario „steil“ im gewählten Netzabschnitt. Die kumulierten Barwerte (angedeutet durch die strichlierte Linie) der notwendigen Installationen im Mittelspannungsnetz, die für diese Lösungsvariante durch Spannungsmessgeräte, eine Steuerungseinheit im Umspannwerk und 7 Richtfunkstrecken charakterisiert sind, belaufen sich zuzüglich der entstehenden Betriebskosten auf etwa 670.000 €. Der Zinssatz für die Barwertrechnung wurde dabei mit 6 % festgelegt. Weiters wurden die durch geringe Wirkleistungsbegrenzung einzelner Erzeugungsanlagen entstehenden Kosten von ~1100 €/a in die laufenden Betriebskosten der Lösungsvariante eingerechnet. Zur Berechnung dieser Verluste wurde ein Einspeisetarif von 6,25 c€/kWh für Kleinwasserkraftwerke herangezogen. Die Investitionen nach Jahr 1 entstehen durch neu hinzukommende Anlagen, die in die Koordinierte Spannungsregelung einbezogen werden.

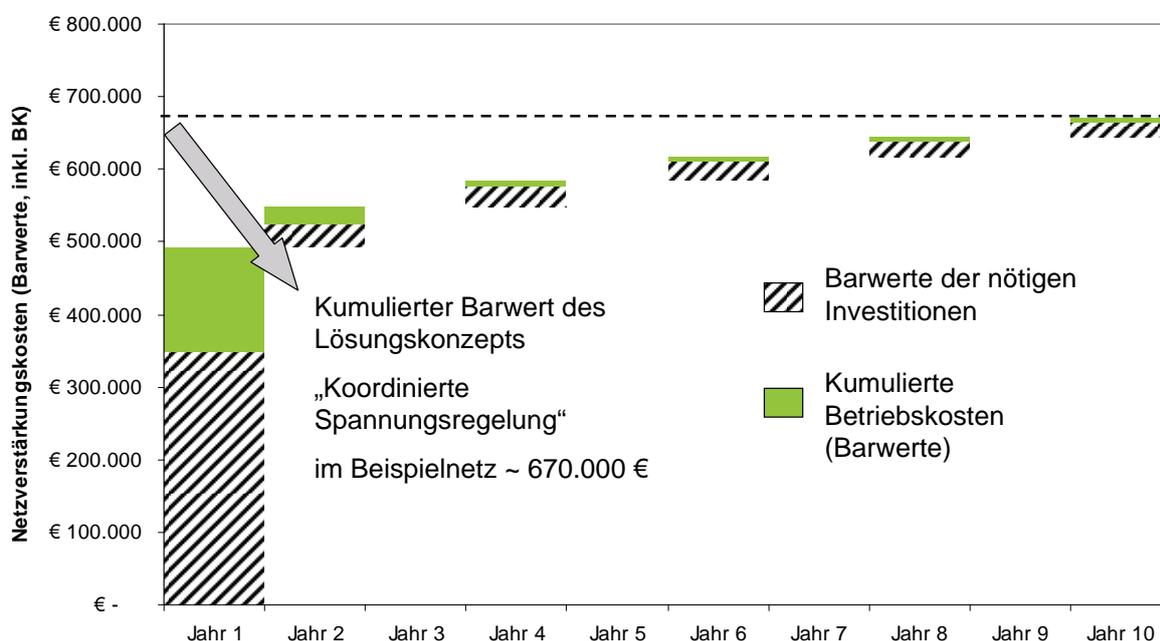


Abbildung 67: Errechneter kumulierter Barwert der nötigen Investitionen im Beispielnetz unter Realisierung des Lösungskonzepts „Koordinierte Spannungsregelung“ im Zubauszenario „flach“; Als zuverlässige Kommunikationsanbindung wurde seitens des Netzbetreibers ebenfalls Richtfunk gewählt

Es zeigt sich, dass unter Anwendung einer „Koordinierten Spannungsregelung“ im betrachteten Netzabschnitt 6,6 MW zusätzliche dezentrale Stromerzeugung integriert werden können,

ohne neue Leitungen im Netz verlegen zu müssen. Diese Spannungsregelung stellt eine Kombination aus einer auf Spannungsmesswerten basierenden Sollwertregelung des Stufentransformators im Umspannwerk und einer koordinierten Blindleistungsbereitstellung der Erzeugeranlagen dar. Dies entspricht etwa 30,3 % (von 25,7 % auf 56 %) zusätzlich installierbarer DG Leistung, gemessen an der Starklast im Netzabschnitt. Alternativ zur koordinierten Spannungsregelung konnte diese zusätzliche Erzeugungsleistung im Projekt lediglich durch die Varianten „Leitungsverstärkung“ (Referenzvariante) oder einen „Längsreglereinsatz“ ins Netz integriert werden (siehe Abbildung 66).

Abbildung 68 vergleicht alle technisch realisierbaren Varianten monetär. Die Bewertungsmethode wurde dabei für alle Varianten in gleicher Weise angewandt (siehe Abbildung 67), wobei unterschiedliche Kostenfaktoren je Variante (inkl. Betriebskosten) berücksichtigt wurden. Es ist erkennbar, dass die Netzadaptionkosten der unterschiedlichen neuen Lösungen deutlich mit den Kosten der Referenzvariante (Leitungsbau) konkurrieren können.

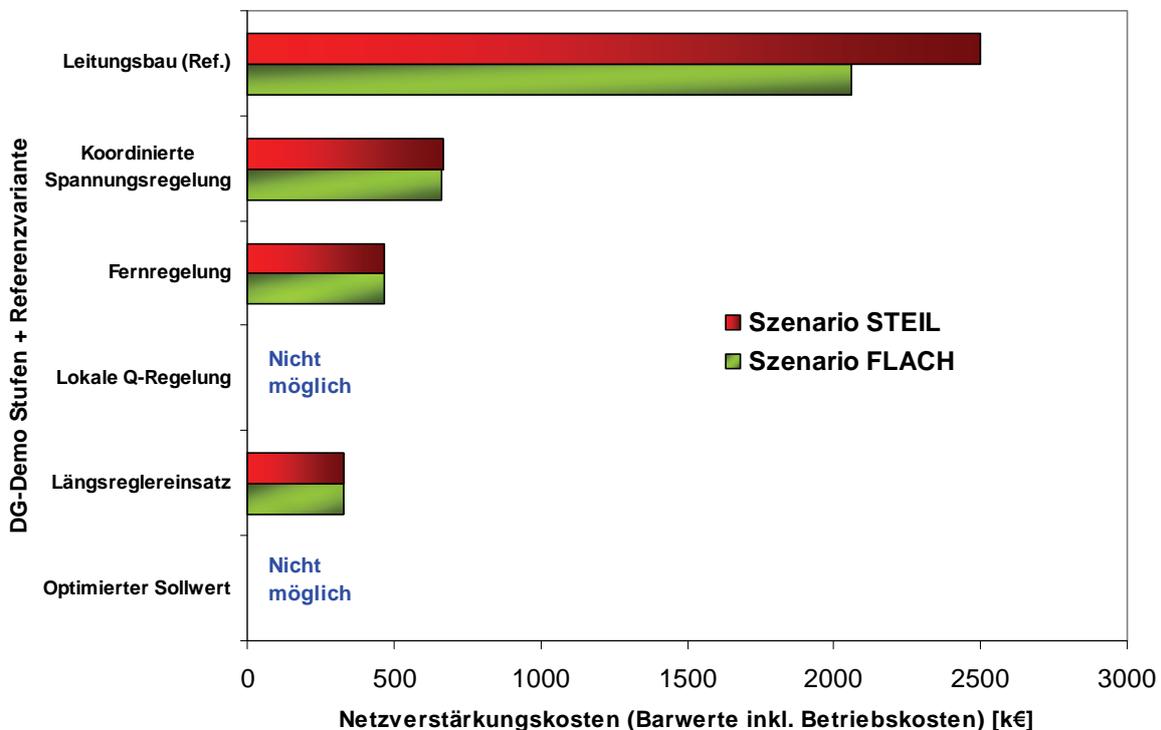


Abbildung 68: Kostenvergleich der einzelnen Netzintegrationsvarianten unter Berücksichtigung der anschließbaren DG Leistung im DemoNetz2 [k€]

Werden die Kosten auf die zusätzlich installierbare DG Leistung bezogen, so schneidet die Variante Längsregler im betrachteten Netzausläufer am kostengünstigsten ab (siehe Abbildung 69). Diesen Vorteil erreicht die Längsreglervariante vor allem durch die gewählte Zubaustrategie im Netzabschnitt. Dies bedeutet, dass die Anlagen hauptsächlich in einem Netzabzweig installiert wurden und kommt daher den technischen Eigenschaften des Längsreglers besonders entgegen.

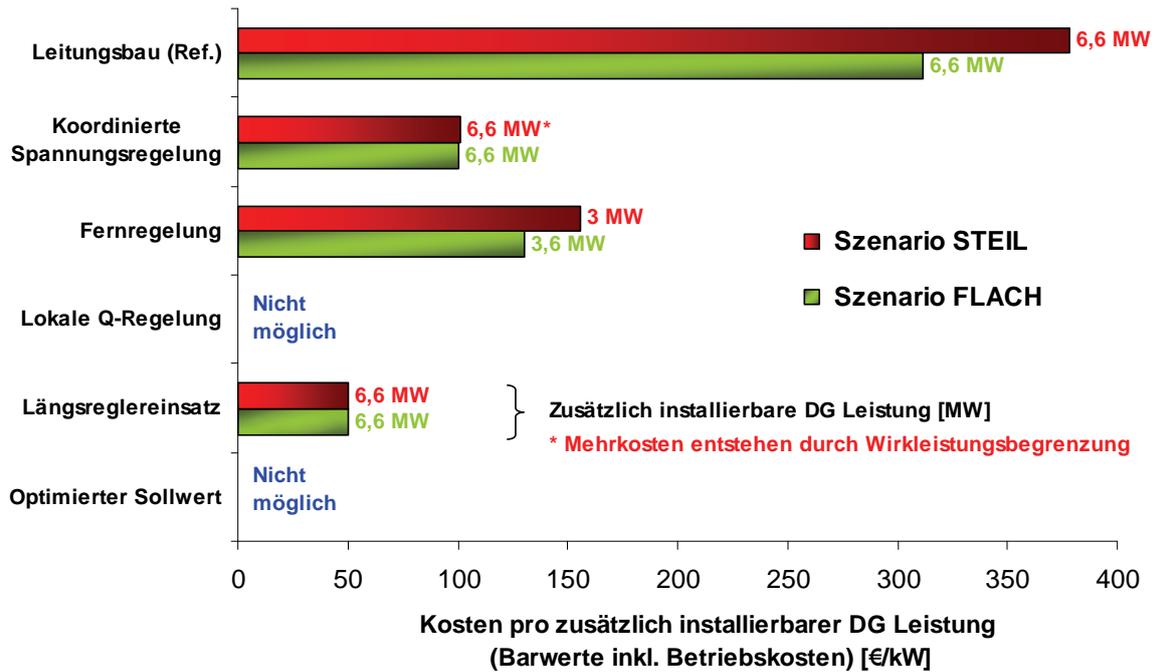


Abbildung 69: Kostenvergleich der einzelnen Netzintegrationsvarianten unter Berücksichtigung der anschließbaren DG Leistung im DemoNetz2 [€/kW]

Die teuerste Variante stellt die Referenzvariante dar, da die Kosten für einen Leitungsausbau sehr hoch sind und nicht garantiert ist, dass die neu geschaffene Infrastruktur bestmöglich ausgenutzt wird. Daher erscheinen die Kosten der Lösungen „Koordinierte Spannungsregelung“ und „Fernregelung“ bezogen auf die installierbare DG Leistung konkurrenzfähig zu sein. Die Bewertung der Varianten „Optimierter Sollwert“ und „Lokale Q-Regelung“ entfällt in diesem Netzabschnitt, da eine technische Realisierung - wie bereits erwähnt - ohne Verletzung der Spannungsbandgrenzen nicht möglich ist. Wird die günstigste Variante „Längsreglereinsatz“ betrachtet, so ist anzumerken, dass der alleinige Einsatz der Längsreglervariante in Zukunft nicht immer den technischen Anforderungen genügen wird, da Erzeugeranlagen meist heterogen verteilt im Netz angeschlossen werden. Die ersichtlichen Bandbreiten der errechneten Kosten ergeben sich vor allem durch die Zubauszenarien (flach vs. steil), werden jedoch auch durch Unterschiede in den Betriebskosten (z.B. Ausgleichszahlungen für Wirkleistungsbegrenzungen) hervorgerufen.

Weiters wurde eine Sensitivitätsanalyse der einzelnen gewählten Parameter durchgeführt. Dies bedeutet, dass eine Parametervariation im Bereich von +/- 30% im Vergleich zum Originalwert durchgeführt wurde. Der Einfluss der Investitionskosten, Reinvestitionskosten, Betriebskosten sowie des Zinssatzes in Bezug zu den Originalkosten einer Lösungsvariante kann damit abgeleitet werden. Abbildung 70 zeigt, dass die Auswirkung des gewählten Zinssatzes dabei am größten ist. Einen moderaten Einfluss weisen die Investitions- und Betriebskosten der Lösungsvarianten auf. Der Einfluss der Reinvestitionskosten kann als eher gering interpretiert werden. Dies bedeutet, dass für kapitalintensive Infrastrukturinvestitionen vor allem durch die Reduktion des Fremdkapitalanteils Einsparungen realisiert werden können.

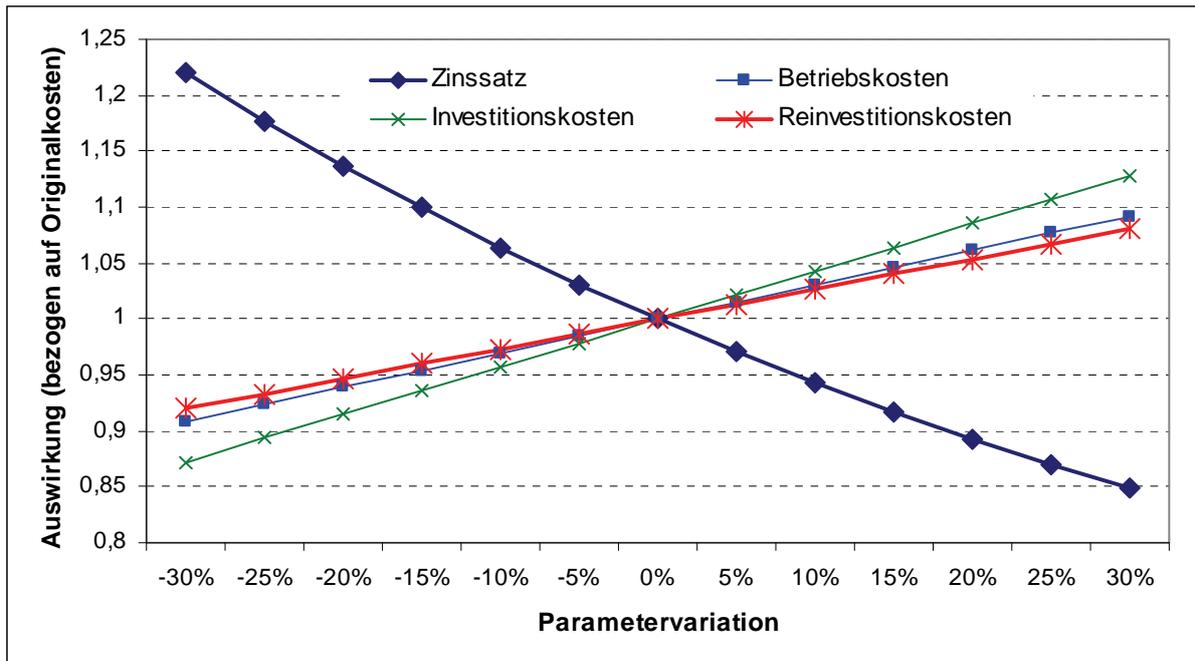
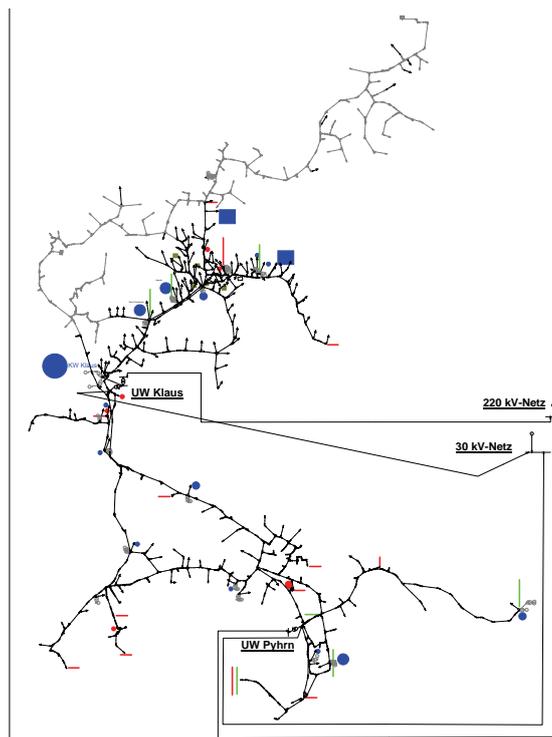


Abbildung 70: Kostenvergleich der einzelnen Netzintegrationsvarianten unter Berücksichtigung der anschließbaren DG Leistung

4.5.4 Ergebnisse der Analysen für das DemoNetz 3

4.5.4.1 Beschreibung des DemoNetz3

Im DemoNetz3 wurde ein ausgedehntes 30 kV-Netz mit einer Gesamtleitungslänge von 270 km untersucht (siehe Abbildung 71 und Abbildung 72). Mit einer installierten Erzeugungsleistung von etwa 17 MW bei einer Höchstlast von ca. 25 MW und einer minimalen Last von ca. 4 MW, weist auch dieses Netz bereits einen hohen Anteil an dezentraler Strom-einspeisung auf. Dieses Netz hat die Besonderheit, dass es im Ring betrieben wird: die zwei Umspannwerke, die das Gebiet versorgen, sind über das 30 kV-Netz im normalen Schaltzustand verbunden. Das in Abbildung 71 dargestellte Netz ist entsprechend größer als die zwei andere DemoNetze (siehe Tabelle 7). Die grauen Leitungen gehören nicht zum betrachteten DemoNetz-Gebiet. Das Kraftwerk Klaus ist direkt an das UW Klaus angebunden und befindet sich nicht im Regelbereich des Stufentransformators. Aus diesem Grund wird dieses 20 MW-Kraftwerk in den Simulationen nicht direkt betrachtet. Die Slack-Knoten („220 kV Netz“ und „30 kV Netz“) sind Hilfsknoten, die für die Simulationen künstlich eingeführt wurden. Diese Art von Netzbetrieb (Ring) bedeutet eine zusätzliche Herausforderung für die innovativen Spannungsregelungskonzepte, da Ringleistungsflüsse vermieden werden müssen.



Legende:

- - große Erzeuger
- - große Lasten
- | - kritische Überspannungsknoten (Jahr 0 bzw. 20)
- | - kritische Unterspannungsknoten (Jahr 0 bzw. 20)
- große Erzeuger (Zuwachs)

Abbildung 71: Skizze des betrachteten Teilnetz DemoNetz3

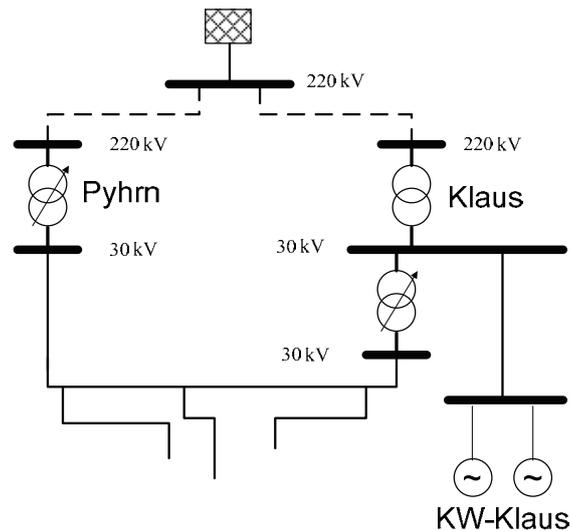


Abbildung 72: Vereinfachte Skizze des Teilnetzes – DemoNetz3

Für das DemoNetz3 wurde ebenfalls ein Entwicklungsszenario für die Erzeugung ermittelt. Dieses ist in Tabelle 14 zusammengefasst. Für die Last wurde von einer Steigerung von 1,5 %/Jahr ausgegangen.

Tabelle 14: Angenommener DEA-Zuwachs – DemoNetz3

Name	Typ	Nennleistung P (MW)
DEA_DG_BIO_12963692	Biogas	0,4
DEA_DG_BIO_12965270	Biogas	0,15
DEA_DG_BIO_12965815	Biogas	0,35
DEA_DG_BIO_12966094	Biogas	0,4
DEA_DG_BIO_12966522	Biogas	0,4
DEA_DG_BIO_12966638	Biogas	0,25
DEA_DG_BIO_12966920	Biogas	0,15
DEA_DG_BIO_12967638	Biogas	0,15
DEA_DG_BIO_12967803	Biogas	0,12
DEA_DG_BIO_12972381	Biogas	0,15
DEA_DG_W_12961449	Wasserkraft	3
DEA_DG_W_12965605	Wasserkraft	3
Σ DEA_DG_PV_i	PV	7,5
DEA_DG_PV_1	PV	*
...
DEA_DG_PV_88	PV	*
		12,3

Die 10 Biogas Anlagen weisen eine Summenleistung von ca. 2,5 MW und die zwei Wasserkraftwerke eine Summenleistung von 6 MW. Zusätzlich zu diesen Anlagen wurde eine Vielzahl von PV Anlagen betrachtet. Dafür wurde die geeigneten Dachflächen ermittelt (Ausrichtung S, SW, SO). Es wurde angenommen, dass die wirtschaftliche Entwicklung und die Umweltgesetzgebung dazu führen, dass auf jedem Gebäude innerhalb von 20 Jahren ein Viertel der Gebäudegrundfläche für die solare Nutzung verwendet wird. Davon wird angenommen, dass die Hälfte solarthermisch genutzt wird, während die andere Hälfte zur Stromgewinnung

verwendet wird. Je m² Photovoltaik wurde eine installierte Leistung von 0,12 kW angenommen. Das Satellitenbild eines Ortsnetzes kann beispielhaft auf Abbildung 73 gesehen werden.



Abbildung 73: Eruierung des PV Potentials anhand des GIS Systems Beispiel eines Ortsnetz – DemoNetz3

Diese Annahmen führen zu einer Gesamtleistung von ca. 7,5 MW. Da die ersten Untersuchungen zeigten, dass das Mittelspannungsnetz mit einer solchen PV Erzeugung sehr stark überlastet wäre (Leitungsauslastung > 130 %), wurde die installierte PV-Leistung halbiert. Bei dieser reduzierten Leistung konnte das Überlastungsproblem anhand eines „Kabeltaushes“ (95 mm² statt 70 mm²) gelöst werden. Letztlich wurde also ein gesamter PV-Zuwachs von 3,8 MW betrachtet.

Anders als für die anderen Energiequellen wurde bei der Photovoltaik ein kontinuierlicher Zuwachs angenommen. Der Grund dafür ist, dass die durchschnittliche Größe einer (Dach-) PV-Anlage deutlich kleiner als die der anderen Anlagentypen ist, und deutlich mehr Anlagen erwartet werden. Für die zeitliche Entwicklung wurde das Szenario aus der österreichischen Technologie-Roadmap für Photovoltaik herangezogen [6]. Die jährlichen Zuwachsraten wurden so angepasst, dass die Gesamtleistung im Jahr 20 3,8 MW entspricht (Abbildung 74).

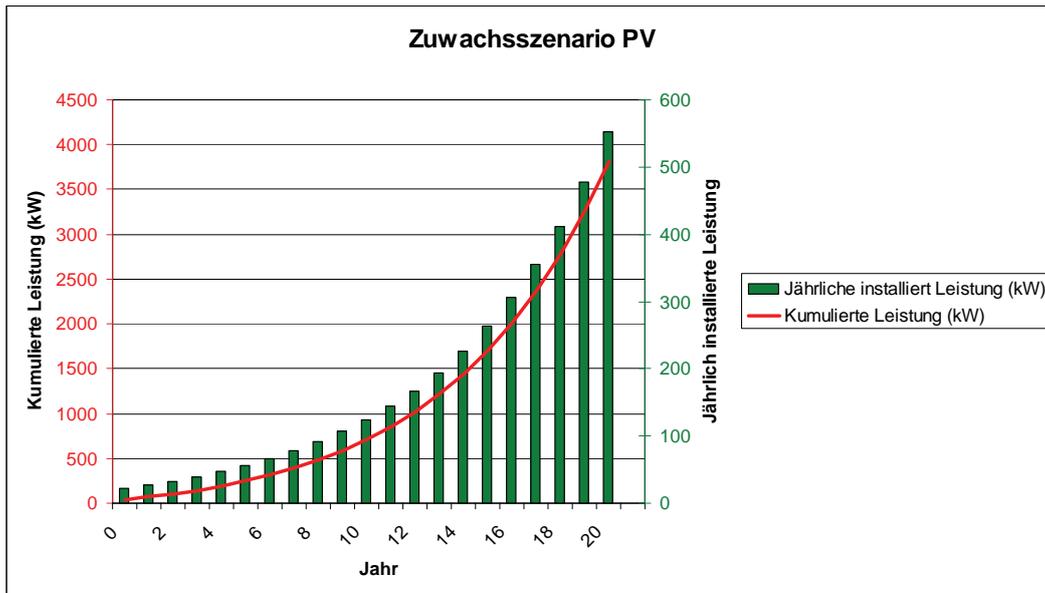


Abbildung 74: PV-Zuwachs bis Jahr 20 – DemoNetz3

4.5.4.2 Technische Bewertung – Wirksamkeit der verschiedenen Regelungskonzepten

Derzeitige Praxis

Bei der Analyse des Ist-Stands wurde ein dynamischer Regelungsbedarf von ca. -1 % abgeleitet. Der Abstand zur Höhe einer Stufe des Stufentransformators (ca. 1,25 % beim Umspanner mit der größten Stufung) beträgt 0,25 %, was bedeutet, dass es schon beim Ist-Stand kaum Reserve gibt.

Die Auswirkung des DEA-Zuwachses (8,52 MW, ohne Berücksichtigung des PV Zuwachses) auf die Spannungshaltung kann in Abbildung 75 gesehen werden. Es ist zu sehen, dass die größte Auswirkung von einer der beiden Wasserkraftanlagen (3 %) zu erwarten ist. Für den gesamten DEA-Zuwachs wurde eine Kombination aus den zwei Randszenarien „steil“ und „flach“ und dem PV-Zuwachs abgeleitet. Die Entwicklung der resultierenden DEA-Dichte ist in Abbildung 76 zu sehen. Die steilen Segmente entsprechen natürlich den zwei größeren Wasserkraftwerken und der leichte Rückgang beim Szenario „flach“ ist auf die berücksichtigte Laststeigerung zurückzuführen.

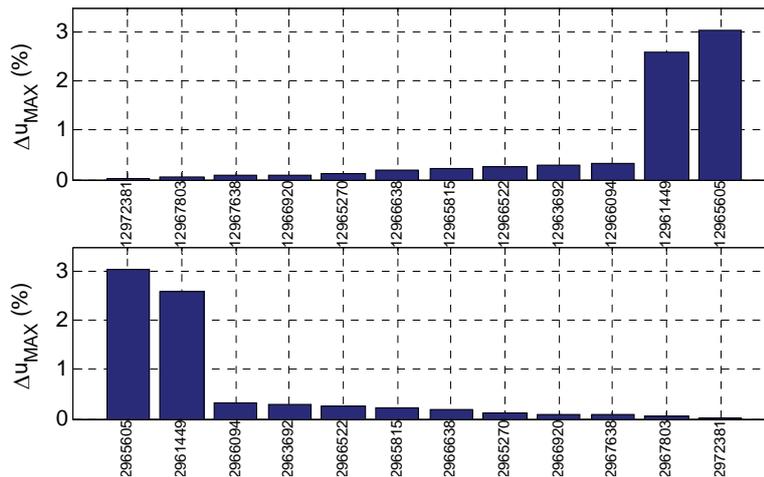


Abbildung 75: Definition der zwei Randszenarien („flach“ und „steil“) Anhand der Auswirkung der Anlagen auf die Spannungshaltung – DemoNetz3

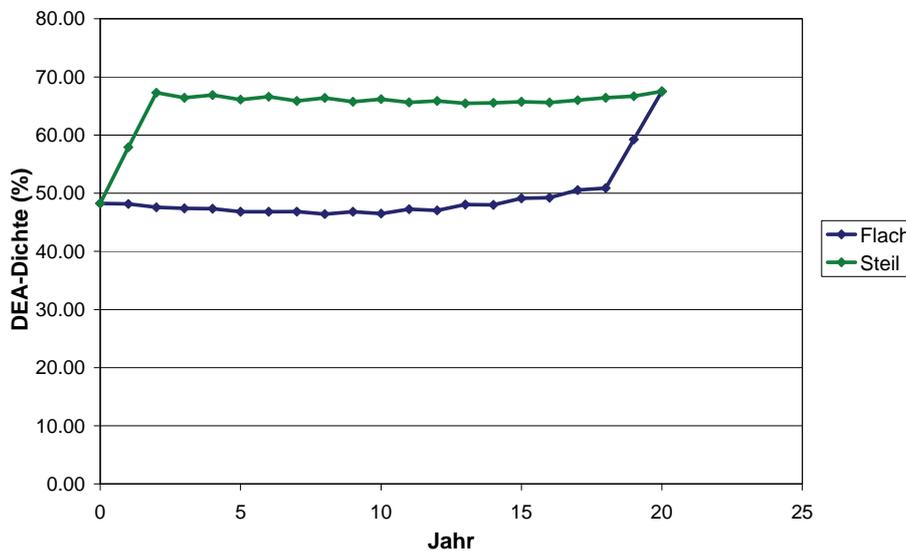


Abbildung 76: DEA-Zuwachsszenarien „flach“ und „steil“ für das Jahr 0 bis 20 – DemoNetz3

Werden die Erzeugungsanlagen aus dem Zuwachsszenario (12,3 MW bis Jahr 20) an das Netz angeschlossen, sinkt diese Reserve und wird sogar in Bedarf umgewandelt. Abbildung 77 stellt den dynamischen Regelungsbedarf vom Jahr 0 bis zum Jahr 20 dar. Die lila Linie entspricht dem Szenario „steil“, und die blaue dem Szenario „flach“. Beim Szenario „steil“ war es notwendig, ab dem sechsten Jahr (rote Dreiecke) die oben erwähnte Freileitung zu verstärken (95 mm² statt 70 mm²). Für das Szenario „flach“ war es erst ab dem 19. Jahr notwendig. Die schwarze horizontale Linie stellt die Höhe einer Stufe des Stufentransformators (ca. -1,25 %) dar. Aus dieser Grafik ist es ersichtlich, dass es schon beim Ist-Stand keine Reserve mehr gibt. Die Reserve ist schon aufgebraucht und es müssten entsprechende Maßnahmen gesetzt werden, um weitere Erzeugungsanlagen anschließen zu können.

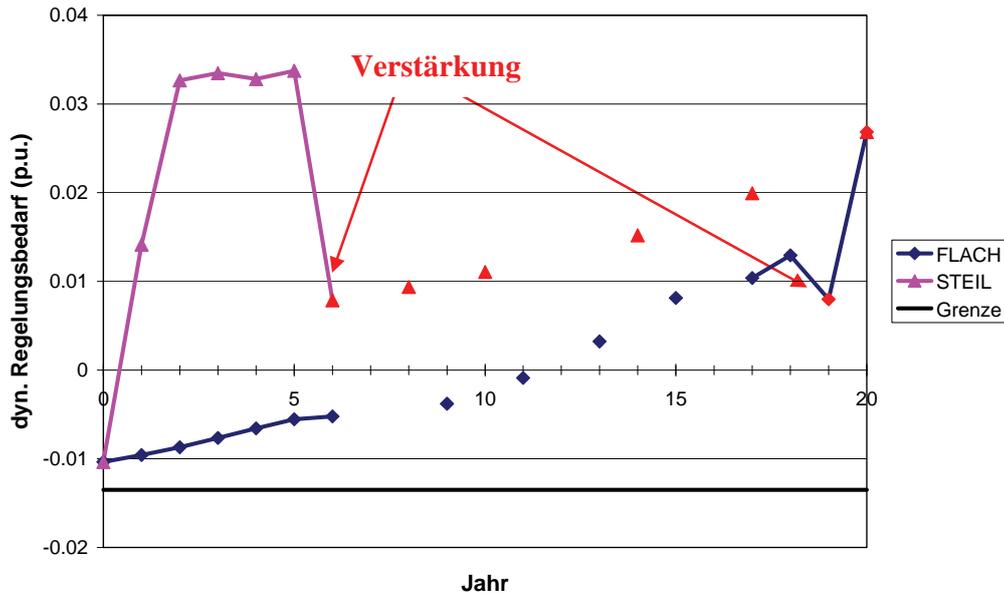


Abbildung 77: dynamischer Regelungsbedarf bis Jahr 20 – DemoNetz3

Die Wirksamkeit der möglichen Maßnahmen wird in den nächsten Punkten präsentiert.

Wirksamkeit und Umsetzung der Fernregelung

Die Wirksamkeit der Fernregelung kann aus der Analyse des lokalen Regelungsbedarfs ermittelt werden (Abbildung 78). Aus dieser Grafik kann abgeleitet werden, dass ab dem Jahr 1 (entspricht eine DEA-Dichte von 58 %, d.h. 16,93 MW Gesamterzeugung mit einem DEA Zuwachs von 3,1 MW) für das Szenario „steil“ und Jahr 19 (entspricht eine DEA-Dichte von 50 %, d.h. 22,63 mit einem DEA Zuwachs von 8,8 MW) für das Szenario „flach“ (), lokale Maßnahmen (z.B. lokale Regelung der Blind- und Wirkleistung) notwendig sind und somit die Fernregelung alleine nicht mehr ausreicht.

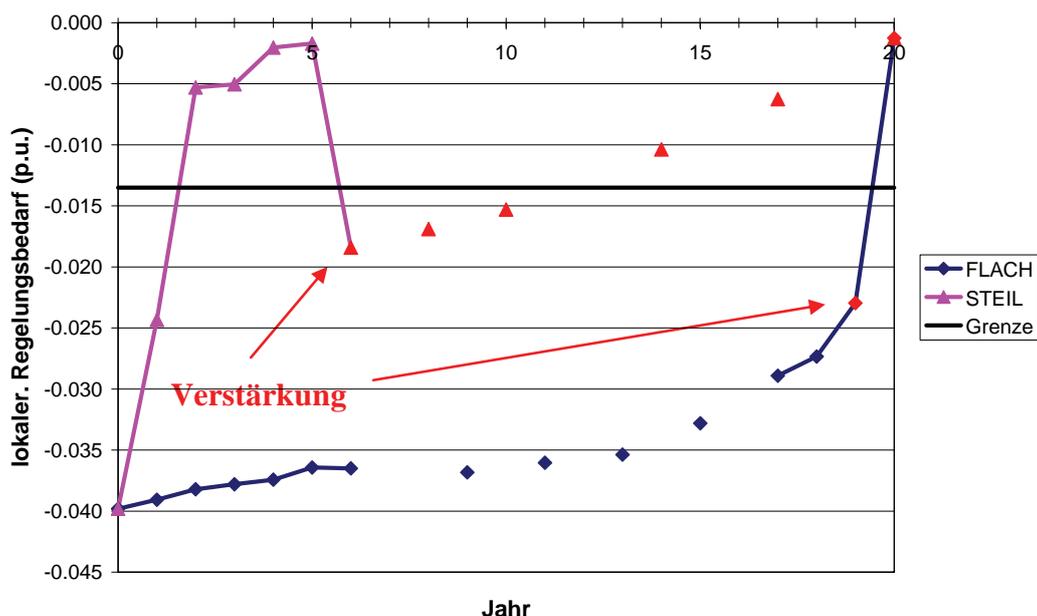


Abbildung 78: lokaler Regelungsbedarf bis Jahr 20 – DemoNetz3

Für die Umsetzung der Fernregelung mussten die kritischen Knoten ermittelt werden.

Für dieses Netz wurde eine im Lauf des Projekts neu entwickelte Methode zur automatischen Bestimmung der kritischen Knoten verwendet. Zuerst wurden jene Knoten die im ganzen Jahr mindestens ein Mal die kleinste (27 Knoten) bzw. größte (30 Knoten) Spannung aufweisen ermittelt. Als zweiter Schritt wurden „Nachbarknoten“ gruppiert um die Anzahl zu reduzieren. Tatsächlich liegen sehr viele dieser Knoten in unmittelbare Nähe (zu einem Zeitpunkt ist die Spannung an einem höher und zu einem anderen Zeitpunkt ist es umgekehrt). Als Kriterium wurde ein Spannungsunterschied kleiner als 0,1 % verwendet: alle Knoten deren Spannung weniger als 0,1 % von den anderen abweicht werden zusammengefasst. Diese Toleranz ist natürlich bei der Implementierung der Regelungskonzepten zu betrachten: der verfügbare Spannungsband muss um 0,2 % reduziert werden, um diese Umschärfe zu berücksichtigen.

Abbildung 79 und Abbildung 80 zeigen wie die Gruppierung für die Überspannungs- bzw. Unterspannungsknoten erfolgt. Diese Diagramme zeigen die „Distanz“ zwischen den kritischen Knoten. Als Distanz wurde der größte Spannungsunterschied der im Jahr zwischen zwei Knoten auftritt verwendet. In Abbildung 79 sieht man zum Beispiel, dass die Distanz zwischen den Überspannungsknoten 22, 23 und 25 ca. 0,05 %, ($< 0,1\%$) beträgt: sie werden daher zusammengefasst. Aus den Schnittpunkten mit der roten Linie ergeben sich 11 Gruppen. Von den ursprünglichen 30 Überspannungsknoten (bzw. 27 Unterspannungsknoten) genügt es 11 (bzw. 12) Knoten zu betrachten, wenn man eine Umschärfe von 0,1 % im Kauf nimmt.

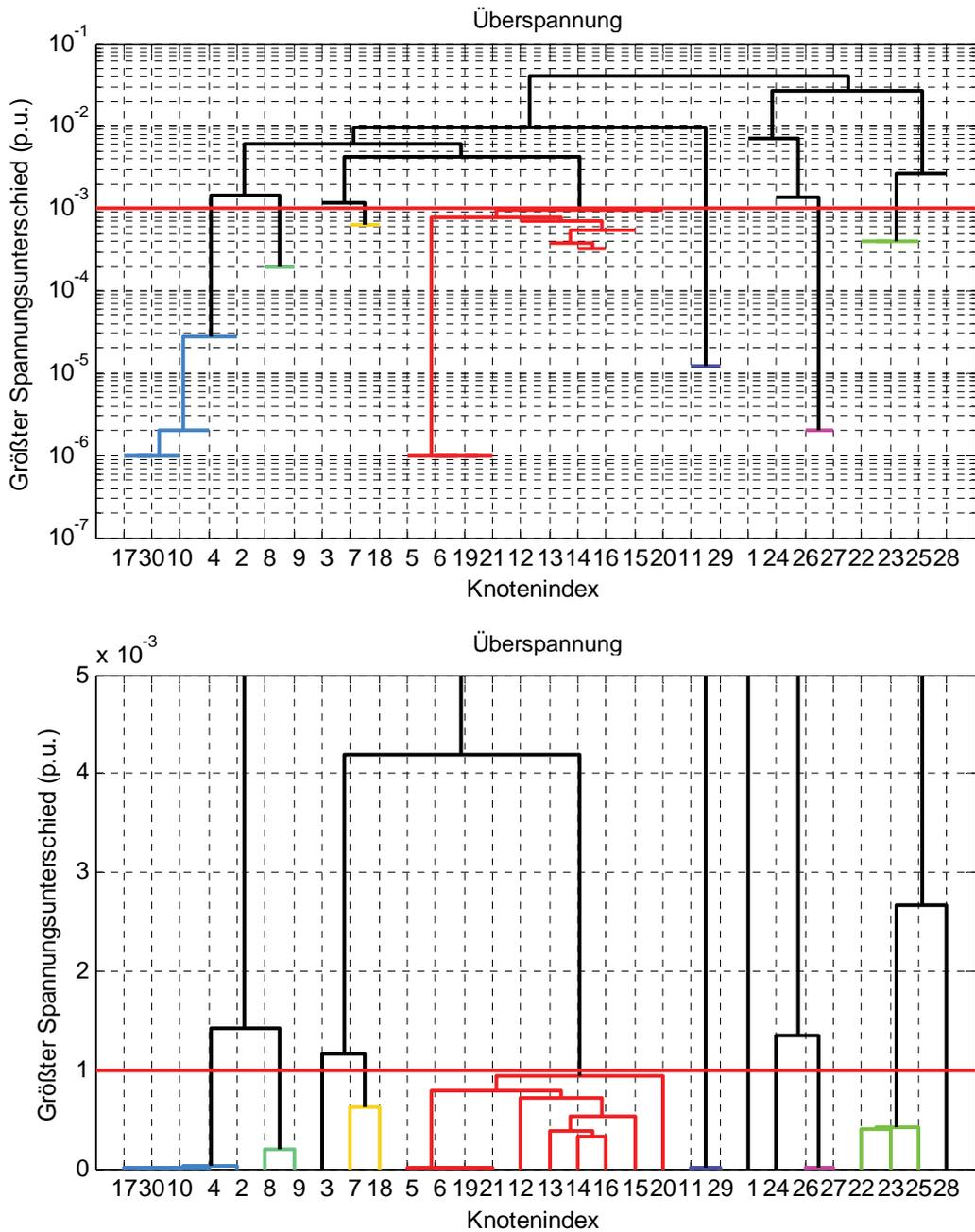


Abbildung 79: Gruppierung der kritischen Überspannungsknoten (oben: logarithmische Skalierung, unten: lineare Skalierung, zoom), Jahr 20 – DemoNetz3

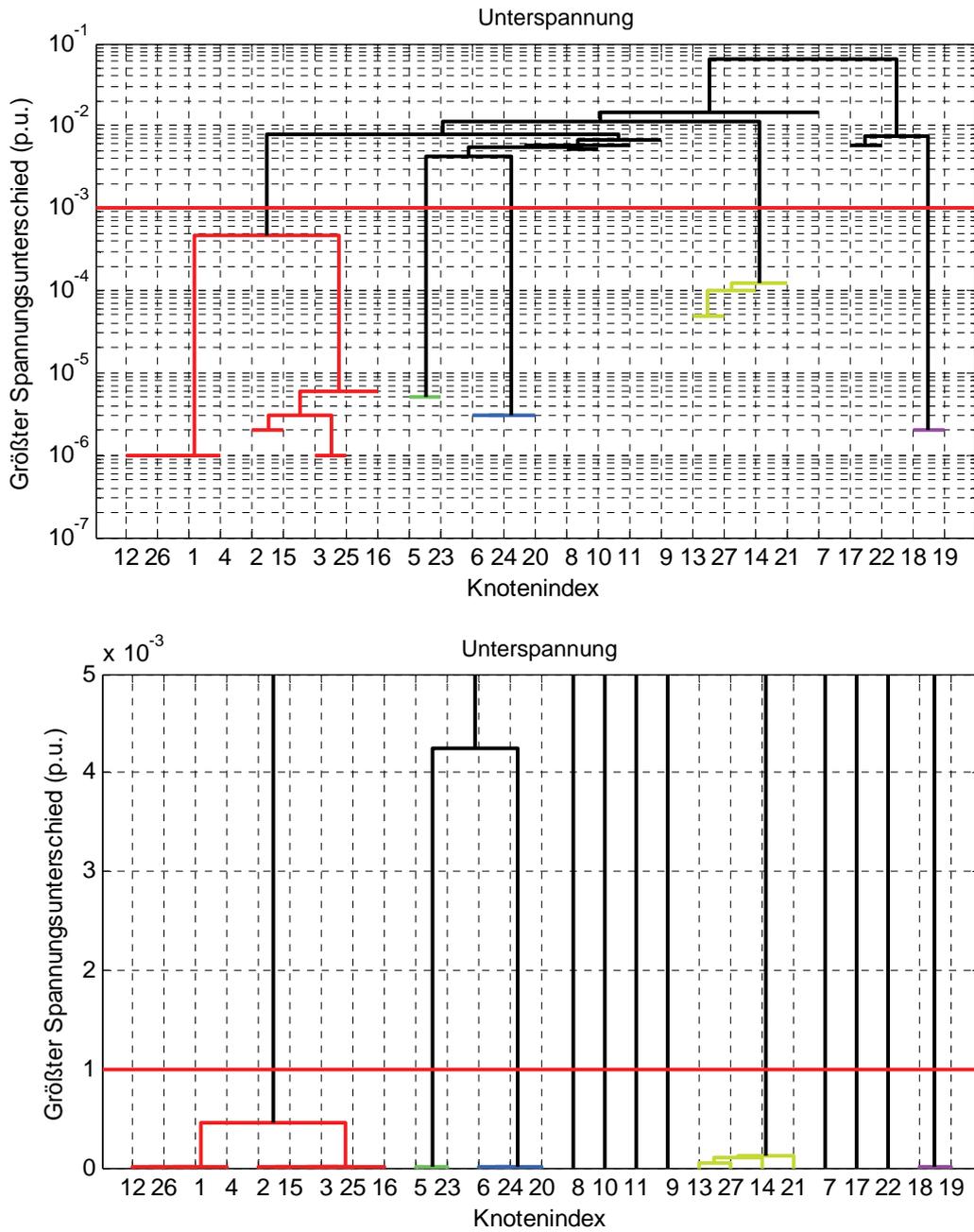


Abbildung 80: Gruppierung der kritischen Unterspannungsknoten (oben: logarithmische Skalierung, unten: lineare Skalierung, zoom), Jahr 20 – DemoNetz3

Nach einer finalen Überprüfung anhand einer detaillierten manuellen Analyse der Netztopologie wurden am Endeffekt die folgenden Knoten ausgewählt:

Tabelle 15: Ausgewählte kritische Knoten – DemoNetz3

Überspannung kritische Knoten	Unterspannung kritische Knoten
ST12965605	ST22076373
UW11970019	ST12944700
ST75415883	ST12956440
ST12219505	ST12963509
ST12459380	ST12951938
ST88755756	ST12970711
ST12970711	ST12956996
UW12005835	ST12959686
ST12963692	ST12786490
	ST105563243
	ST12955795
	ST43301891

Die Lage dieser kritische Knoten ist in Abbildung 71 ersichtlich (grüne Striche für Überspannungsknoten und rote Striche für Unterspannungsknoten). Die Anzahl der kritischen Knoten ist im DemoNetz3 deutlich höher als in den anderen zwei DemoNetzen.

Anhand dieser Parameter wurde das Programm für die Simulation der Fernreglung parametrisiert. Allerdings musste der Algorithmus zusätzlich angepasst werden, da die zwei Umspanner (UW Klaus und UW Pyhrn) in einer koordinierten Weise geregelt werden müssen, um unnötige Ringblindleistungsflüsse zu vermeiden. Anhand der zwei einfachen Beispiele in Abbildung 81 kann man sehen, dass die Anzahl der Schaltungen an die Gegebenheiten angepasst werden müssen, da die zwei Stufenschalter unterschiedliche Stufenhöhe aufweisen. In beiden Fälle (blau und grün) müssen wegen Unterspannung die Stufenregler nach unten geschaltet werden. Der Algorithmus fängt mit dem Stufenregler mit der größten Stufenhöhe an (UW Pyhrn). Im ersten Fall (blau) muss der feinstufige Stufenregler (UW Klaus) um nur eine Stufe geschaltet werden, damit die Spannungsdifferenz zwischen den zwei MS-Sammelschienen minimieren werden kann. Im zweiten Fall zweiten Fall waren zwei Stufen notwendig. Bei jedem Regelungszeitschritt wird untersucht, ob eine andere Stufenposition nicht zu einem kleinerem Spannungsunterschied führen würde. Dies wird automatisch anhand eines kombinatorischen Systems durchgeführt.

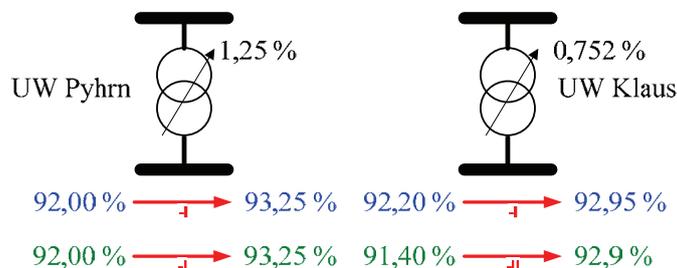


Abbildung 81: Beispiel der koordinierten Schaltung der beiden Stufenschalter– DemoNetz3

Die Logik der Fernreglung wurde mit den passenden Parametern in der Simulationsumgebung parametrisiert bzw. angepasst. Die Funktionsfähigkeit der Fernregelung könnte mit dieser Adaption bestätigt werden.

Wirksamkeit und Umsetzung der lokalen Spannungsregelung

Die lokale Spannungsregelung konnte auf Grund der vielen kleineren PV-Anlagen für diesen Netzabschnitt nicht verwendet werden. Da diese PV-Anlagen in der Regel nicht in der Lage sind, die Blindleistung und die Wirkleistung beliebig zu regeln, stehen sie derzeit im Allgemeinen nicht für die lokale Spannungsregelung zur Verfügung. Betrachtet man nur die Biogas- und Wasserkraftanlagen als steuerbar, ist es nicht möglich, die Spannung innerhalb der Grenzen zu halten, ohne Wirkleistung zu begrenzen. Die lokale Fernregelung wurde für diesen Netzabschnitt also nicht weiterverfolgt.

Wirksamkeit und Umsetzung der koordinierten Spannungsregelung

Die Abschätzungen zeigten, dass ab dem Jahr 10 (bei einem DEA Zuwachs von 8,2 MW) für das Szenario „steil“ und 19 (bei einem DEA Zuwachs von 8,8 MW) für das Szenario „flach“ die Fernregelung nicht mehr ausreichend ist und die koordinierte Spannungsregelung notwendig ist. Dies wurde bei den detaillierten Simulationen bestätigt. Für die Umsetzung der koordinierten Spannungsregelung muss zusätzlich zu den kritischen Knoten die so genannte Beitragsmatrix ermittelt werden. Als Kriterium wurde hier die Möglichkeit 2 % der Spannungsanhebung kompensieren zu können ausgewählt. Dies führte für dieses Netz zum folgenden Ergebnis (siehe Tabelle 16):

Tabelle 16: Beitragsmatrix für die koordinierte Spannungsregelung – DemoNetz1

Knoten	1. DEA	2. DEA	3. DEA	4. DEA
ST105563243	-	-	-	-
ST12219505	-	-	-	-
ST12459380	DEA_DG_W_12961449	DEA_DG_W_12965605	DEA12193346	
ST12786490	-	-	-	-
ST12944700	-	-	-	-
ST12951938	-	-	-	-
ST12955795	-	-	-	-
ST12956440	-	-	-	-
ST12956996	-	-	-	-
ST12959686	-	-	-	-
ST12963509	DEA_DG_W_12965605	DEA_DG_W_12961449	DEA12193346	DEA75415883
ST12963692	DEA75415883	DEA12193346	DEA_DG_W_12965605	DEA_DG_W_12961449
ST12965605	DEA_DG_W_12965605	DEA_DG_W_12961449	DEA12193346	
ST12970711	DEA_DG_W_12965605	DEA_DG_W_12961449	DEA12193346	
ST22076373	-	-	-	-
ST43301891	DEA_DG_W_12961449	DEA_DG_W_12965605	DEA12193346	DEA75415883
ST75415883	DEA75415883	DEA12193346	DEA_DG_W_12965605	DEA_DG_W_12961449
ST88755756	-	-	-	-
UW11970019	-	-	-	-
UW12005835	-	-	-	-

Aus dieser Tabelle kann wie folgendes interpretiert werden: beim Auftreten einer gleichzeitigen Überspannung und Unterspannung im Netz muss eine lokale Maßnahme gesetzt werden (das Problem kann mit Hilfe des Stufentrafos allein nicht gelöst werden). Grundsätzlich kann z.B. beim Knoten ST12459380 die Spannung lokal geregelt werden. Gibt es zu einem Zeitpunkt Unterspannung (z.B. am Knoten ST12219505), muss bei der Anlage DEA_DG_W_12961449 Blindleistung geregelt werden. Reicht dies nicht aus, um die Spannung zurück in die Grenze zu bringen, muss auch bei der Anlage DEA_DG_W_12965605 und sogar DEA12193346 Blindleistung geregelt werden. Erst wenn diese beiden Maßnahmen nicht genügen, muss mit der Wirkleistung mit derselben Priorität zurück gefahren werden.

Der Regelalgorithmus wurde entsprechend (kritische Knoten und Beitragsmatrix) in die Simulationsumgebung implementiert und die Funktionsweise der koordinierten Spannungsregelung konnte überprüft werden.

Mit der koordinierten Spannungsregelung konnte der gesamte DEA-Zuwachs im Ausmaß von 12,3 MW integriert werden. Es war keine Begrenzung der eingespeisten Wirkleitung notwendig.

Einsatz eines Längsreglers

Der Einsatz eines Längsreglers wurde auch hier untersucht. Es wurde davon ausgegangen, dass die überlastete Leitungen (siehe 4.5.4.1) bereits verstärkt wurden („Kabeltauschen“: 95 mm² statt 70 mm²) damit keine Überlastungen beim vollen Ausbau auftreten.

Ein Lastfluss bei der Schwachlast (Lastskalierungsfaktor von 0,4 für Lasten und 1 für Erzeuger) zeigt, dass die höchste Spannung ca. 1,07 p.u. beträgt (siehe Abbildung 82). KW Steyr Durchbruch befindet sich auf dem Spannungsanhebungsdiagramm ca. bei der halben Anhebung (1,034 p.u.). Der optimaler Einsatz eines Längsregler würde zu einer Halbierung der Anhebung (7 %/2=3,5 %) führen, was nicht genügt, um die Spannung in den Grenzen (<1,03 p.u.) zu halten. Das Netz muss also zusätzlich in geringem Ausmaß verstärkt werden.

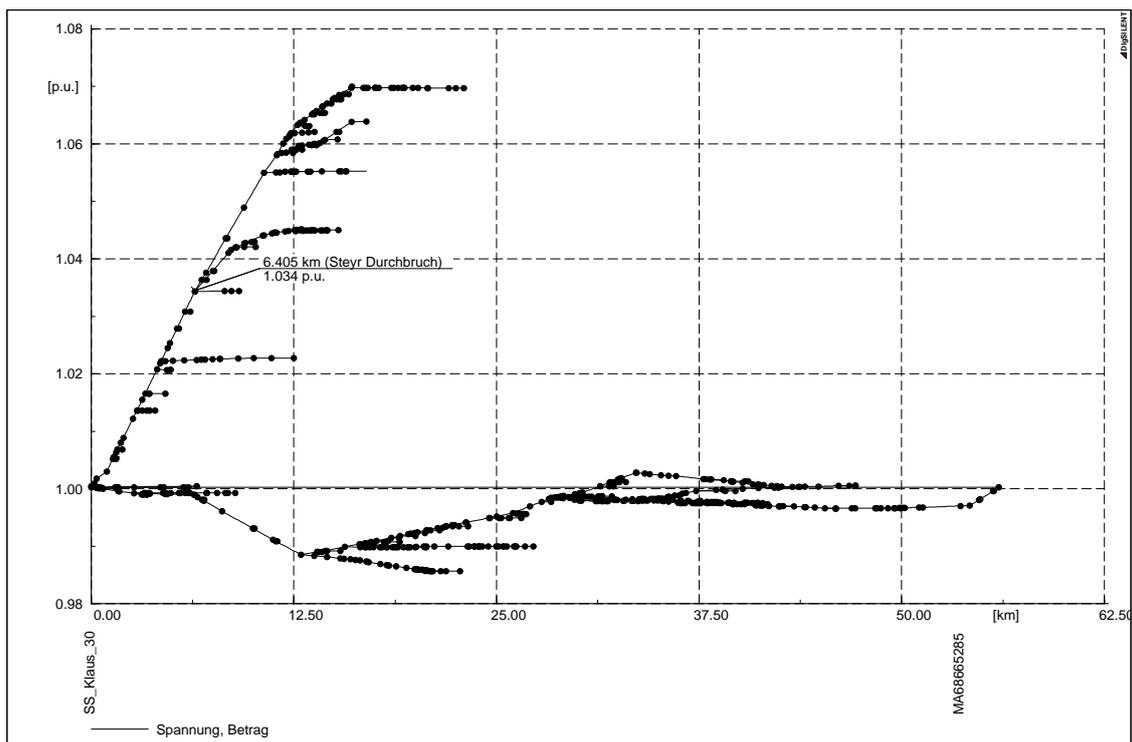


Abbildung 82: Spannungsanhebungsdiagramm bei der Schwachlast (0,4/1)

Für die Verstärkung wird die Verlegung eines Kabels bis KW Steyr-Durchbruch in Betracht bezogen.

- Variante 1: Versorgung von KW Steyr-Durchbruch durch die bestehende Leitung und Versorgung vom Restgebiet durch eine neue Leitung
- Variante 2: Versorgung von KW Steyr-Durchbruch durch eine neue Leitung und Versorgung vom Restgebiet durch die bestehende Leitung

Diese zwei Varianten sind in Abbildung 83 (links für Variante 1 und rechts für Variante 2) dargestellt.

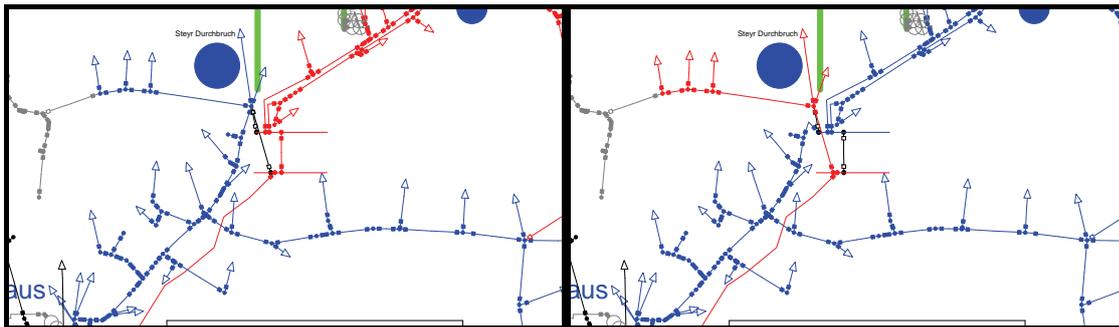
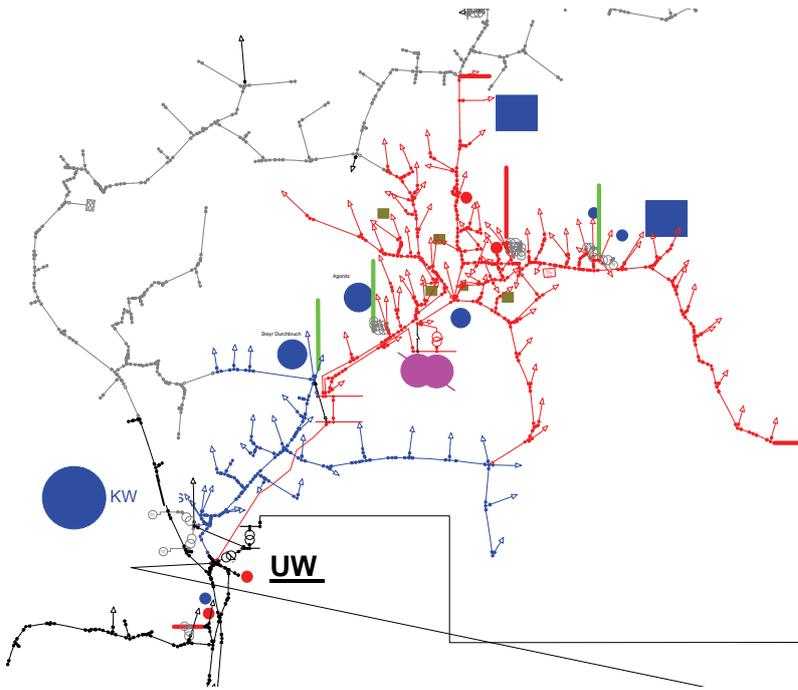


Abbildung 83: Variante 1 (links) und Variante 2 (rechts) für die notwendige Netzverstärkung beim Einsatz eines Längsreglers – DemoNetz3

Die interessanteste Lösung ist die Variante 1, da die höchste Spannungsanhebung von 7 % auf 4,9 % reduziert wird (statt 6,2 % für die Variante 2).

Der ideale Standort für den Längsregler wäre der Knoten ST12968015 (lila in Abbildung 84), da dieser sich ca. bei der halbe Spannungsanhebung (ca. 2,5 %) befindet. Der Standort KW Steyr-Durchbruch (Knoten ST12193346) ist nicht so geeignet, (ca. 1,2 %, siehe Abbildung 84 und Abbildung 85).



2

Abbildung 84: Standort für dein Einbau eines Längsreglers, DemoNetz3

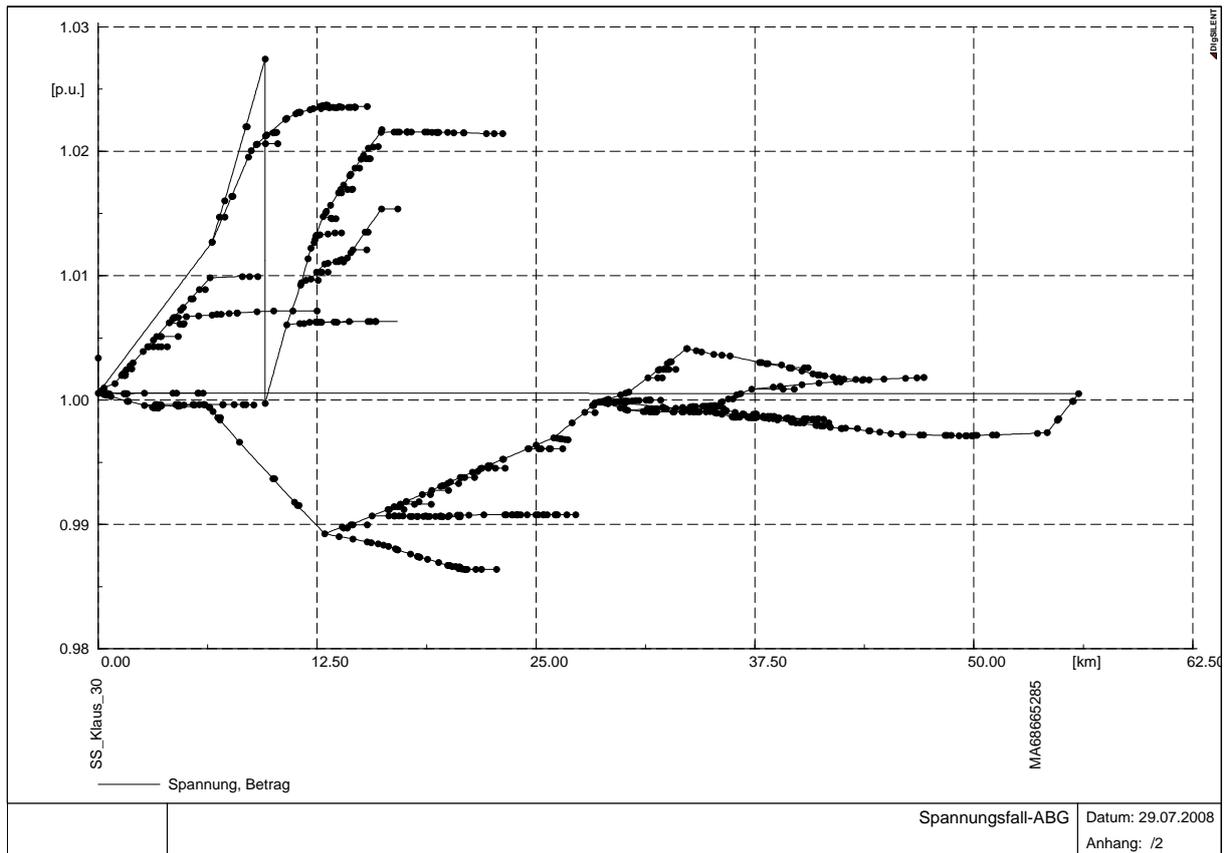


Abbildung 85: Spannungsfalldiagramm bei der Schwachlast (nach Verstärkung und Installation des Längsreglers am Knoten ST12968015).

Abbildung 85 zeigt, dass nach Einsatz des Längsreglers die Grenzen knapp eingehalten werden können. Wird die Reglergenauigkeit des Stufenreglers berücksichtigt, müsste zu-

sätzlich z.B. die Sollspannung im Umspannwerk um ca. 1,5 % gesunken werden. Es wurde dabei überprüft, dass dies zu keiner Unterspannung bei der Starklast führen würde. Der Lastfluss beträgt bei der Schwachlast ca. 8 MVA. Ein 15 MVA Längsregler ist somit völlig ausreichend.

Mit dem Einsatz des Längsreglers konnte der gesamte DEA-Zuwachs im Ausmaß von 12,3 MW integriert werden.

Umsetzung der Netzverstärkung

Bei der Variante „Netzverstärkung“ wurden die, für die Integration des vollen DEA-Zuwachses (12,3 MW), notwendigen Verstärkungsmaßnahmen ermittelt. Als Kriterium wurde die Einhaltung der maximalen Spannungsanhebung im Netz herangezogen (hier +2 %).

Eine auf Lastflüsse basierende Analyse ergab vier notwendige Maßnahmen zur Integration des DEA-Zuwachses, unter Berücksichtigung des Lastzuwachses. Um große DEAs auf unterschiedliche Abzweige aufzuteilen, sind vier zusätzliche Kabel notwendig (240 mm²):

- Kabel 1 zwischen Knoten UW11970019 (UW Klaus) und ST12193346 (KW Steyr Durchbruch)
- Kabel 2 zwischen Knoten UW11970019 (UW Klaus) und ST12193346 (KW Steyr Durchbruch)
- Kabel 3: zwischen Knoten UW11970019 (UW Klaus) und ST12971741 (oder vielleicht ST12971346)
- Kabel 4: zwischen Knoten ST12967230 und MA58661518

Diese Verstärkungsmaßnahmen können in Abbildung 86 gesehen werden. Durch die Maßnahmen wird das KW Steyr Durchbruch „getrennt“ über existierenden Leitungen angeschlossen und die neuen Anlagen verteilt über die restlichen Kabel. Das daraus resultierende Spannungsfalldiagramm ist in Abbildung 87 dargestellt.

Tabelle 17: Zusammenfassung der Verstärkungsmaßnahmen für den vollen DEA-Ausbau – DemoNetz1

	Länge (km)
Kabel 1 240 mm ² AL	6,5
Kabel 2 240 mm ² AL	6,5
Kabel 3 240 mm ² AL	3,5
Kabel 4 240 mm ² AL	1

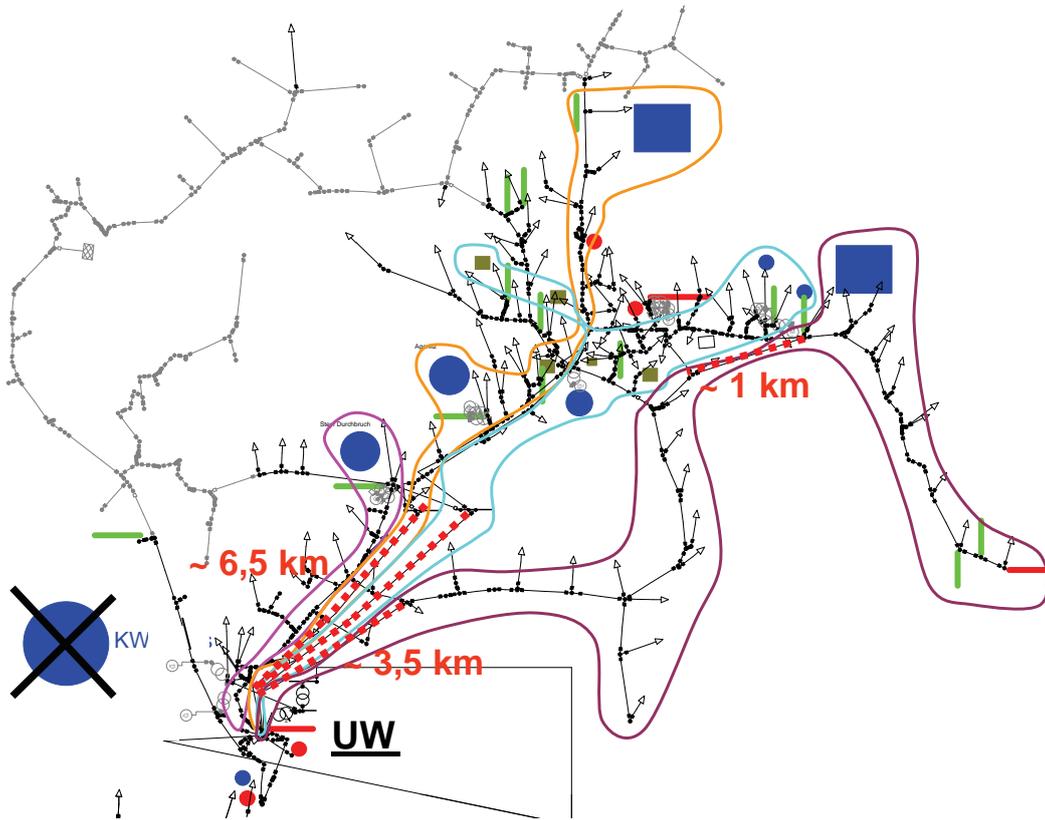


Abbildung 86: Visualisierung der Verstärkungsmaßnahmen für den vollen DEA-Zuwachs- DemoNetz3

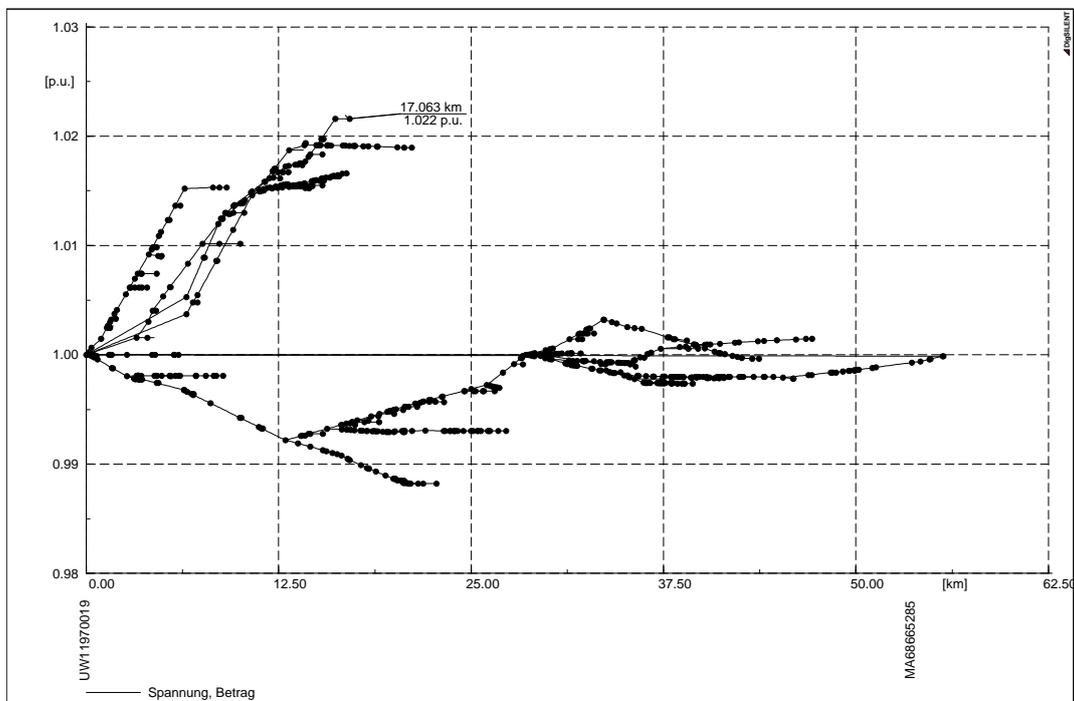


Abbildung 87: Spannungsfalldiagramm bei der Schwachlast nach Verstärkung – DemoNetz3

Zusammenfassung der technischen Bewertung der Regelungskonzepte

Als Ergebnis dieser Untersuchungen konnte die Wirksamkeit jedes Regelungskonzepts quantifiziert werden. Je nach Szenario kann die erreichbare Dichte an dezentralen Energieanlagen der einzelnen Lösungsvarianten ermittelt werden. Der Vergleich der Regelungskonzepte hinsichtlich der erreichbaren DEA-Dichte ist in Abbildung 88 dargestellt.

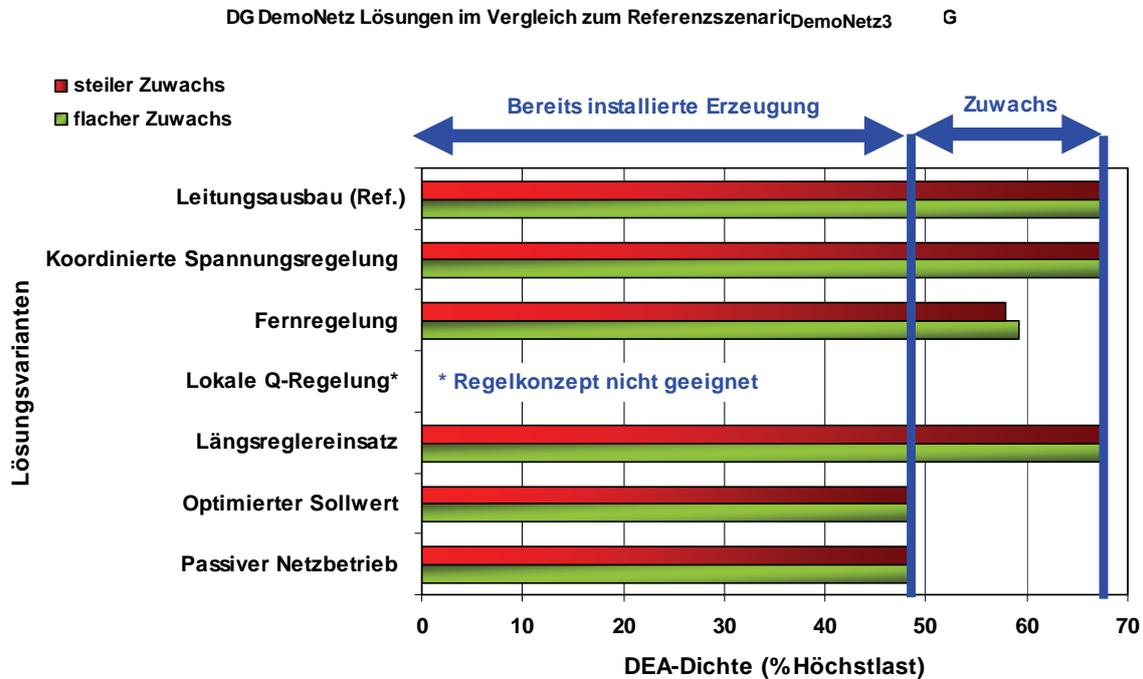


Abbildung 88: Erreichbare DG-Dichte der einzelnen Regelungskonzepte – DemoNetz3

Bei gewissen Regelungskonzepten (z. B. für den „passiven Netzbetrieb“ bzw. „Optimierten Sollwert“) ist ein Anschluss weiterer DG Anlagen nicht möglich, ohne die Spannungsbandgrenzen zu verletzen. Weiters ist ersichtlich, dass die Variante „Lokale Q-Regelung“ in diesem Netzabschnitt nicht untersucht wurde, da das Regelkonzept für eine Vielzahl der gewählten DG Anlagen (vor allem PV Anlagen) nicht geeignet ist. Vergleichbar zu den Netzen in den Kapiteln 4.5.2 und 4.5.3, ermöglichen wiederum die Längsreglervariante, die „Koordinierte Spannungsregelung“ sowie die „Fernregelung“ eine signifikante Erhöhung der DG-Dichte gemessen an der Jahreshöchstlast im Netzabschnitt.

Je nach verwendetem Spannungsregelungskonzept kann die Dichte an dezentralen Energieerzeugungsanlagen, gemessen an der Höchstlast im Netz (unter Berücksichtigung einer jährlichen Laststeigerung von 1.5%), von 49% auf bis zu 68% (bei „koordinierter Spannungsregelung“) erhöht werden. In DemoNetz3 wurde ein Zuwachs der Höchstlast von 1,5% pro Jahr angenommen. Zusätzlich musste zur Lösung eines Überlastungsproblems, durch einen Leitungstausch einer Freileitung (95 mm² statt 70 mm²) vorgenommen werden.

4.5.4.3 Wirtschaftliche Bewertung

Für dieses im Vergleich zu den anderen Netzabschnitten sehr große Netzgebiet wurden im Rahmen der Untersuchungen zusätzlich 12,3 MW an realistischem DG-Potential geschätzt und auf Simulationsebene in den Netzabschnitt integriert. Da es für den Netzbetreiber unabsehbar ist, wann und ob die projektierten Anlagen den Netzanschluss beantragen, wurden zwei Randszenarien untersucht. Im ersten Fall („steil“) werden zuerst jene Anlagen, die die höchste Auswirkung auf die Netzspannung haben, in den Netzabschnitt integriert. Im anderen Fall („flach“) werden zuerst Anlagen mit der geringsten Auswirkung auf die Netzspannung angeschlossen. Durch diesen Ansatz werden sowohl der günstigste als auch der ungünstigste Fall der Anschlussreihenfolge erfasst. Im DemoNetz3 wurde der Betrachtungszeitraum des DG-Zubaus auf 20 Jahre erweitert, um auch signifikante Potentiale der Photovoltaik erreichen zu können. Weiters wurde im Referenzszenario eine Unterscheidung zwischen einer „Günstigen“ bzw. „Ungünstigen“ Netzverstärkung getroffen. Dies bedeutet, dass im günstigen Fall bekannt ist, zu welchem Zeitpunkt die großen projektierten Wasserkraftanlagen zeitlich in den Netzabschnitt integriert werden sollen. Im ungünstigen Fall ist diese Information nicht vorhanden und wirkt sich dementsprechend nachteilig auf die Netzverstärkungskosten aus.

Als Folge wurde im Rahmen der Untersuchungen die Auswirkung der einzelnen DG-Projekte ermittelt und gereiht. Die im DG-DemoNetz-Projekt entwickelten Tools zur Abschätzung der Wirksamkeit eines bestimmten Spannungsregelungskonzepts konnten in weiterer Folge Informationen liefern, bis zu welchem Anteil dezentrale Energieerzeuger weiter ausgebaut werden können, ohne eine Verletzung der Spannungsbandgrenzen zu verursachen. Als Ergebnis dieser Untersuchungen konnte die Wirksamkeit jedes Regelungskonzepts quantifiziert werden. Erwartungsgemäß kann beim „flachen“ (günstigen) Szenario eine höhere Gesamtleistung als beim „steilen“ (ungünstigen) Szenario angeschlossen werden. Je nach Szenario kann damit die erreichbare Dichte an dezentralen Energieanlagen der Lösungsvarianten ermittelt werden. Der Vergleich der oben angeführten Konzepte hinsichtlich der erreichbaren DEA-Dichte wurde in Abbildung 88 dargestellt.

Ebenfalls wurden die Barwerte der Kosten der verschiedenen Lösungsansätze zur Integration zusätzlicher DG Anlagen in den Netzabschnitt ermittelt. Die folgende Tabelle enthält jene Kostendaten, die für die Bewertung der einzelnen Lösungsvarianten im DemoNetz3 geschätzt und zur Berechnung herangezogen wurden. Im Vergleich zu den beiden anderen Netzabschnitten wurde im DemoNetz3 zudem ein „Seiltausch“ nötig, da die thermische Belastbarkeit von Leitungen erreicht wird. Diese Kosten wurden in die Bewertung miteinbezogen.

Tabelle 18: Verwendete Kostendaten der Betriebsmittel als Eingangsparameter für die ökonomische Bewertung der einzelnen Lösungsvarianten – DemoNetz3

Kostenerhebung\Schätzung für Betriebsmittel im DemoNetz3		
Fixkosten		
Längsregler 15 MVA	300.000	€
Mittelspannungskabel 30kV inkl. Verlegung	120	€/m
Nötiger Seiltausch (Überlastung)	110.000	€
Steuerung des Tap Changers	10.000	€
Spannungsmessung je Knoten	10.000	€
Richtfunkstrecke je Knoten	15.000	€
Regelung in Erzeugeranlagen	10.000	€
Zentrale Spannungssteuerungseinheit	10.000	€
Betriebskosten		
Spannungsmessung je Knoten	200	€/a
Richtfunkstrecke je Knoten	500	€/a
Steuereinheiten im Umspannwerk	1.000	€/a

Abbildung 89 illustriert die Auswertungsergebnisse der „Referenzvariante – Szenario flach“ im gewählten Netzabschnitt. Dabei wird unterstellt, dass der Netzbetreiber keine Informationen zum Zeitpunkt der DG Installationen besitzt (ungünstige Variante). Die kumulierten Barwerte (angedeutet durch die strichlierte Linie) der Aufwendungen für die notwendigen Installationen im Mittelspannungsnetz belaufen sich zuzüglich der entstehenden Betriebskosten auf etwa 2.000.000 €. Der Zinssatz für die Barwertrechnung wurde dabei mit 6% festgelegt. Die Investitionen nach Jahr 1 entstehen durch neue Kabelprojekte, die aufgrund der erhöhten DG Leistung in den Netzabschnitt integriert werden müssen.

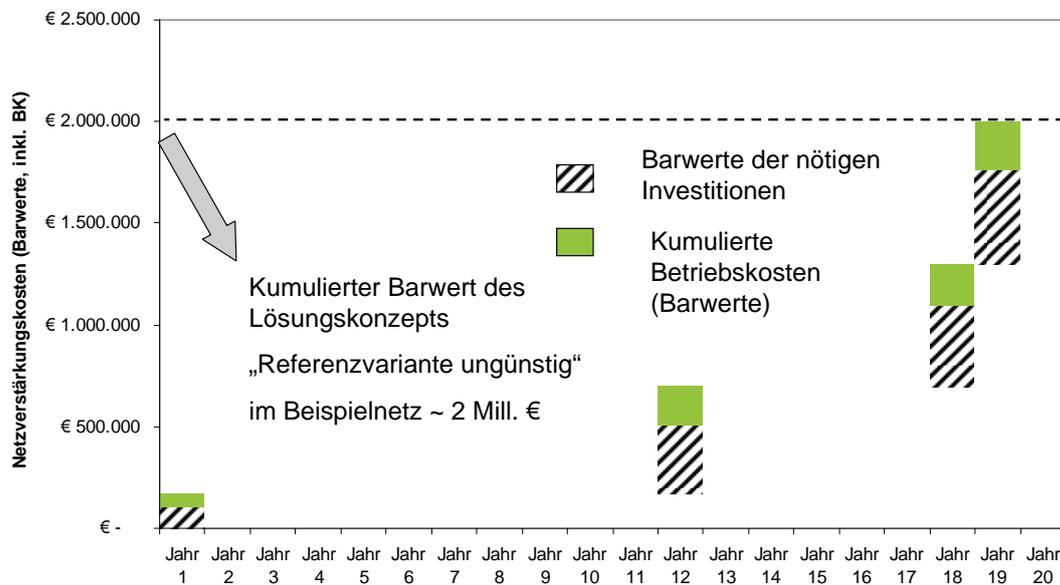


Abbildung 89: Errechneter kumulierter Barwert der nötigen Investitionen im Beispielnetz unter Anwendung der „Referenzvariante ungünstig“ im Zubauszenario „flach“ – DemoNetz3

Im Vergleich dazu zeigt Abbildung 90 jene Bewertungsergebnisse der Referenzvariante unter der Annahme, dass der Netzbetreiber den Zeitpunkt der Anlagenerrichtung kennt (günsti-

ge Variante). Die Gesamtkosten dieser Betrachtung reduzieren sich daher um 0,5 Millionen € auf etwa 1,5 Mill. €. Diese Kostenreduktion wird durch die Option der Parallelverlegung (Doppelkabel) einer Netzverstärkungsmaßnahme erreicht.

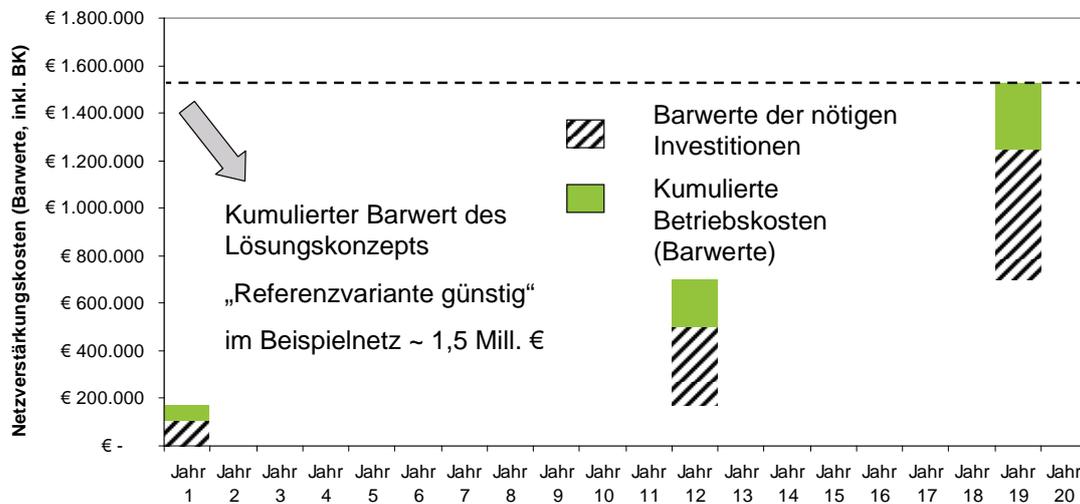


Abbildung 90: Errechneter kumulierter Barwert der nötigen Investitionen im Beispielnetz unter Anwendung der „Referenzvariante günstig“ im Zubauszenario „flach“ – DemoNetz3

Abbildung 91 vergleicht alle technisch realisierbaren Varianten monetär. Die Bewertungsmethode wurde dabei für alle Varianten in gleicher Weise angewandt, wobei unterschiedliche Kostenfaktoren je Variante (inkl. Betriebskosten) berücksichtigt wurden. In diesem Netzabschnitt wird dabei deutlich, dass je nach gewählter Referenzvariante (günstig bzw. ungünstig) die DG Demonetzlösungen mehr oder weniger konkurrenzfähig erscheinen. Werden die Kosten auf die zusätzlich installierbare DG Leistung bezogen, so schneidet die Variante Längsregler im betrachteten Netz am kostengünstigsten ab. Diesen Vorteil erreicht die Längsreglervariante vor allem wieder durch die gewählte Zubaustrategie im Netzabschnitt. Die hohen Kosten der Fernregelung kommen vor allem durch die Größe des betrachteten Netzabschnitts zustande, dass in einer sehr hohen Anzahl an kritischen Knoten resultiert. Eine Implementierung der Regelungskonzepte „Fernregelung“ und „Koordinierte Spannungsregelung“ in mehreren Netzabschnitten – unter Zubau von DG Anlagen in jedem dieser Abschnitte – könnte diesen Nachteil möglicherweise wieder kompensieren. Die Untersuchung dieser Option war jedoch nicht Gegenstand dieses Projekts.

DemoNetz3 „GÜNSTIG“: Kostenvergleich der technischen Lösungen

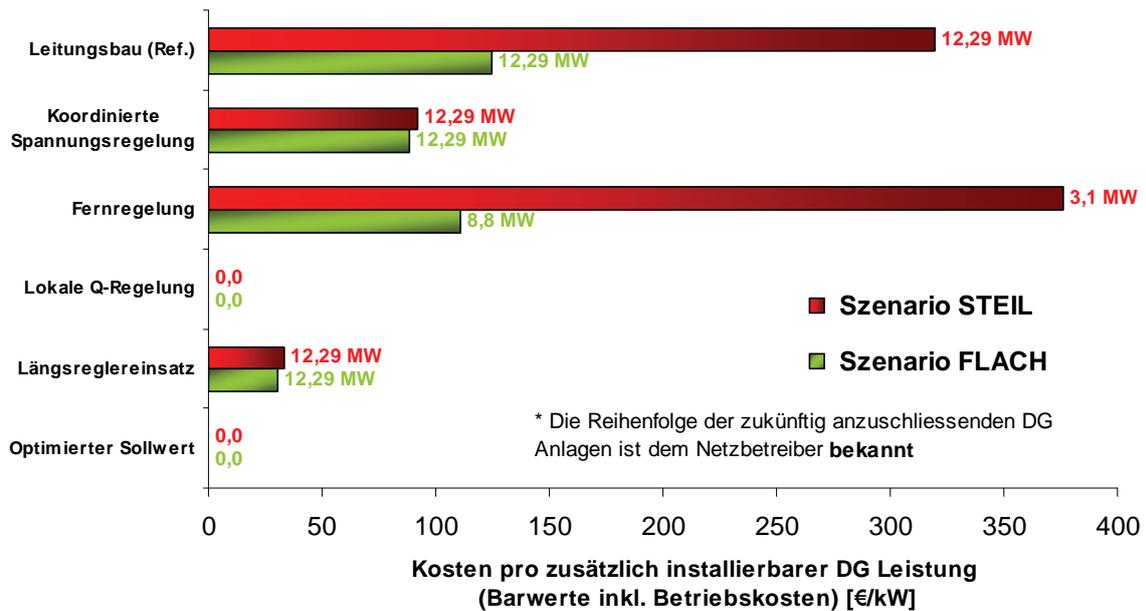


Abbildung 91: Kostenvergleich der einzelnen Netzintegrationsvarianten mit der Referenzvariante „Günstig“ – DemoNetz3

Im Vergleich dazu ist in Abbildung 92 ersichtlich, dass sich die Kosten im Fall der betrachteten Referenzvariante „Ungünstig“ vor allem zu Gunsten der aktiven Netzlösungen „Koordinierte Spannungsregelung“ verschieben. In Bezug auf die anschließbare DG Leistung kann in diesem Netzabschnitt die Variante „Fernregelung“ jedoch nicht als konkurrenzfähig erachtet werden. Weitere Studien werden daher die Untersuchung der simultanen Anwendbarkeit der Fernregelung für mehrere Netzabzweige zum Ziel haben (diese Option der Anwendung bietet ein einzelner Längsregler nicht).

DemoNetz3 „UNGÜNSTIG“: Kostenvergleich der technischen Lösungen

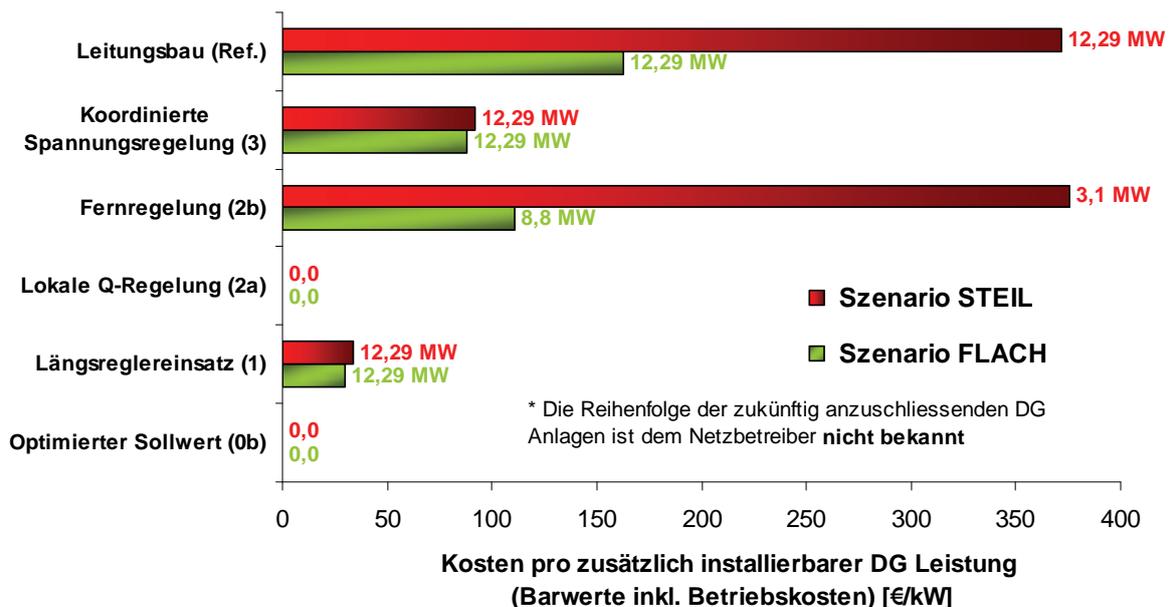


Abbildung 92: Kostenvergleich der einzelnen Netzintegrationsvarianten unter Berücksichtigung der anschließbaren DG Leistung im Szenario „UNGÜNSTIG“ – DemoNetz3

Die ersichtlichen Bandbreiten der errechneten Kosten ergeben sich vor allem durch die Zubauszenarien („flach“ vs. „steil“) sowie die gewählten Referenzvarianten (günstig, ungünstig) hervorgerufen. Wie in allen untersuchten Netzen wird im Längsregler die kostengünstigste Variante in Bezug zur anschließbaren DG Leistung auch im DG DemoNetz3 identifiziert.

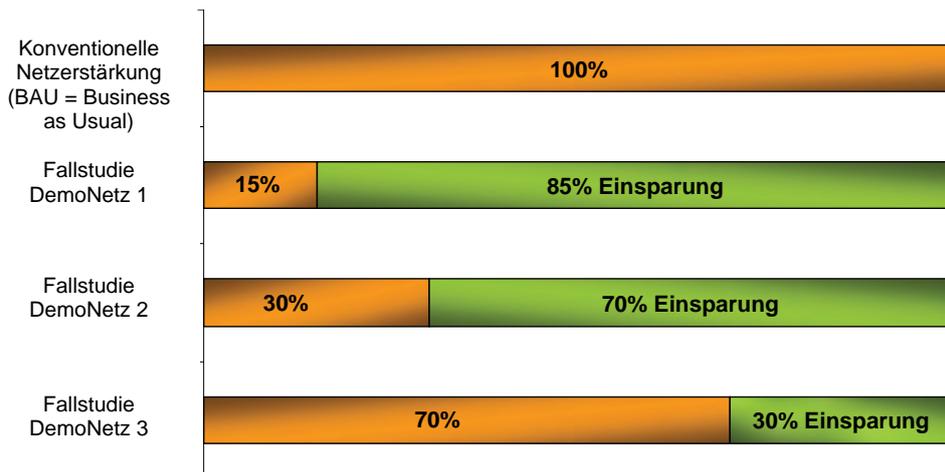
4.5.5 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen der Umsetzungskonzepte

Die Projektergebnisse auf Basis der im Projekt „DG DemoNetz-Konzept“ durchgeführten Analysen zeigen, dass neben konventionellen Maßnahmen zur Netzintegration dezentraler Erzeugeranlagen auch neue, „aktive“ Methoden technisch realisierbar und im Vergleich zu konventionellen Netzverstärkungsmaßnahmen wirtschaftlich konkurrenzfähig sind. Zudem lieferten die Untersuchungen eine quantitative Abschätzung der installierbaren DG-Leistung, die ohne Verletzung der Versorgungsqualität zusätzlich an das Verteilnetz angeschlossen werden kann.

Jede der gezeigten Varianten, auch wenn sie in den Beschreibungen aus technischer Sicht vorerst logisch erscheinen mögen, bedeutet ausgehend von der derzeitigen Netzbetriebsweise und den Rahmenbedingungen für den Netz- und auch den Anlagenbetreiber eine große Neuerung.

Es ist sehr wichtig darzustellen, wie stark der untersuchte Netzabschnitt durch Lasten und Erzeuger ausgelastet ist. In den untersuchten Fallstudien ist diese Auslastung bereits so hoch, dass ein passiver Netzbetrieb teilweise ohne geeignete Gegenmaßnahmen (z.B. mittels Stromkompoundierung) gar nicht mehr möglich ist. In manchen Netzabschnitten stellte sich heraus, dass nicht alle im Projekt „DG-DemoNetz“ untersuchten Varianten zur Spannungsregelung umsetzbar sind. Daher bedarf es für jedes zu untersuchende Netz einer entsprechenden Evaluierung der Möglichkeiten welches der entwickelten Regelungskonzepte eingesetzt werden kann.

Die Projektergebnisse auf Basis der drei realen Beispielnetze zeigen, dass innovative Spannungsregelungskonzepte zur Integration dezentraler Erzeugeranlagen technisch realisierbar und im Vergleich zur konventionellen Leitungsverstärkung wirtschaftlich konkurrenzfähig sind (siehe Abbildung 93). Es werden durch Anwendung der Regelungskonzepte erweiterte Reserven im Spannungsband nutzbar gemacht. Die Kosten für die Integration einer gewissen Dichte an dezentraler Energieerzeugung in den Netzabschnitten sind z.B. bei Anwendung der „Koordinierten Spannungsregelung“ je nach Netzabschnitt zwischen 30 und 80% günstiger als das Referenzszenario „Leitungsverstärkung“.



Kostenanteile und Einsparungen in Bezug zu konventioneller Netzverstärkung

Abbildung 93: Kostenanteile und Einsparung der Koordinierten Spannungsregelung in Bezug zur konventionellen Netzverstärkung.

Die in allen 3 Netzabschnitten kostengünstigste Variante „Längsreglereinsatz“ (~ 20 bis 50 €/kW zusätzlich installierter DG Leistung) erreicht den Kostenvorteil vor allem durch die in Hinblick auf eine Demonstration gewählte DG-Zubaustrategie (Zubau einer Vielzahl virtueller DG Anlagen innerhalb eines Netzabzweigs). Der alleinige Einsatz dieser Variante wird jedoch in der Praxis nicht immer den gewünschten Effekt zeigen. Daher können auch die anderen untersuchten Varianten bzw. eine geeignete Kombination in Zukunft durchaus eine Anwendung finden.

Es muss betont werden, dass die vorgenommenen ökonomischen Auswertungen für jede Fallstudie innerhalb der drei Verteilnetzabschnitte separat berechnet worden sind. Die Ableitung von allgemein gültigen Aussagen zu den Kosten aktiver Netzlösungen ist daher nicht zulässig und wird vom Projektteam nicht unterstützt. In Hinblick auf die gewählte Methode des Zubaus neuer DG Anlagen muss erläutert werden, dass angenommen wird, dass der Netzbetreiber diese Anlagen den Netzzugang garantiert. Dieser Umstand kann in der Realität oft zu sehr hohen Netzanschlusskosten für einzelne Erzeugeranlagen bedeuten, sodass die Wirtschaftlichkeit der Anlage unter Umständen nicht mehr gegeben ist. Im Projekt DG-Demonetz wurde dieser Umstand jedoch vernachlässigt, um zu untersuchen, ob neue Konzepte des Netzbetriebs im Vergleich zu konventionellen Maßnahmen der Netzintegration konkurrenzfähig sind. Ist dies der Fall, kann dies gegebenenfalls in Zukunft die Netzanschlusskosten für neue Erzeugeranlagen positiv beeinflussen und den Ausbau der dezentralen Erzeugung fördern.

Abschließend sei festgestellt, dass die Projektergebnisse positiv stimmen, einer Umsetzung aktiver Netzintegrationskonzepte nach dem Kalkül der Reduktion der Netzintegrationskosten bzw. der Netztarife näher gekommen zu sein. Für einen breiten Einsatz dieser Konzepte bedarf es jedoch noch weiterer Forschung und der Umsetzung erster Demonstrationsprojekte, um die Funktionalität der erarbeiteten Spannungsregelungsstrategien praktisch zu erproben.

Auf dem Weg zu einer praktischen Demonstration der Spannungsregelungsstrategien sind noch einige primäre betriebliche Detailfragen zu klären:

- Wie sind die Anforderungen durch betriebliche Fragen wie z.B. Trennstellenverlagerung, Ersatzstromversorgung zu lösen und wie reagieren die Regelungskonzepte auf Ereignisse wie Netzfehler?
- Welche Methoden können eine vereinfachte Planung eines Netzes mit aktiver Spannungsregelung ermöglichen?
- Welcher zusätzliche technische Nutzen wird durch Erweiterung des Regelungskonzepts ins Niederspannungsnetz erreicht?

Diese Fragestellungen werden im Nachfolgeprojekt BAVIS¹⁰ geklärt und die Spannungsregelungskonzepte entsprechend verbessert.

¹⁰ Projekt BAVIS - Beitrag zum aktiven Verteilnetzbetrieb durch innovative Spannungsregelung“ im Rahmen des Programms „Energie der Zukunft“ des BMVIT und des BMWA

4.6 Projektierung

In den Simulationen der technischen und wirtschaftlichen Bewertung der Regelungskonzepte wurden in den Netzabschnitten zusätzliche Erzeugungsanlagen integriert, um den Bedarf für Spannungsregelungskonzepte virtuell zu generieren. Da es aber bei einer praktischen Demonstration der Spannungsregelungskonzepte im Rahmen eines Feldversuchs unrealistisch ist, den in der Simulation integrierten Anteil dezentraler Erzeugungsanlagen in der Praxis zu installieren (aufgrund des damit verbundenen Zeitaufwands und vor allem der Kosten), musste eine Alternative gefunden werden. Ziel war es eine Methode zu entwickeln, um die Funktionsweise der Regelungskonzepte auch bei kleineren bzw. in den Netzabschnitten gegebenen DG Dichten zu zeigen. Ansonsten werden die in Kapitel 0 beschriebenen Methodiken (technisch und wirtschaftlich) verwendet.

Im Zuge dieses Kapitels wird eine Methode für die Demonstration dargestellt und die notwendigen Maßnahmen für den Einsatz der Spannungsregelungskonzepte werden technisch evaluiert und wirtschaftlich bewertet.

Weiters soll an dieser Stelle erwähnt werden, dass die im Rahmen der Projektierung durchgeführten wirtschaftlichen Bewertungen nicht zum Vergleich der einzelnen Regelungskonzepte (Wirksamkeit / Kosten) dienen sondern zur **Abschätzung der Investitions- und Betriebskosten, die für eine Demonstration notwendig sind.**

4.6.1 Methodischer Ansatz für die Projektierung der Demonstration der Regelungskonzepte

Im Zuge der Entwicklung der Umsetzungskonzepte wurde ermittelt ab welcher Dichte an dezentraler Energieerzeugung die einzelnen Regelungskonzepte notwendig sind bzw. welche Dichte durch die einzelnen Konzepte integriert werden kann. Eine steigende DG-Dichte bewirkt eine Reduktion der Netzreserven und für hohe DG-Dichten sogar einen Regelbedarf (Bereich oberhalb der lila Geraden).

Für die Einsatzplanung der Regelungskonzepte werden der dynamische (maßgeblich für den Einsatz der Lösung „Fernregelung“) und der lokalen Regelungsbedarf (maßgeblich für den Einsatz der Lösung „Koordinierte Spannungsregelung“) herangezogen (siehe auch Kapitel 0). Für diese Berechnung die Spannungsgrenzen als Eingangsparameter benötigt. Für die betrachteten Netzabschnitte wurden folgende Grenzen zu verwenden.

- MAX=1,03 p.u
- MIN=0,94 p.u.

Aus diesen zwei Grenzwerten ergibt sich ein verfügbares Spannungsband von 9 %. Angenommen wird somit ein bestimmtes zur Verfügung stehendes Spannungsband. Bei der Untersuchung der Wirksamkeit der verschiedenen Regelkonzepte wurde die folgende Funktion betrachtet:

Ansatz bei der Bewertung der Wirksamkeit der Spannungsregelungskonzepte

Auswirkung = f(DG-DICHTE) | $\Delta U = \text{konst.}$

Hier wird die Auswirkung vor allem durch die eingeführten dynamischen und lokalen Regelungsbedarfe quantifiziert. Da es aber bei einem Feldversuch unrealistisch ist, den in der Simulation integrierten DG-Anteil in der Praxis zu installieren (aufgrund des damit verbundenen Zeitaufwands und vor allem der Kosten), muss eine Alternative gefunden werden, um die Funktionsweise der Regelungskonzepte auch bei kleineren DG Dichten zu zeigen. Die Methode im vorliegenden Projekt sieht daher vor das Spannungsband weiter einzuschränken und damit schon früher an die Grenzen der integrierbaren DG-Dichte zu stoßen. Aus dieser Überlegung ergibt sich folgende Funktion:

Ansatz bei der Umsetzungsprojektierung der Spannungsregelungskonzepte

Auswirkung = f(ΔU) | DG-Dichte = Ist-Stand (konst.)

➔ **Statt die DG-Dichte (mit realen Anlagen) zu erhöhen wird das Spannungsband im Gesamtnetz (künstlich) eingeschränkt und die das verfügbare Spannungsband im Gesamtnetz reduziert. Durch die Begrenzung des Spannungsbands werden Maßnahmen zur Einhaltung der Spannungsrandwerte und somit Spannungsregelungskonzepte früher notwendig. Damit können Funktion und Wirksamkeit der Konzepte mit dem Bestand an dezentralen Erzeugungsanlagen (und daher mit deutlich geringeren Kosten) demonstriert werden.**

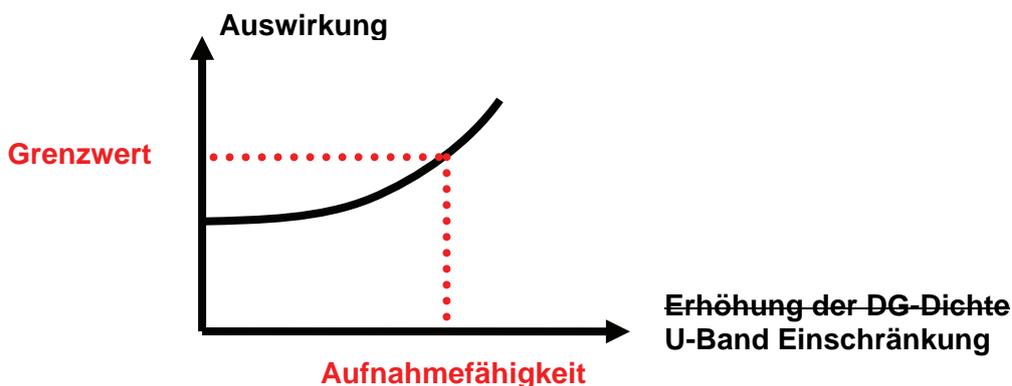


Abbildung 94: Ansatz für die Projektierung der Demonstration der Regelungskonzepte

Dies bietet zwei Vorteile. Erstens ist kein weiterer Ausbau der DG-Dichte im Rahmen des Projektes notwendig (lediglich die Adaption einzelner bestehender Anlagen hinsichtlich möglicher Beiträge zur Spannungsregelung) und zweitens wird sozusagen ein „Sicherheitsnetz“ generiert, da im Falle eines Versagens der Spannungsregelung das Netz in den derzeitigen Status, der ja gute Spannungsqualität bedeutet, zurückfällt. Der zweite Punkt ist für den Netzbetreiber ein entscheidender Punkt, da in den Netzabschnitten auch während eines Demonstrationsprojektes die Spannungsqualität sichergestellt werden muss.

Diese Vorgehensweise stellt das zentrale Element der Umsetzungsprojektierung dar. Aus dem „gewonnenen“ Spannungsband könnte auf die dadurch mögliche integrierbare Dichte an dezentralen Energieerzeugungsanlagen rückgerechnet werden.

4.6.2 Projektierung für das DemoNetz 1

Da sich während des Projektverlaufes einige Änderungen im betrachteten Netz ergeben haben, müssten diese auch in die Simulationen für das DemoNetz1 berücksichtigt werden. Damit ist gewährleistet, dass die Projektierung für den aktuellen Netzstatus erfolgt. Die vorgenommenen Änderungen sind:

- Die Leitung 54_PROJ_2008 wurde in Betrieb genommen
- Die Leitung EL P12 wurde ebenfalls in Betrieb genommen
- Eine neue Kleinwasserkraftanlage (DEA_DGA_838 mit einer Leistung von ca. 400 kW) wurde auf Grund einer konkreten Anfrage in die Simulation integriert
- Eine zweite neue Kleinwasserkraftanlage (DEA_DGB_8310 mit einer Leistung von ca. 350 kW) wurde auf Grund einer konkreten Anfrage in die Simulation integriert.

Es ist zu erwarten, dass die beiden oben angeführten Kraftwerke, bis zur Umsetzung der Spannungsregelungskonzepte in Betrieb gehen. Der in der vorigen Projektphase definierte DEA-Zuwachs wurde in der Simulationsumgebung außer Betrieb gesetzt, da bei der Projektierung nicht mit zusätzlichen Anlagen geplant wird.

Die Aufnahmefähigkeit des Netzes für dezentrale Erzeugung im DemoNetz1 ist erschöpft. Die Notwendigkeit einer Abhilfe wegen der zwei Projekte besteht in diesem Netz real.

4.6.2.1 Notwendigkeit der verschiedenen Spannungsregelungskonzepte in Abhängigkeit mit der Spannungsbandeinschränkung

Die auf Simulation basierten Untersuchungen für den Verlauf des dynamischen bzw. lokalen Regelungsbedarfs liefern folgende Ergebnisse (Abbildung 95 bzw. Abbildung 96):

Ausgehend von einem Startwert von ca. -3,5 % beim vollen Spannungsband ($\Delta U=9\%$) in Abbildung 95, erhöht sich der dynamische Regelungsbedarf linear mit der Spannungsbandsreduktion. Abbildung 95 zeigt, dass der Schnittpunkt zwischen der blauen Regelungsbedarfskennlinie und der roten Grenzlinie ca. bei einem Spannungsband von 6,5 % liegt. Die Grenzlinie stellt eine Stufenhöhe des Stufentransformators dar und berücksichtigt die Unschärfe, die sich durch die hier idealisierte angenommene stufenlose Regelung ergibt. Dies kann wie folgt interpretiert werden: bei einem Spannungsband von ca. 6,5 % (also eine

Spannungsbandeinschränkung von 2,5 %) besteht tatsächlich ein dynamischer Regelungsbedarf und die Lösungsvariante „Fernregelung“ ist notwendig.

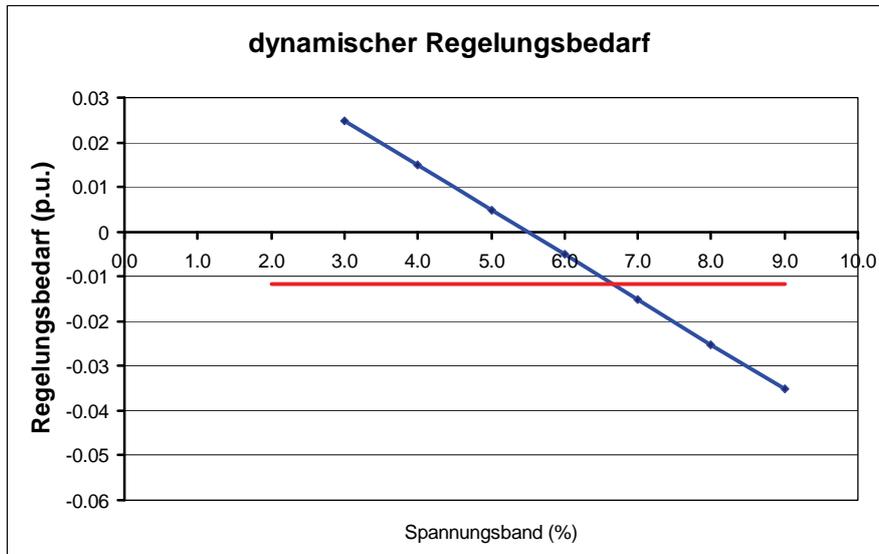


Abbildung 95: Dynamischer Regelungsbedarf als Funktion des Spannungsbands, DemoNetz1

Ausgehend von einem Startwert von ca. -5 % beim vollen Spannungsband ($\Delta U=9\%$) in Abbildung 96, erhöht sich der lokale Regelungsbedarf linear mit der Spannungsbandsreduktion. Abbildung 96 zeigt, dass der Schnittpunkt zwischen der blauen Regelungsbedarfskennlinie und der roten Grenzlinie ca. bei einem Spannungsband von 5,0 % liegt. Dies kann wie folgt interpretiert werden: Bei einem Spannungsband von ca. 5 % (also eine Spannungsbandeinschränkung von 4 %) besteht tatsächlich ein lokaler Regelungsbedarf und die Lösungsvariante „koordinierte Spannungsregelung“ (oder die „lokale Spannungsregelung“) ist notwendig.

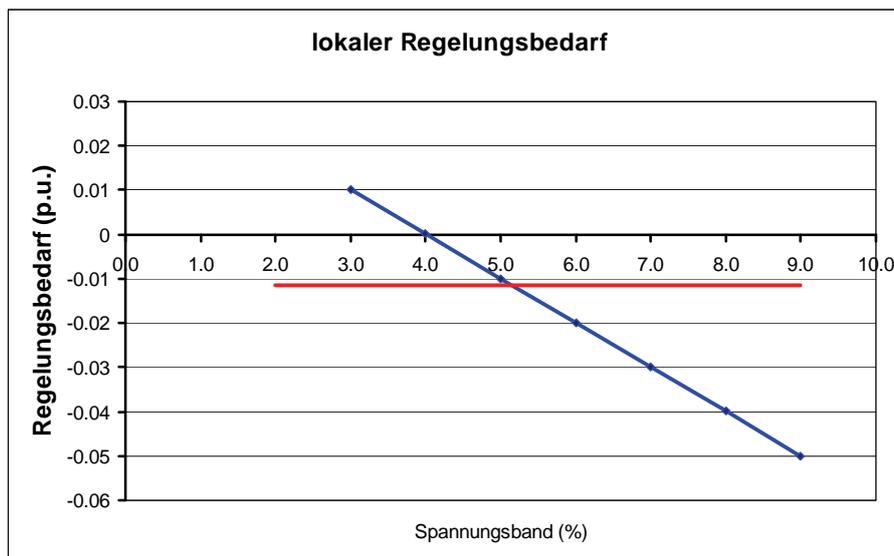


Abbildung 96: Lokaler Regelungsbedarf als Funktion des Spannungsbands, DemoNetz1

4.6.2.2 Bestimmung der kritischen Knoten im Netz

Für die Auswahl der kritischen Knoten wurde die in 0 eingeführte Methodik verwendet. Die Analyse der „extremen Knoten“ ergibt 7 Unterspannungsknoten und 13 Überspannungsknoten. Allerdings liegen einige dieser Knoten geografisch eng beieinander und wurden als Nachbarknoten betrachtet, wenn der größte Spannungsunterschied zwischen den Spannungsverläufen beider Knoten kleiner als 0,1 % ist (d.h. für die Spannungsmessung wird nur einer der Knoten herangezogen). Die Gruppierung nach diesem Kriterium liefert dann 5 Gruppen für die Unterspannung und 8 für die Überspannung. Diese Gruppen sind in Abbildung 5 und Abbildung 6 dargestellt und in Tabelle 19 und Tabelle 20 aufgelistet.

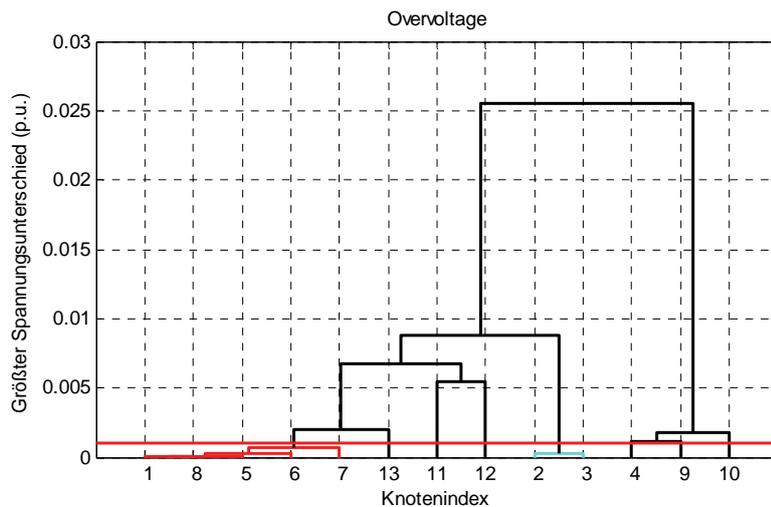


Abbildung 97: Gruppierung der kritischen Überspannungsknoten, DemoNetz1

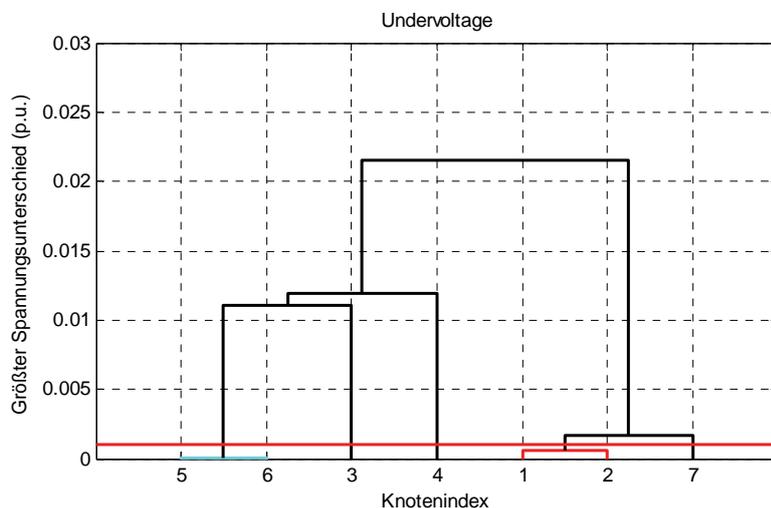


Abbildung 98: Gruppierung der kritischen Unterspannungsknoten, DemoNetz1

Wie aus Abbildung 97 ersichtlich können die 13 „extreme Knoten“ mit einer tendenziell hohen Spannung in 8 Gruppen zusammengefasst werden (mit einer Toleranz von 0,1 %).

Wie aus Abbildung 98 ersichtlich können die 7 „extreme Knoten“ mit einer tendenziell tiefen Spannung in 5 Gruppen zusammengefasst werden (mit einer Toleranz von 0,1 %).

Tabelle 19: Überspannungsknoten (Fett: ausgewählten Knoten), DemoNetz1

Überspannungsknoten (8)	
Gruppe (Anzahl Knoten)	Knotenname
G1	'26901/1'
G2	'83902'
G3	'M_29/61'
G4	'9902'
G5 (2)	'1812'
	'184'
G6	'838(1)'
G7 (5)	'11.3_SS30'
	'61.810_SSB'
	'61.903_SS1'
	'61.904_SS'
	'73905'
G8	'DEA_8781'

Tabelle 20: Unterspannungsknoten (Fett: ausgewählten Knoten), DemoNetz1

Unterspannungsknoten (5)	
Gruppe (Anzahl Knoten)	Knotenname
G1	'835'
G2	'48902/1'
G3	'5490X'
G4 (2)	'183'
	'265'
G5 (2)	'62.905_SS1'
	'62.905_SS2'

Insgesamt muss für die Umsetzung der Fernregelung bzw. der koordinierten Spannungsregelung die Spannung an 13 Netzknoten gemessen werden:

- '26901/1'
- '83902'
- 'M_29/61'
- '9902'
- '1812'
- '838(1)'
- '61.810_SSB'
- 'DEA_8781'
- '835'
- '48902/1'
- '5490X'
- '183'
- '62.905_SS1'

Die Lage dieser kritischen Knoten ist in Abbildung 99 dargestellt (grün für „Überspannungsknoten“ und rot für „Unterspannungsknoten“).

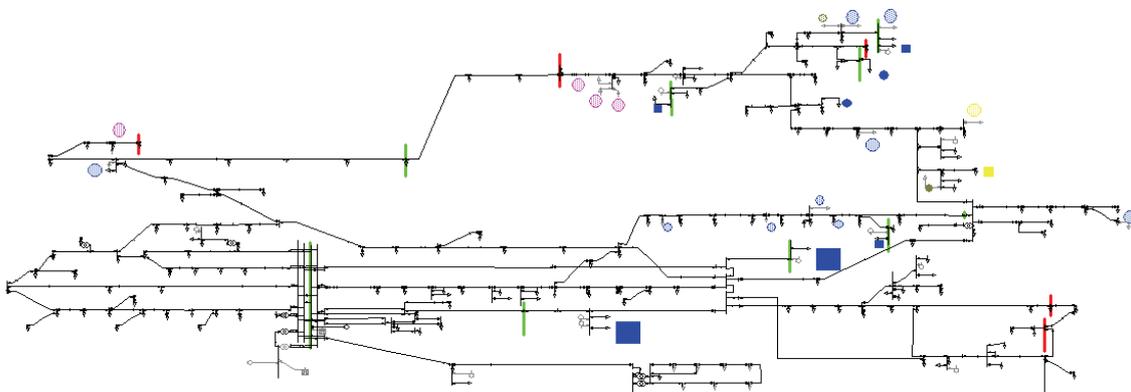


Abbildung 99: Netzübersicht mit kritischen Knoten, DemoNetz1

4.6.2.3 Bestimmung der Beitragsmatrix zur Umsetzung der koordinierten Spannungsregelung

Um den Bedarf für eine koordinierte Spannungsregelung zu generieren, müsste das Spannungsband um mindestens 4 % reduziert werden, eine Spannungsmessung an 13 Knoten, sowie die Möglichkeit einer Blindleistungsregelung bei 4 Erzeugungsanlagen implementiert werden. Diese vier Anlagen können aktiv zur Spannungsregelung an vier verschiedenen Knoten (fett markiert in Tabelle 21) mit tendenziell zu hoher Spannung beitragen. Falls beispielsweise die Spannung am Knoten 26901/1 geregelt werden muss, wird entsprechend der Beitragsmatrix zuerst die Anlage DEA_26901/1_NL, bei weiterem Bedarf die Anlagen DEA_8781_NL, DEA_83902_NL und DEA_DGA_838 herangezogen.

Tabelle 21: Beitragsmatrix für die Projektierung, DemoNetz1

Kritische Knoten	1. DEA	2. DEA	3. DEA	4. DEA
26901/1	DEA_26901/1_NL	DEA_8781_NL	DEA_83902_NL	DEA_DGA_838
83902	DEA_83902_NL	DEA_8781_NL	DEA_26901/1_NL	
M_29/61				
9902				
1812				
838(1)	DEA_83902_NL	DEA_8781_NL	DEA_26901/1_NL	
61.810_SSB				
DEA_8781				
835	DEA_83902_NL	DEA_8781_NL	DEA_26901/1_NL	
48902/1				
5490X				
183	DEA_8781_NL	DEA_26901/1_NL	DEA_26901/1_NL	DEA_DGA_838
62.905_SS1				

Anhand detaillierter Simulationen wurde die im Kapitel 4.6.2.1 ermittelten Einschränkung des Spannungsbands überprüft.

4.6.2.4 Wirtschaftliche Bewertung

Im Rahmen des Projekts wurde evaluiert, welche Lösungsstrategien für einen solchen Demonstrationsbetrieb in Frage kommen. In einem weiteren Schritt wurde seitens der Netzbetreiber erhoben, inwieweit in ihren Netzen bereits eine geeignete Kommunikationsinfrastruktur existiert, um die Kosten eines Demonstrationsvorhabens zu reduzieren. Im DemoNetz1 wurden daher basierend auf den technischen Anforderungen eines DG-Demo Demonstrationsbetriebs die in Abbildung 100 skizzierte Planung vorgenommen.

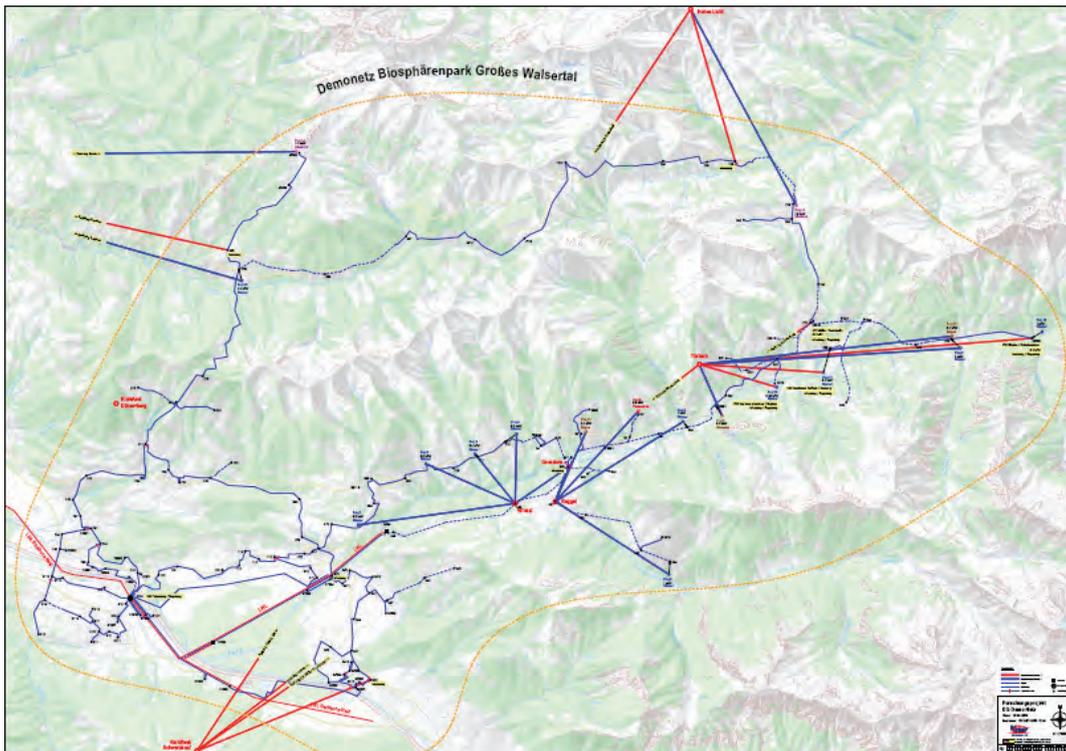


Abbildung 100: Kostenvergleich der einzelnen Netzintegrationsvarianten unter Berücksichtigung der anschließbaren DG Leistung, DemoNetz1

Weiters wurden basierend auf dieser Planung die Kosten möglicher Demonstrationsvarianten erhoben. Als Eingangsparameter wurden die Anzahl der kritischen Knoten (d.h. Messknoten) und der regelnden Anlagen (d.h. Regler) aus Kapitel 4.6.2.1 berücksichtigt. Basierend auf diesen Kostendaten wurden die Fix- und Betriebskosten der einzelnen Lösungsvarianten zusammengefasst (siehe dazu Abbildung 101 und Abbildung 102).

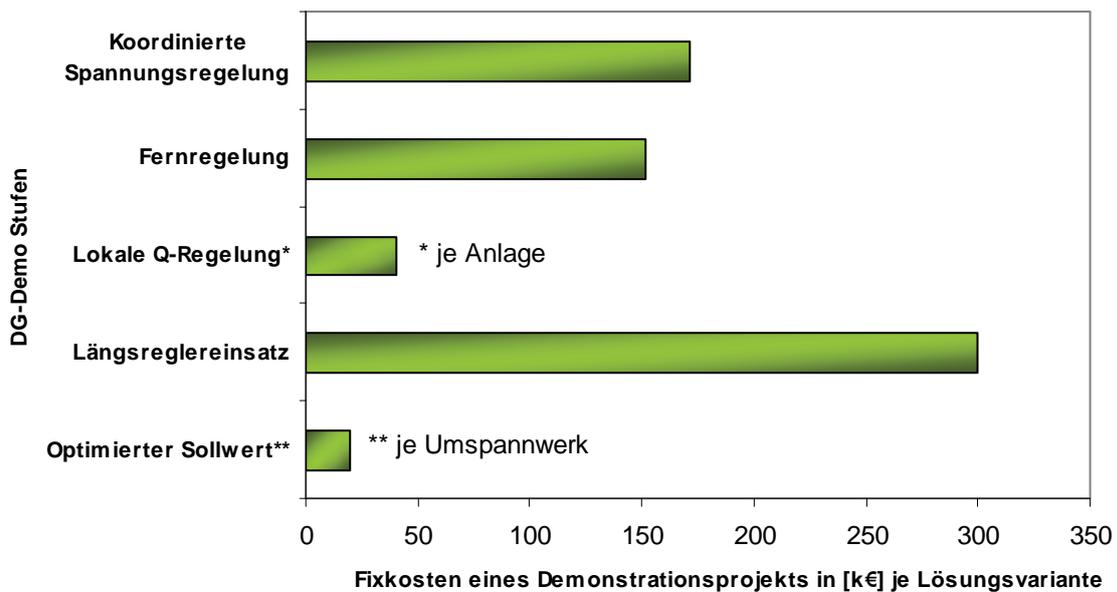


Abbildung 101: Vergleich der Fixkosten der einzelnen Netzintegrationsvarianten im DemoNetz1

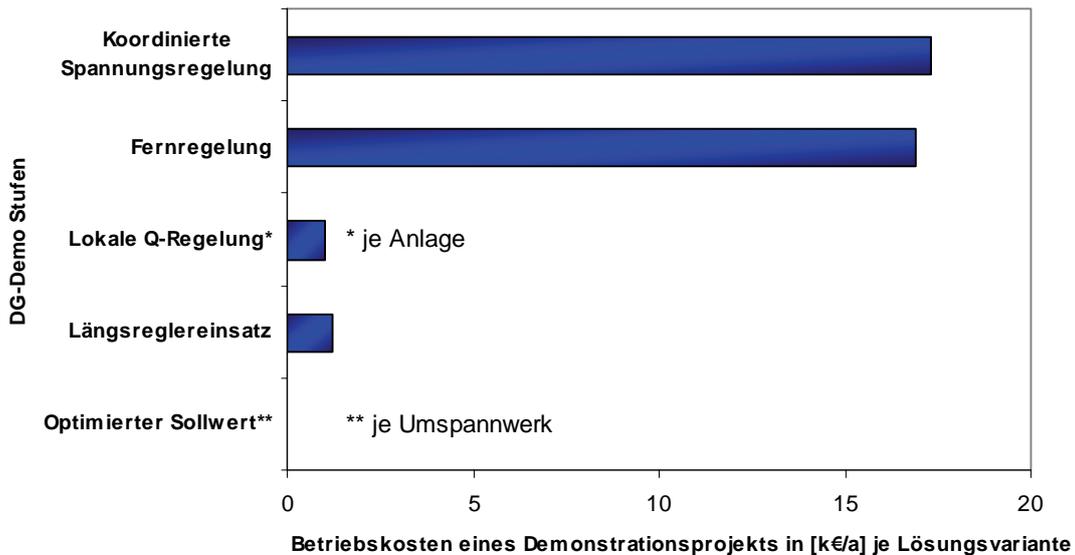


Abbildung 102: Vergleich der Betriebskosten der einzelnen Netzintegrationsvarianten im DemoNetz1

Darin ist zu erkennen, dass die erwarteten Betriebskosten der aktiven Spannungsregelungskonzepte deutlich über denen der Längsreglervariante liegen. Die Fixkosten der Längsreglervariante liegen jedoch deutlich über den aktiven Lösungen. Für die Varianten „Optimierter Sollwert“ und „Lokale Q-Regelung“ werden nur die Kosten je Umspannwerk bzw. je Anlage angegeben, da für diese Varianten kein Demonstrationsbetrieb vorgesehen ist und daher eine detaillierte Kostenabschätzung als nicht sinnvoll erachtet wurde. Wie in Kapitel 4.5 wurden auch hier die Barwerte der Kosten der Netzintegrationsvarianten einem Vergleich zugeführt (siehe Abbildung 103). Wiederum erscheint die Längsreglervariante für den Betrachtungszeitraum von 40 Jahren als die günstigste Lösung (~302 k€). Die entstehenden Mehrkosten (etwa 95 k€ für die Fernregelung und 120 k€ für die Koordinierte Spannungsregelung) einer aktiven Netzintegration könnten auch hier zur Diskussionsgrundlage für etwaige Forschungsförderungen im Innovationsbereich „Demonstrationsgebiete“ dienen.

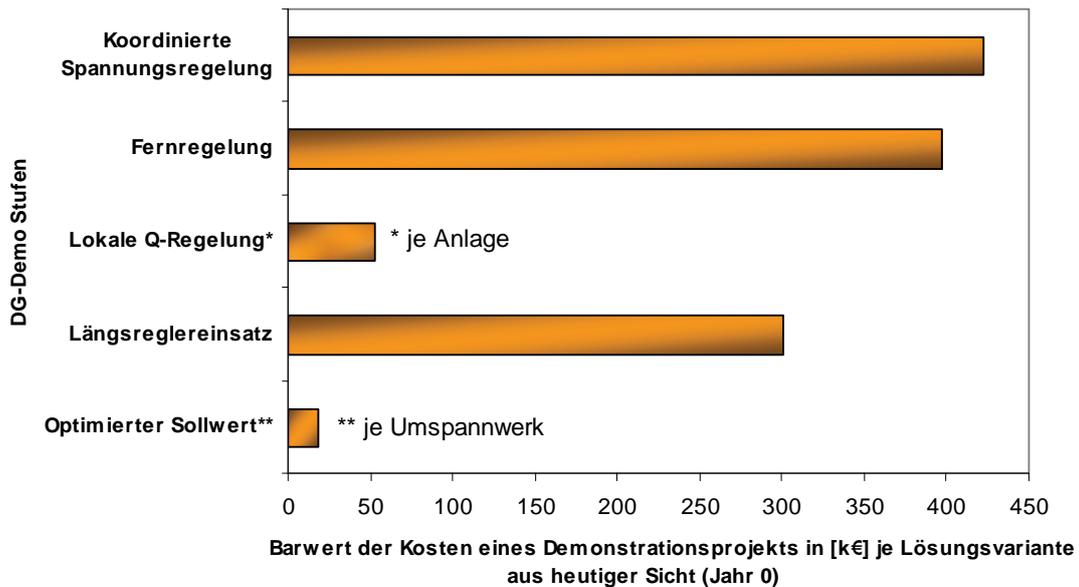


Abbildung 103: Vergleich der Barwerte der Kosten der einzelnen Netzintegrationsvarianten im DemoNetz1

Werden die Kosten eines Demonstrationsprojekts mit unterschiedlichen Laufzeiten dargestellt so resultieren die in Tabelle 22 dargestellten Kosten für Installationen und Betrieb der alternativen Netzintegrationskonzepte¹¹.

Tabelle 22: Aufschlüsselung der Kosten eines Demonstrationsprojekts für unterschiedliche Lösungsvarianten im DemoNetz1

	Fixkosten k€	Kosten k€ / a	Gesamt k€ 1 Jahr	Gesamt k€ 5 Jahre	Gesamt k€ 10 Jahre
Optimierter Sollwert	20	0	20	20	20
Längsreglereinsatz	300	1	301	306	312
Lokale Q-Regelung	40	1	41	45	50
Fernregelung	152	17	169	236	321
Koordinierte Spannungsregelung	172	17	189	258	345

¹¹ Die laufenden Betriebskosten wurden für die Berechnung möglicher Projektfördersummen nicht verbarwertet, da Fördergelder nicht für eine Veranlagung vorgesehen sind; zudem wurde angenommen, dass die Kosten der Installationen in Jahr 0, also zum Zeitpunkt der Projektgenehmigung anfallen; Kosten für Personal zur Installation und Ergebnisauswertung der Anlagen für einen Demonstrationsbetrieb wurden ebenfalls nicht berücksichtigt

4.6.3 Projektierung für das DemoNetz 2

Im DemoNetz2 wurde dieselbe Netzkonfiguration wie für die Planung der Umsetzung verwendet, da sich im Verlauf des Projektes keine Änderungen ergeben haben. Da die Anlage DG0 bereits in der Umsetzungsplanung integriert wurde, ging diese bei der Projektierung in den Ist-Bestand über. Die Anlage ging während des Projektverlaufs in Betrieb. Der in der vorigen Phase definierte DEA-Zuwachs wurde in der Simulationsumgebung außer Betrieb gesetzt.

4.6.3.1 Notwendigkeit der verschiedenen Spannungsregelungskonzepte in Abhängigkeit mit der Spannungsbandeinschränkung

Die auf Simulation basierten Untersuchungen lieferten für den Verlauf des dynamischen bzw. lokalen Regelungsbedarfs folgende Ergebnisse (Abbildung 104 bzw. Abbildung 105):

Eine einfache Berechnung zeigt, dass wie in Kapitel 4.5.3 schon angeführt ein Betrieb mit einem konstantem Sollwert (z.B. 1 p.u., für das ganze Jahr) zu einer Verletzung der Spannungsgrenzen führt. In der Praxis ist in diesem Netz schon derzeit, in Form einer Stromkompoundierung, eine Maßnahme zur Einhaltung der Spannungsgrenzen eingesetzt.

Ausgehend von einem Startwert von ca. -0,2 % beim vollen Spannungsband ($\Delta U=9\%$) in Abbildung 104, erhöht sich der dynamische Regelungsbedarf linear mit der Spannungsbandsreduktion. Aus dem oben bereits erwähnten Grund gibt es keinen Schnittpunkt zwischen der blauen Regelungsbedarfskennlinie und der rote Grenzlinie, da im Netz bereits ein Regelungsbedarf herrscht. Dies kann wie folgt interpretiert werden: schon beim derzeitigen Stand (ohne Einschränkung des Spannungsbands) besteht ein dynamischer Regelungsbedarf und die Lösungsvariante „Fernregelung“ ist notwendig.

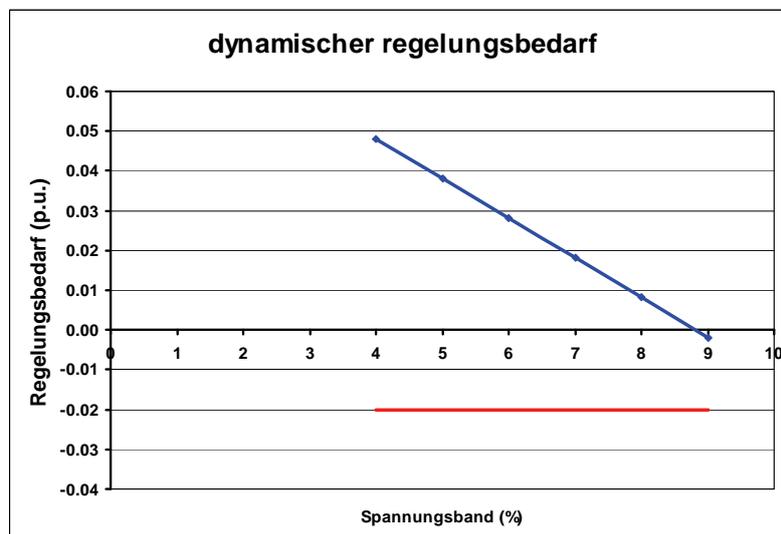


Abbildung 104: Dynamischer Regelungsbedarf als Funktion des Spannungsbands, DemoNetz2

Ausgehend von einem Startwert von ca. -3,6 % beim vollen Spannungsband ($\Delta U=9\%$) in Abbildung 105, erhöht sich der lokale Regelungsbedarf linear mit der Spannungsbandsreduktion. Abbildung 105 zeigt, dass der Schnittpunkt zwischen der blauen

Regelungsbedarfskennlinie und der roten Grenzlinie ca. bei einem Spannungsband von 7,4 % liegt. Dies kann wie folgt interpretiert werden: bei einem Spannungsband von ca. 7,4 % (also eine Einschränkung von 1,6 %) besteht tatsächlich ein lokaler Regelungsbedarf und die koordinierte Spannungsregelung (oder die lokale Spannungsregelung) ist notwendig.

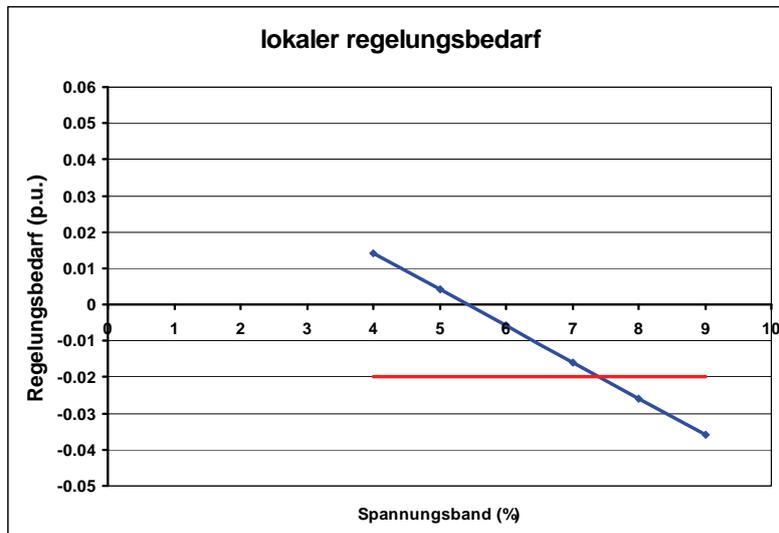


Abbildung 105: Lokaler Regelungsbedarf als Funktion des Spannungsbands, DemoNetz2

4.6.3.2 Bestimmung der kritischen Knoten im Netz

Die Analyse der „extremen Knoten“ ergibt 9 Unterspannungsknoten und 11 Überspannungsknoten. Allerdings liegen einige dieser Knoten geografisch eng beieinander und wurden als Nachbarknoten betrachtet, wenn der größte Spannungsunterschied zwischen den Spannungsverläufen beider Knoten kleiner als 0,1 % ist (d.h. für die Spannungsmessung wird nur einer der Knoten herangezogen). Die Gruppierung nach diesem Kriterium liefert dann 5 Gruppen für die Unterspannung und 8 für die Überspannung. Diese Gruppen sind in Abbildung 106 und Abbildung 107 dargestellt und in Tabelle 23 und Tabelle 24 aufgelistet.

Wie in Abbildung 106 ersichtlich können die 11 „extreme Knoten“ mit einer tendenziell hohen Spannung in 8 Gruppen zusammengefasst werden (mit einer Toleranz von 0,1 %).

Wie in Abbildung 107 ersichtlich können die 9 „extreme Knoten“ mit einer tendenziell tiefen Spannung in 5 Gruppen zusammengefasst werden (mit einer Toleranz von 0,1 %).

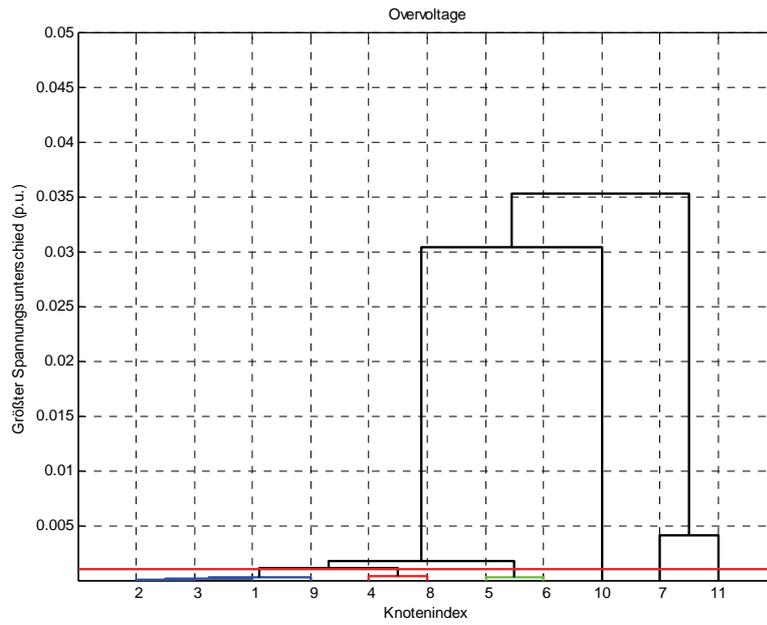


Abbildung 106: Gruppierung der kritischen Überspannungsknoten, DemoNetz2

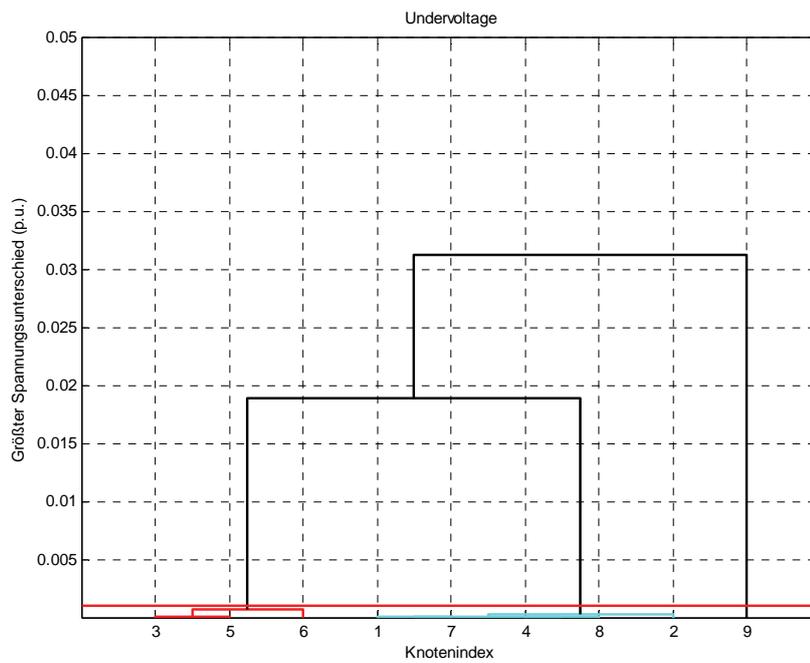


Abbildung 107: Gruppierung der kritischen Unterspannungsknoten, DemoNetz2

Tabelle 23: Überspannungsknoten (Fett: ausgewählten Knoten), DemoNetz2

Überspannungsknoten (8)	
Gruppe (Anzahl Knoten)	Knotenname
G1(4)	'0156-H' '0158' '0160' '04400-M1A'
G2(2)	'0306' '03200-M4'
G3	'0415'
G4	'0820'
G5 (2)	'0191' '04400-M17'
G6	'0840'
G7	'UW-LUN-30-SS2'

Tabelle 24: Unterspannungsknoten (Fett: ausgewählten Knoten), DemoNetz2

Unterspannungsknoten (5)	
Gruppe (Anzahl Knoten)	Knotenname
G1	'0207' '0208' '0232' '0254' '0256'
G2	'0602'
G3	'0215' '0239' '0242'

Zusätzlich zu den ausgewählten Knoten wurde vom Projektteam entschieden die Spannung am Knoten 0850 ebenfalls zu messen, da die dort angeschlossene Erzeugungsanlage auch geregelt wird (siehe 4.2.1.3). Insgesamt muss für die Umsetzung der Fernregelung bzw. der koordinierten Spannungsregelung die Spannung an 9 Netzknoten gemessen werden:

- '0208'
- '0602'
- '0239'
- 'UW-LUN-30-SS2'
- '0306'
- '0850'
- '0415'
- '0840'
- '0820'

Die Lage dieser kritischen Knoten ist in Abbildung 108 dargestellt (grün für „Überspannungsknoten“ und rot für „Unterspannungsknoten“).

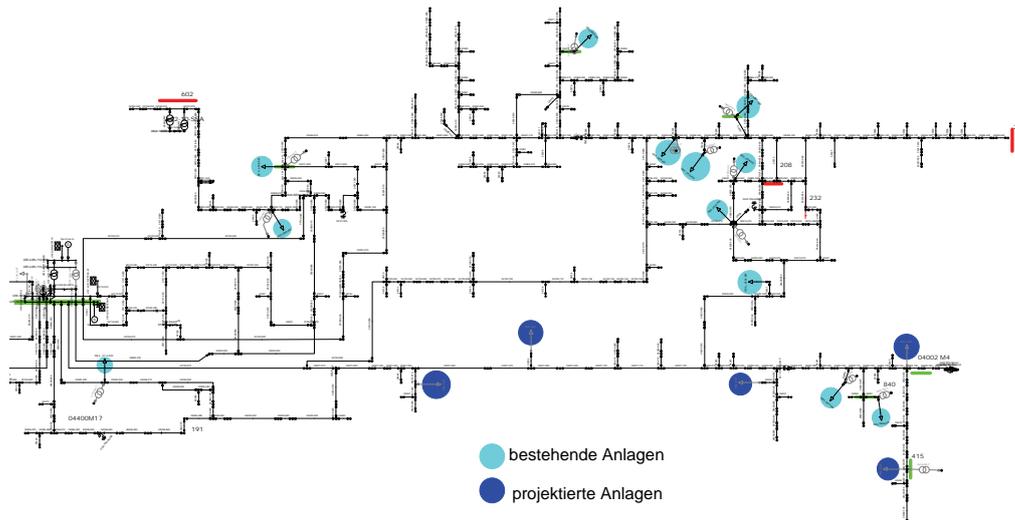


Abbildung 108: Netzübersicht mit kritischen Knoten, DemoNetz2

4.6.3.3 Bestimmung der Beitragsmatrix zur Umsetzung der koordinierten Spannungsregelung

Um die koordinierte Spannungsregelung umsetzen zu können, müsste der Spannungsband um mindestens 1,6 % reduziert werden, eine Spannungsmessung an 9 Knoten und eine Blindleistungsregelung in 4 Anlagen implementiert werden. Diese vier Anlagen können aktiv zur Spannungsregelung von vier verschiedenen Knoten (fett markiert in Tabelle 25) mit tendenziell einer hohen Spannung beitragen.

Tabelle 25: Beitragsmatrix für die Projektierung, DemoNetz2

Kritische Knoten	1. DEA	2. DEA	3. DEA	4. DEA
'0208'				
'0602'				
'0239'	DEA_820-KW	DEA_850-KW		
'UW-LUN-30-SS2'				
'0306'				
'0850'	DEA_850-KW	DEA_820-KW	DEA_219-KW	
'0415'				
'0840'				
'0820'		DEA_850-KW	DEA_219-KW	DEA_270-KW

Anhand detaillierten Simulationen wurden die im Kapitel 4.6.3.1 ermittelten Einschränkung des Spannungsbands überprüft.

4.6.3.4 Wirtschaftliche Bewertung

Im Rahmen des Projekts wurde evaluiert, welche Lösungsstrategien für einen solchen Demonstrationbetrieb in Frage kommen. In einem weiteren Schritt wurde seitens der Netzbetreiber erhoben, inwieweit in ihren Netzen bereits eine geeignete Kommunikationsinfrastruktur existiert, um die Kosten eines Demonstrationsvorhabens möglichst realistisch darzustellen. Im DemoNetz2 wurden daher basierend auf den technischen Anforderungen eines Demonstrationsbetriebs die Kosten für die einzelnen Varianten der DG-DemoNetz Konzepte detailliert erhoben und in Vergleich gestellt. Basierend auf diesen Kostendaten wurden die Fix- und Betriebskosten der einzelnen Lösungsvarianten zusammengefasst (siehe dazu Abbildung 109 und Abbildung 110).

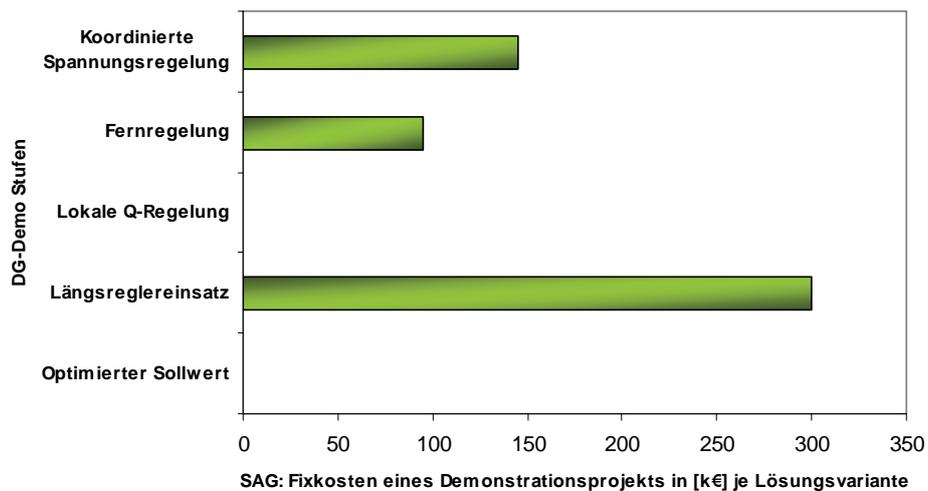


Abbildung 109: Vergleich der Fixkosten der einzelnen Netzintegrationsvarianten im DemoNetz2

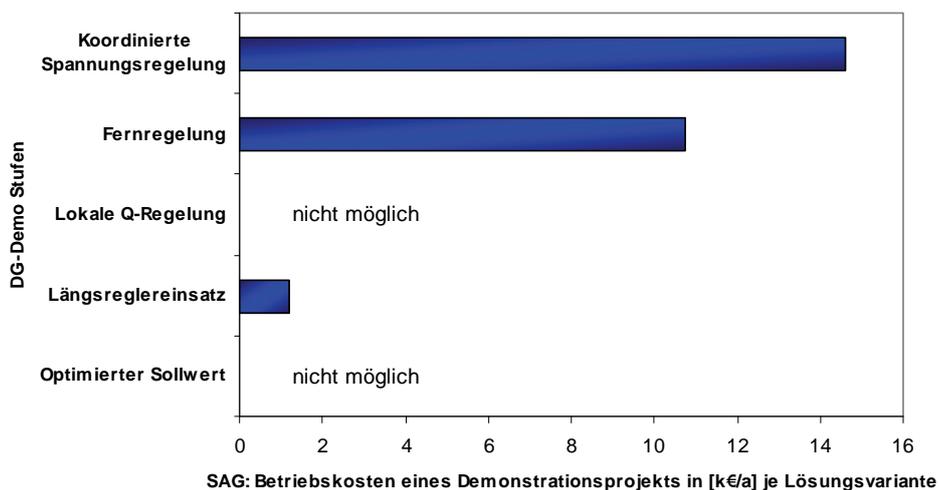


Abbildung 110: Vergleich der Betriebskosten der einzelnen Netzintegrationsvarianten im DemoNetz2

Weiters ist zu erkennen, dass die erwarteten Betriebskosten der aktiven Spannungsregelungskonzepte (Koordinierte Spannungsregelung bzw. Fernregelung) deutlich über je-

nen der Längsreglervariante liegen. Andererseits liegen die Fixkosten der Längsreglervariante deutlich über den Aufwendungen für aktive Lösungen. Für die Varianten „Optimierter Sollwert“ und „Lokale Q-Regelung“ wurden keine Kosten erhoben, da für diese Varianten aufgrund der begrenzten Wirksamkeit der Lösung im konkreten Fall kein Demonstrationsbetrieb vorgesehen ist. Hier wurden auch die Barwerte der Kosten der Netzintegrationsvarianten einem Vergleich zugeführt (siehe Abbildung 111). Wiederum erscheint die Längsreglervariante für den Betrachtungszeitraum von 40 Jahren als die günstigste Lösung (ebenfalls ~302 k€), gefolgt von der Variante Fernregelung. Die Koordinierte Spannungsregelung erscheint teurer (~424k€) als die anderen Alternativen, ermöglicht jedoch die größte Einflussnahme auf Netz und Anlage und erscheint daher auch für Smart Grid Applikationen interessant. Diese Mehrkosten einer aktiven Netzintegration (etwa 18k€ für die Fernregelung und ~123k€ für die Koordinierte Spannungsregelung) könnten daher zur Diskussionsgrundlage für etwaige Forschungsförderungen im Innovationsbereich „Demonstrationsgebiete“ werden.

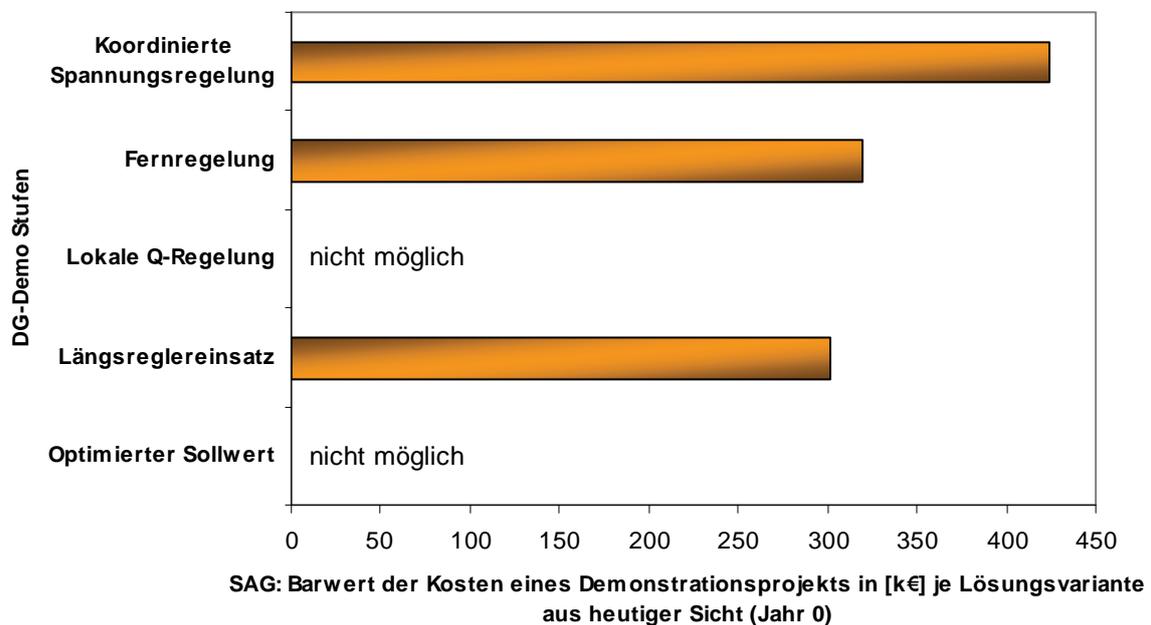


Abbildung 111: Vergleich der Barwerte der Kosten der einzelnen Netzintegrationsvarianten im DemoNetz2

Werden die Kosten eines Demonstrationsprojekts mit unterschiedlichen Laufzeiten dargestellt, so resultieren die in Tabelle 26. dargestellten Kosten für Installationen und Betrieb der alternativen Netzintegrationskonzepte¹².

¹² Die laufenden Betriebskosten wurden für die Berechnung möglicher Projektfördersummen nicht verbarwertet, da Fördergelder nicht für eine Veranlagung vorgesehen sind; zudem wurde angenommen, dass die Kosten der Installationen in Jahr 0 also zum Zeitpunkt der Projektgenehmigung anfallen; Kosten für Personal zur Installation und Ergebnisauswertung der Anlagen für einen Demonstrationsbetrieb wurden ebenfalls nicht berücksichtigt

Tabelle 26: Aufschlüsselung der Kosten eines Demonstrationsprojekts für unterschiedliche Lösungsvarianten im DemoNetz2

	Fixkosten k€	Kosten k€ / a	Gesamt k€ 1 Jahr	Gesamt k€ 5 Jahre	Gesamt k€ 10 Jahre
Optimierter Sollwert	0	0	0	0	0
Längsreglereinsatz	300	1	301	306	312
Lokale Q-Regelung	0	0	0	0	0
Fernregelung	95	11	106	149	203
Koordinierte Spannungsregelung	145	15	160	218	291

4.6.4 Projektierung für das DemoNetz 3

Im DemoNetz3 wurde dieselbe Netzkonfiguration wie für die Planung der Umsetzung verwendet, da sich im Verlauf des Projektes keine Änderungen im Netz ergeben haben. Der in der vorigen Phase definierte DEA-Zuwachs wurde in der Simulationsumgebung außer Betrieb gesetzt.

4.6.4.1 Notwendigkeit der verschiedenen Spannungsregelungskonzepte in Abhängigkeit mit der Spannungsbandeinschränkung

Die auf Simulation basierten Untersuchungen für den Verlauf des dynamischen bzw. lokalen Regelungsbedarfs lieferten folgende Ergebnisse (Abbildung 112 bzw. Abbildung 113):

Eine einfache Berechnung zeigt, dass es bereits beim Ist-Stand kaum Spielraum bei der Spannungsbandbewirtschaftung gibt.

Ausgehend von einem Startwert von ca. -1 % beim vollen Spannungsband ($\Delta U=9\%$) in Abbildung 112, erhöht sich der dynamische Regelungsbedarf linear mit der Spannungsbandsreduktion. Es gibt keinen Schnittpunkt zwischen der blauen Regelungsbedarfskennlinie und der roten Grenzlinie, da das Spannungsband bereits voll ausgereizt ist damit bereits derzeit im Netz ein kleiner Regelungsbedarf auftritt. Dies kann wie folgt interpretiert werden: schon bei einer geringfügigen Einschränkung des Spannungsbands würde tatsächlich ein dynamischer Regelungsbedarf bestehen und die Lösungsvariante „Fernregelung“ wäre notwendig.

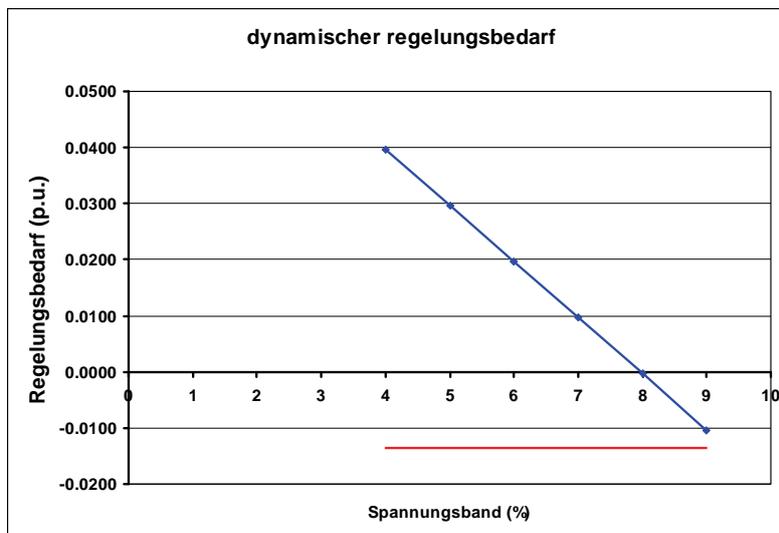


Abbildung 112: Dynamischer Regelungsbedarf als Funktion des Spannungsbands, DemoNetz3

Ausgehend von einem Startwert von ca. -4 % beim vollen Spannungsband ($\Delta U=9\%$) in Abbildung 113, erhöht sich der lokale Regelungsbedarf linear mit der Spannungsbandsreduktion. Abbildung 113 zeigt, dass der Schnittpunkt zwischen der blauen Regelungsbedarfskennlinie und der roten Grenzlinie ca. bei einem Spannungsband von 6,3 % liegt. Dies kann wie folgt interpretiert werden: bei einem Spannungsband von ca. 6,3 % (also eine Einschränkung von 2,7 %) besteht tatsächlich ein lokaler Regelungsbedarf und die das Spannungsregelungskonzept „koordinierte Spannungsregelung“ (oder die „lokale Spannungsregelung“) ist notwendig.

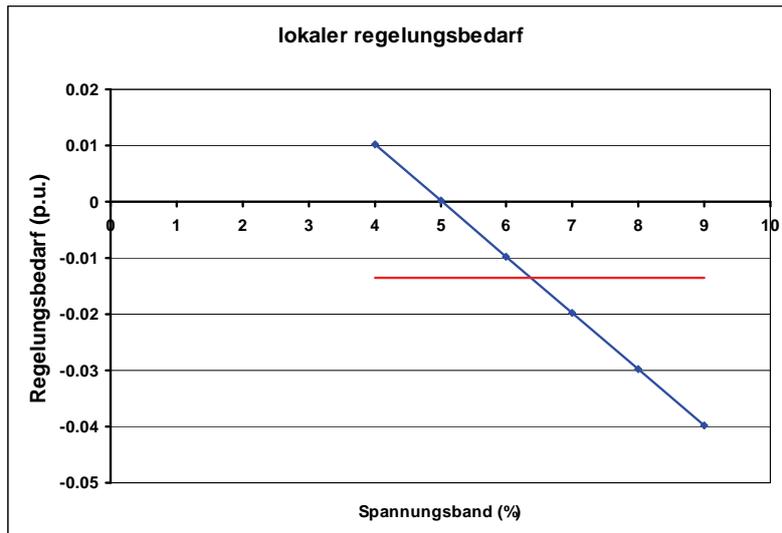


Abbildung 113: Lokaler Regelungsbedarf als Funktion des Spannungsbands, DemoNetz3

4.6.4.2 Bestimmung der kritischen Knoten im Netz

Die Analyse der „extremen Knoten“ ergibt 32 Unterspannungsknoten und 26 Überspannungsknoten. Allerdings liegen einige dieser Knoten geografisch eng beieinander und wurden als Nachbarknoten betrachtet, wenn der größte Spannungsunterschied zwischen den Spannungsverläufe beiden Knoten kleiner als 0,1 % ist (d.h. für die Spannungsmessung wird nur ein Knoten herangezogen). Die Gruppierung nach diesem Kriterium liefert dann 12 Gruppen für die Unterspannung und 8 für die Überspannung. Diese Gruppen sind in Abbildung 114 und Abbildung 115 dargestellt und in Tabelle 27 und Tabelle 28 aufgelistet. Die automatisierte Netzanalyse wurde händisch näher untersucht um die geeignete Knoten zu ermitteln. Ein Teil der vom entwickelten Tool vorgeschlagenen Stationen sind Muffen oder Maststationen und daher für die Implementierung einer Messung nicht geeignet. Solche Betrachtungen wurden an dieser Stelle berücksichtigt und die endgültige Auswahl entsprechend getroffen (siehe 3. Spalte der Tabelle 27 und der Tabelle 28).

Wie in Abbildung 114 ersichtlich können die 26 „extreme Knoten“ mit einer tendenziell hohen Spannung in 8 Gruppen zusammengefasst werden (mit einer Toleranz von 0,1 %).

Wie in Abbildung 115 ersichtlich können die 32 „extreme Knoten“ mit einer tendenziell tiefen Spannung in 12 Gruppen zusammengefasst werden (mit einer Toleranz von 0,1 %).

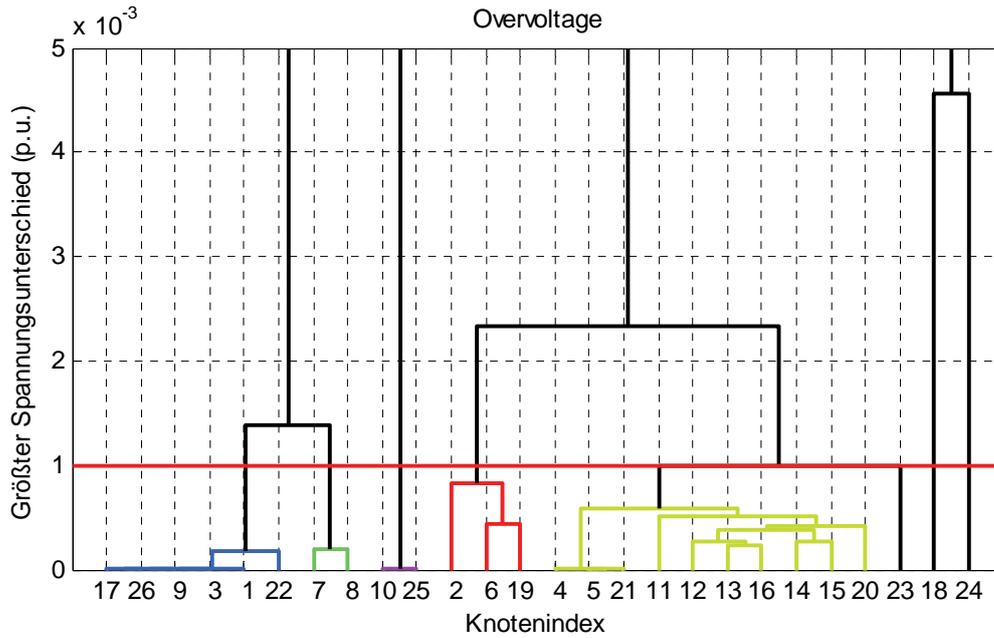


Abbildung 114: Gruppierung der kritischen Überspannungsknoten, DemoNetz3

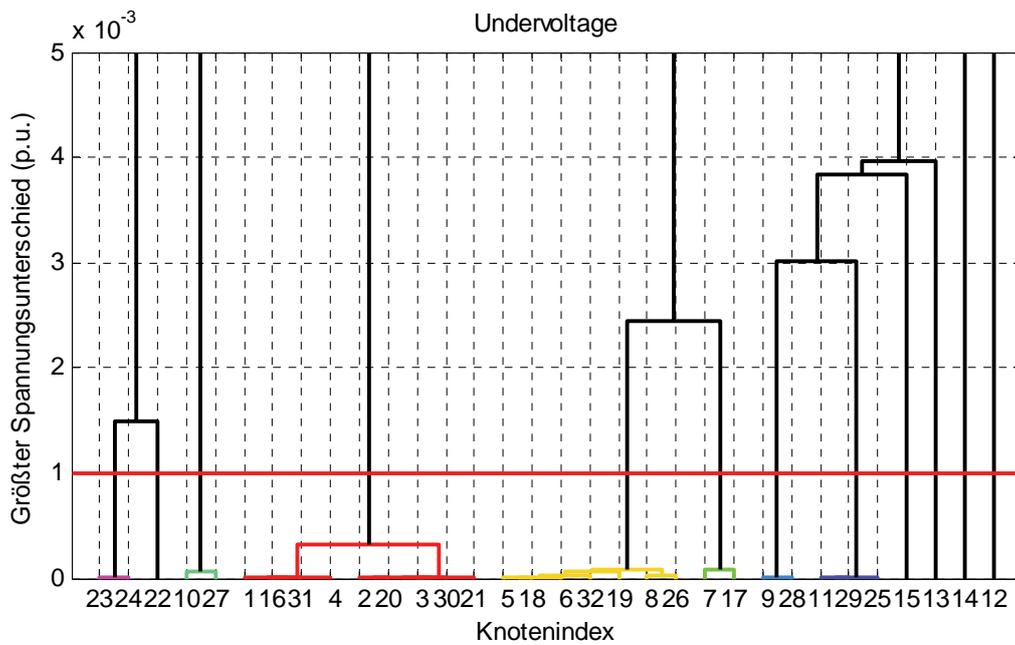


Abbildung 115: Gruppierung der kritischen Unterspannungsknoten, DemoNetz3

Tabelle 27: Überspannungsknoten (Fett: ausgewählten Knoten), DemoNetz3

Überspannungsknoten		
Gruppe	Erste (autom.) Auswahl	Endgültige Auswahl (6)
G2 (6) (23 %)	MA13474298	UW11970019
	MA23596643	
	MA73965837	
	MU90034263	
	ST12788335	
	UW11970019	
G4 (1) (0 %)	ST12193346	ST12193346
G5 (2) (13 %)	MU112740386	ST88755756
	ST88755756	
G3 (3) (9 %)	MA13496132	ST12788613
	MA67727592	
	ST12219505	
G1 (1) (0 %)	ST13314319	ST12788613
G6 (10) (40 %)	MA67690176	
	MA67696030	
	MU36697974	
	MU36914861	
	MU37327314	
	MU37327327	
	MU37327340	
	MU37327353	
ST12786490		
ST12787204		
G7 (2) (1 %)	MA67881523	UW12005835
	MA67888094	
G8 (1) (48 %)	ST75415883	ST75415883

Tabelle 28: Unterspannungsknoten (Fett: ausgewählten Knoten), DemoNetz3

Unterspannungsknoten		
Gruppe	Erste (autom.) Auswahl	Endgültige Auswahl (11)
G1 (1) (42 %)	ST12963509	ST12192724
G3 (3) (7 %)	ST12659417	ST12659417
	ST22076373	
	ST74110600	
G4 (1) (0 %)	ST12955795	ST12955795
G5 (1) (21 %)	ST12944700	ST12944700
G6 (1) (4 %)	ST12951938	ST12952117
G7 (2) (1 %)	ST12459380	ST12459380
	ST43301891	
G8 (9) (0 %)	MA13475286	ST12955156
	MA13475372	
	MA13475394	
	MA91286063	
	ST12956996	
	ST12959896	
	ST12960251	
ST82208532		
ST83193162		
G9 (1) (0 %)	ST12786490	ST12786490
G10 (2) (32 %)	ST12970407	ST12192724
	ST12970711	
G2 (2) (1 %)	MU36408609	ST12957997
	ST12957997	
G11 (7) (10 %)	MU114759247	
	MU329840435	
	MU37256217	
	ST12959469	
	ST12959686	
ST22076377		
ST84110860		
G12 (2) (1 %)	ST105563243	
	ST61486217	

Insgesamt muss für die Umsetzung der Fernregelung bzw. der koordinierten Spannungsregelung die Spannung an 17 Netzknoten gemessen werden:

- UW11970019
- ST12193346
- ST88755756
- ST12788613
- UW12005835
- ST75415883
- ST12192724
- ST12659417
- ST12955795
- ST12944700
- ST12952117
- ST12459380
- ST12955156
- ST12786490
- ST12192724
- ST12957997
- ST12946698

Die Lage dieser kritischen Knoten ist in Abbildung 116 dargestellt (grün für „Überspannungsknoten“ und rot für „Unterspannungsknoten“).

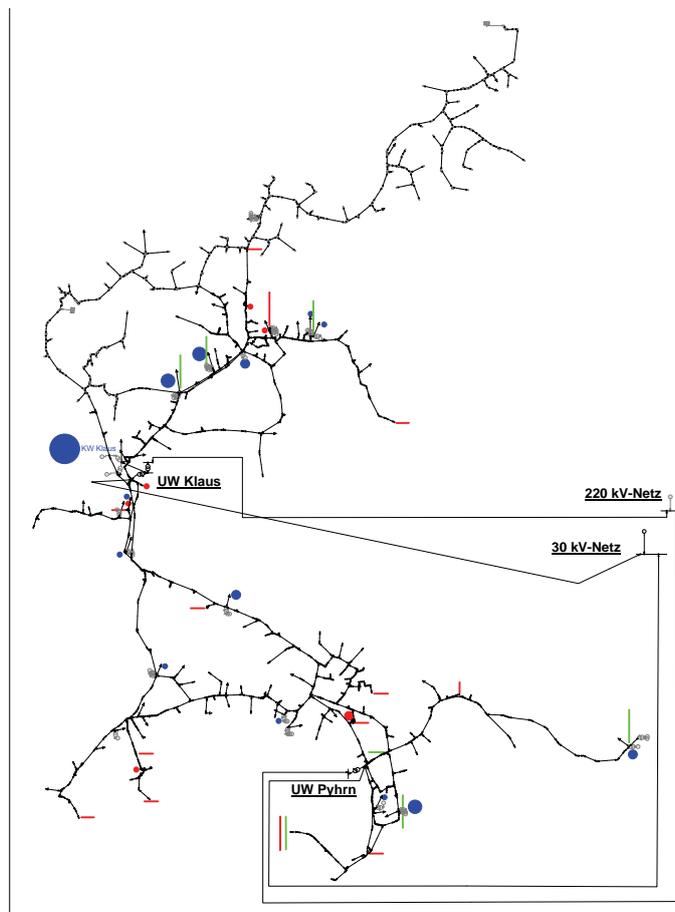


Abbildung 116: Netzübersicht mit kritischen Knoten, DemoNetz3

4.6.4.3 Bestimmung der Beitragsmatrix zur Umsetzung der koordinierten Spannungsregelung

Um die koordinierte Spannungsregelung umsetzen zu können, müsste das Spannungsband um mindestens 2,7 % reduziert werden, eine Spannungsmessung an 17 Knoten und eine Blindleistungsregelung in zwei Anlagen implementiert werden. Diese zwei Anlagen können aktiv zur Spannungsregelung in vier verschiedenen Knoten (fett markiert in Tabelle 29) mit einer tendenziell hohen Spannung beitragen.

Tabelle 29: Beitragsmatrix für die Projektierung, DemoNetz3

Kritische Knoten	1. DEA	2. DEA
ST105563243	-	-
ST12193346	DEA12193346 (2)	DEA75415883 (46)
ST12219505	-	-
ST12459380	DEA12193346 (2)	DEA75415883 (46)
ST12786490	-	-
ST12944700	-	-
ST12951938	-	-
ST12955795	-	-
ST12956996	-	-
ST12959686	-	-
ST12963509	DEA12193346 (2)	DEA75415883 (46)
ST12970711	DEA12193346 (2)	DEA75415883 (46)
ST22076373	-	-
ST75415883	DEA75415883 (46)	DEA12193346 (2)
ST88755756	-	-
UW11970019	-	-
UW12005835	-	-

Anhand detaillierten Simulationen wurden die im Kapitel 4.6.4.1 ermittelten Einschränkung des Spannungsbands überprüft.

4.6.4.4 Wirtschaftliche Bewertung

Im DemoNetz3 scheint es ebenfalls möglich, die derzeitigen Spannungsbandgrenzen in einem Demonstrationsvorhaben einzuschränken. Daher wurde auch im DemoNetz3 evaluiert, welche Lösungsstrategien für einen solchen Demonstrationsbetrieb in Frage kommen und welche Kommunikationsinfrastruktur bereits existiert, um die Kosten eines Demonstrationsvorhabens abzuschätzen bzw. reduzieren zu können. Im DemoNetz3 wurden daher basierend auf den technischen Anforderungen eines DG-Demo Demonstrationsbetriebs verschiedene Kostenvarianten für eine Projektumsetzung evaluiert. Diese Varianten unterscheiden sich vor allem durch die Nutzung von Synergien mit bereits geplanten bzw. durchgeführten Kommunikationsinstallationen. Die nachfolgend dargestellten Ergebnisse der Projektierung werden daher in drei Synergiestufen unterteilt (0%, 50% und 100% mit einem Power Quality Monitoring – PQM-Projekt) und ähnlich zu den Auswertungen in den anderen österreichischen Netzabschnitten dargestellt. Basierend auf erhobenen Kostendaten wurden die Fix- und Betriebskosten der einzelnen Lösungsvarianten wiederum zusammengefasst und in Abbildung 117 bis Abbildung 122 dargestellt. Sowohl die Fix- als auch die Betriebskosten können dabei unter Synergienutzung deutlich reduziert werden.

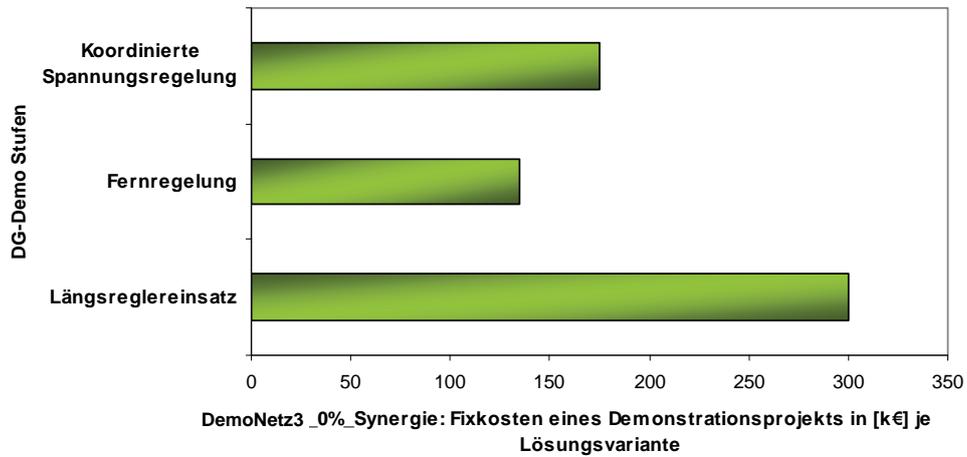


Abbildung 117: Vergleich der Fixkosten der einzelnen Netzintegrationsvarianten im DemoNetz3 wobei keine Synergien genutzt werden können

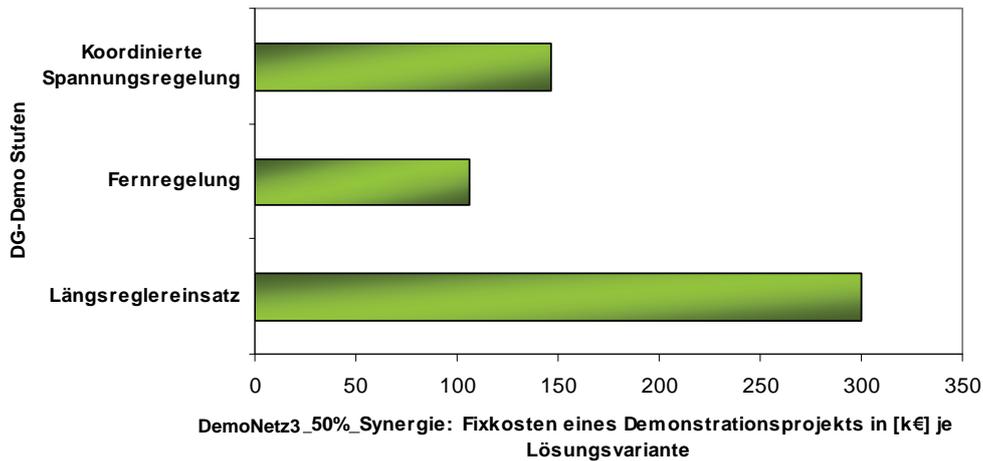


Abbildung 118: Vergleich der Fixkosten der einzelnen Netzintegrationsvarianten im DemoNetz3 wobei 50% der Synergien genutzt werden können

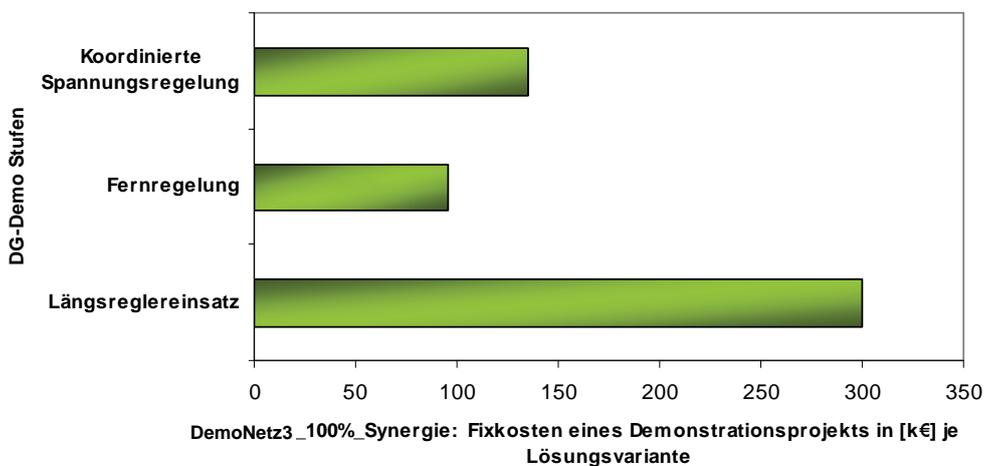


Abbildung 119: Vergleich der Fixkosten der einzelnen Netzintegrationsvarianten im DemoNetz3 wobei 100% der Synergien genutzt werden können

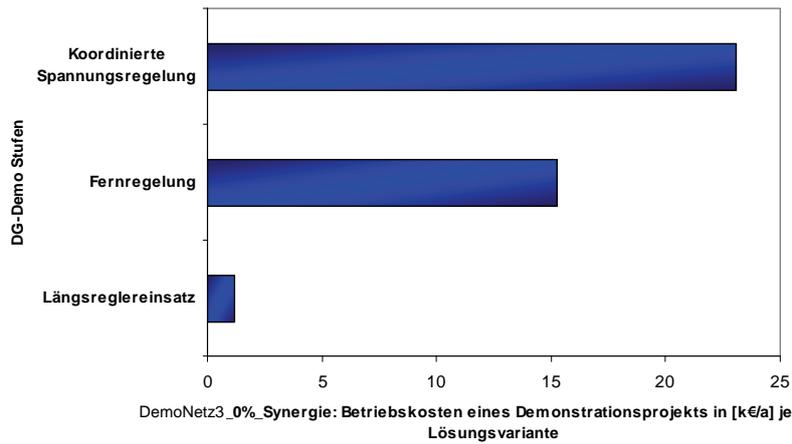


Abbildung 120: Vergleich der Betriebskosten der einzelnen Netzintegrationsvarianten im DemoNetz3 bei 0% Synergienutzung mit PQM

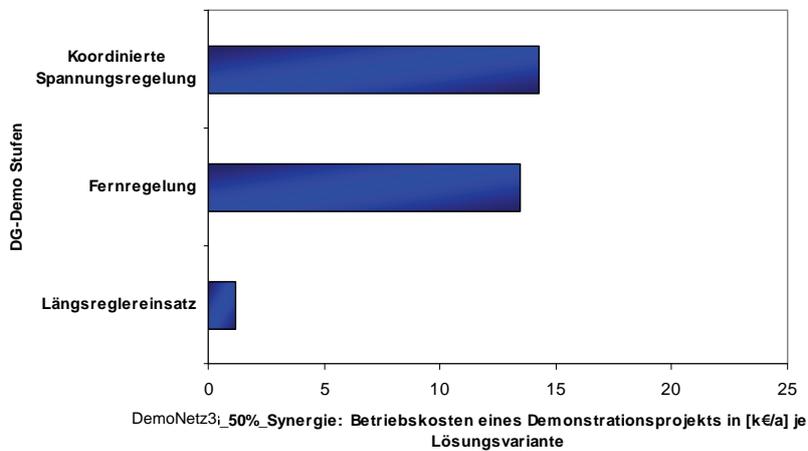


Abbildung 121: Vergleich der Betriebskosten der einzelnen Netzintegrationsvarianten im DemoNetz3 bei 50% Synergienutzung mit PQM

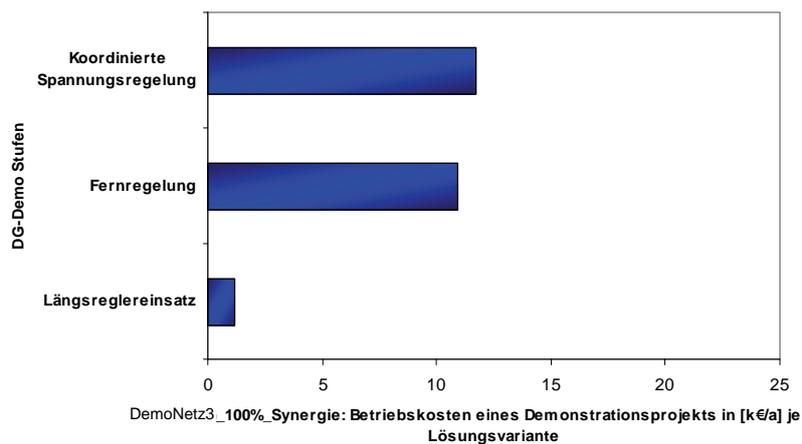


Abbildung 122: Vergleich der Betriebskosten der einzelnen Netzintegrationsvarianten im DemoNetz3 bei 100% Synergienutzung mit PQM

Weiters ist in Abbildung 123 bis Abbildung 125 ersichtlich, dass die erwarteten Gesamtkosten der aktiven Spannungsregelungskonzepte deutlich über denen der Längsreglervariante liegen falls keine Synergien genutzt werden können (~125 k€ für die Fernregelung und ~280 k€ für die Koordinierte Spannungsregelung). Diese Gesamtkosten reduzieren sich jedoch signifikant je höher die Synergien (von 125k€ auf rund 2k€ für die Fernregelung und von ~280k€ auf etwa 52k€ für eine Koordinierte Spannungsregelung). Die dadurch erhöhte Konkurrenzfähigkeit der aktiven Netzintegrationsmethoden im Vergleich zum Längsregler reduziert in weitere Folge die Höhe möglicher Forschungsförderungen für eine Demonstrationsumsetzung. Dies macht den Netzabschnitt DemoNetz3 ebenfalls sehr interessant für ein mögliches Demonstrationsprojekt.

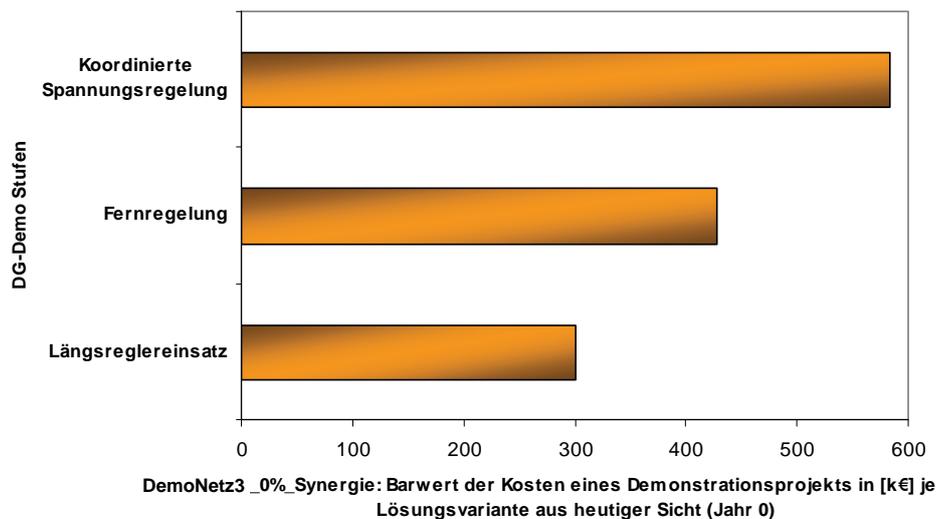


Abbildung 123: Vergleich der Barwerte der Kosten der einzelnen Netzintegrationsvarianten im DemoNetz3 bei 0% Synergienutzung mit PQM

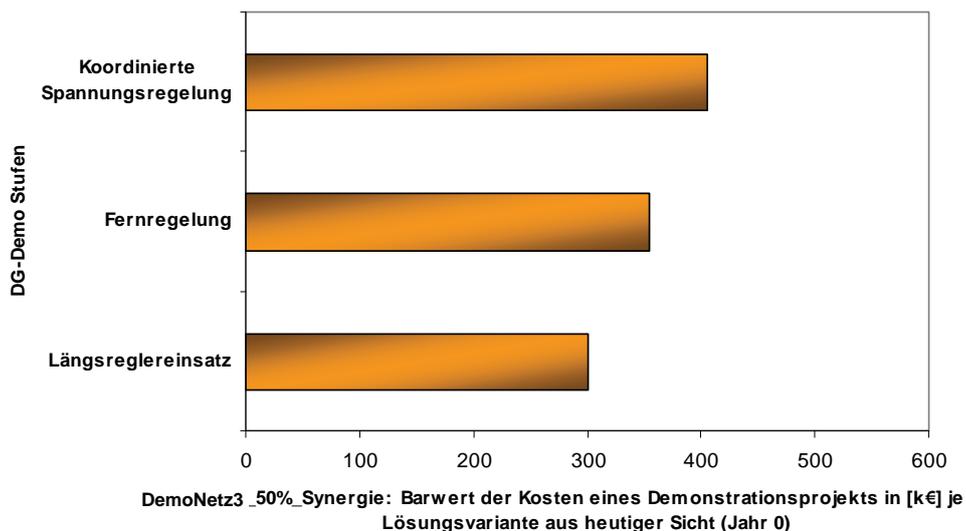


Abbildung 124: Vergleich der Barwerte der Kosten der einzelnen Netzintegrationsvarianten im DemoNetz3 bei 50% Synergienutzung mit PQM

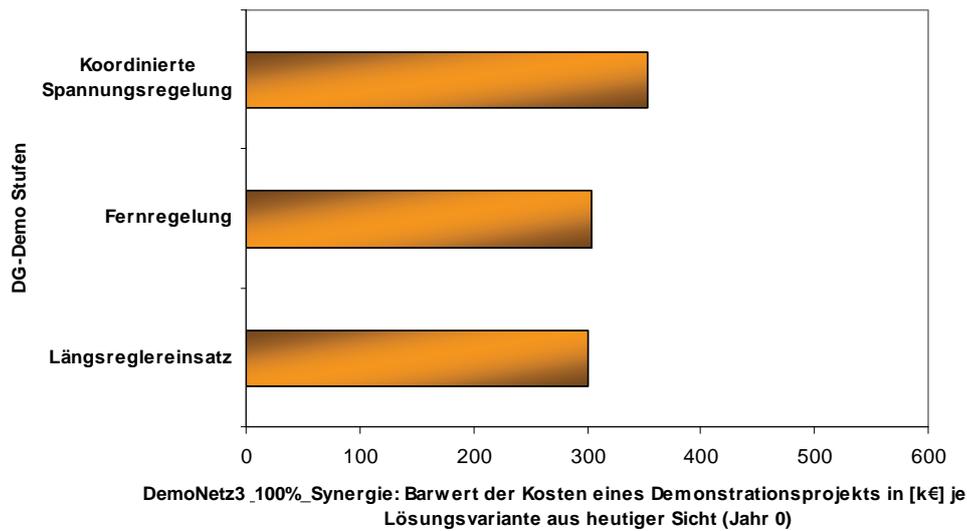


Abbildung 125: Vergleich der Barwerte der Kosten der einzelnen Netzintegrationsvarianten im DemoNetz3 bei 100% Synergienutzung mit PQM

Werden die Kosten eines Demonstrationsprojekts mit unterschiedlichen Laufzeiten dargestellt so resultieren die in Tabelle 30 bis Tabelle 32. dargestellten Kosten für Installationen und Betrieb der alternativen Netzintegrationskonzepte¹³.

Tabelle 30: Aufschlüsselung der Kosten eines Demonstrationsprojekts für unterschiedliche Lösungsvarianten im DemoNetz3 ohne Synergie zu PQM

	Fixkosten k€	Kosten k€ / a	Gesamt k€ 1 Jahr	Gesamt k€ 5 Jahre	Gesamt k€ 10 Jahre
Längsreglereinsatz	300	1	301	306	312
Fernregelung	135	15	150	211	288
Koordinierte Spannungsregelung	175	23	198	291	406

Tabelle 31: Aufschlüsselung der Kosten eines Demonstrationsprojekts für unterschiedliche Lösungsvarianten im DemoNetz3 mit 50% Synergie zu PQM

	Fixkosten k€	Kosten k€ / a	Gesamt k€ 1 Jahr	Gesamt k€ 5 Jahre	Gesamt k€ 10 Jahre
Längsreglereinsatz	300	1	301	306	312
Fernregelung	106	13	120	174	241
Koordinierte Spannungsregelung	146	14	161	218	289

¹³ Die laufenden Betriebskosten wurden für die Berechnung möglicher Projektfördersummen nicht verbarwertet, da Fördergelder nicht für eine Veranlagung vorgesehen sind; zudem wurde angenommen, dass die Kosten der Installationen in Jahr 0, also zum Zeitpunkt der Projektgenehmigung anfallen; Kosten für Personal zur Installation und Ergebnisauswertung der Anlagen für einen Demonstrationsbetrieb wurden ebenfalls nicht berücksichtigt

Tabelle 32: Aufschlüsselung der Kosten eines Demonstrationsprojekts für unterschiedliche Lösungsvarianten im DemoNetz3 mit 100% Synergie zu PQM

	Fixkosten k€	Kosten k€ / a	Gesamt k€ 1 Jahr	Gesamt k€ 5 Jahre	Gesamt k€ 10 Jahre
Längsreglereinsatz	300	1	301	306	312
Fernregelung	95	11	106	150	204
Koordinierte Spannungsregelung	135	12	147	194	252

4.6.5 Schlussfolgerungen der Projektierung

- Bei der Planung der Umsetzung der Regelungskonzepte wurde der Fokus auf die Fernregelung und koordinierte Spannungsregelung gelegt. Die Fernregelung und die koordinierte Spannungsregelung stellen die komplexesten Lösungen dar und sind gleichzeitig die meist versprechenden Konzepte, in Hinsicht auf Wirksamkeit bei eindeutigen wirtschaftlichen Vorteilen. Es erscheint also sinnvoll, diese zwei Konzepte zu demonstrieren um eventuelle Schwierigkeiten in Rahmen einer Umsetzung zu identifizieren und zu beseitigen.
- Die im Rahmen des Projekts entwickelte Methode der Spannungsbandeinschränkung macht eine Demonstration und Validierung der Funktion der verschiedenen Regelungskonzepte zu deutlich geringeren Kosten möglich, da keine zusätzlichen Erzeugungsanlagen im Netz integriert werden müssen.
- In den drei ausgewählten Netzabschnitten schnitt die Lösung „Längsregler“ am besten ab. Dies auf die Besonderheiten des Ansatzes zurückzuführen: es wurde nur in einem Mittelspannungsabzweig die DG-Dichte erhöht, um eine eventuelle Umsetzung zu erleichtern. Dies bevorzugt natürlich in einer signifikanten Weise die Wirksamkeit der Längsreglerlösung. Eine Demonstration der Längsreglerlösung ist nicht geplant, da diese zum Stand der Technik gehört und keine wesentliche Innovation darstellt.
- Für jeden Netzabschnitt wurde ermittelt um wie viel das Spannungsband eingeschränkt werden müsste damit die Notwendigkeit einer Spannungsregelung mittels der entwickelten Konzepte „Fernregelung“ und „koordinierte Spannungsregelung“ bedingt wird.
- Die Vorteile der einzelnen Regelungskonzepte bei erhöhter DG-Dichte wurden in Kapitel 4.5 untersucht und quantifiziert. Der technische Nutzen der Regelungskonzepte ist signifikant, die wirtschaftliche Vorteile eindeutig gegeben. Die notwendigen Kosten für eine Demonstration wurden abgeschätzt.
- Die Kosten für den Einsatz der Regelungskonzepte, liegen je Netzabschnitt, abhängig von der Laufzeit und Synergien zu anderen Projekten im Bereich von:

Koordinierte Spannungsregelung: ca. 150 k€ - 400 k€

Fernregelung: ca. 106 k€ - 288 k€

Es war im Zuge des Projektes und der identifizierten fehlenden Schritte bis zur Umsetzung (Verbesserung der Regelungskonzepte im Nachfolgeprojekt BAVIS¹⁴) im Zuge der Projektierung von DG DemoNetz Konzept nicht möglich, die Personalkosten und Engineeringkosten für ein Umsetzungsprojekt genauer abzuschätzen.

4.7 Leitfaden und Anforderungskatalog

Die Dokumente „Anforderungskatalog (Deliverable D3.1)“ und „Leitfaden für den Weg zum aktiven Verteilernetz¹⁵“ dient der Zusammenfassung von Ergebnissen der Diskussions- und Entwicklungsarbeit des Projektkonsortiums der in AP 2 und 3 verwendeten Methodik des Projektes, zur strukturierten Konzeption von technischen Maßnahmen für den aktiven Verteilernetzbetrieb mit einer hohen Dichte von dezentralen Erzeugungsanlagen (DG).

Das Dokument hat das Ziel der Informationsweitergabe über eine strukturierte Darstellung der im Projekt spezifisch angewandten Methodik (Anforderungskatalog) sowie der Möglichkeit, diese Methodik losgelöst vom konkreten Projekt auf andere Vorhaben im Bereich der Demonstration eines aktiven Netzbetriebes anzuwenden (Leitfaden).

Der Anforderungskatalog stellt die für die Realisierung der die im Projekt „DG DemoNetz-Konzept“ ausgewählten Demonstrations-Netzabschnitte als unabdingbar angesehenen Anforderungen zusammen. Er ist somit spezifisch für das Projekt und dient als Vorstufe zum geplanten Demonstrationsprojekt.

Der Leitfaden fasst die im Zuge des Projektes „DG DemoNetz-Konzept“ gemachten Erfahrungen und gewonnenen Kenntnisse hinsichtlich der Konzeption und Vorbereitung einer späteren Umsetzung von aktiven Netzabschnitten mit einer hohen Dichte an verteilten Erzeugern zusammen. Dabei wird von projektspezifischen Problemstellungen abstrahiert und auf Grundlage der im Projekt vorhandenen und gewonnenen Kompetenzen eine methodische Herangehensweise herausgearbeitet, welche auf andere Vorhaben im Bereich der Umsetzung aktiver Netzabschnitte abgewandt werden kann. Die Darstellung der Inhalte erfolgt in einer für die Leser ansprechenden Form, übersichtlich aufbereitet und mit anschaulichen Beispielen aus dem zugrundeliegenden Projekt „DG DemoNetz-Konzept“ versehen.

Zielsetzungen dieses Leitfadens

Der Leitfaden stellt die notwendigen technischen, wirtschaftlichen und organisatorischen Grundlagen für die Planung und Umsetzung von Pilotprojekten mit aktivem Verteilernetzbetrieb dar. Der gesamte Prozess zur Realisierung eines aktiven Verteilernetzes, von der Ist-Zustand-Erfassung bis hin zur Projektierung der neuen technischen Installationen, wird in diesem Leitfaden beschrieben.

¹⁴ Projekt BAVIS - Beitrag zum aktiven Verteilernetzbetrieb durch innovative Spannungsregelung“ im Rahmen des Programms „Energie der Zukunft“ des BMVIT und des BMWA

¹⁵ Andreas Lugmaier, Helfried Brunner et.al., Leitfaden für den Weg zum aktiven Verteilernetz – Intelligente Stromnetze der Zukunft, Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, Berichte aus Energie- und Umweltforschung, 13a/2008, Wien 2008

Der Leitfaden richtet sich an alle Personen und Organisationen, die sich in Österreich mit der Thematik der Integration verteilter Stromerzeuger ins elektrische Verteilernetz oder über Maßnahmen zur Erhöhung der Effizienz beschäftigen oder von diesem Themenbereich berührt werden. Er richtet sich insbesondere an jene Personen, die ein Projekt zur Analyse aktiver Verteilernetze in einem konkreten Anwendungsfall planen.

Der Leitfaden beschreibt den Lösungsweg hin zu den Vorteilen aktiver Verteilernetze und nicht nur eine mögliche Lösung und bleibt damit offen für neue noch bessere Konzepte. Außerdem fußt er auf der Erfahrung mit der Simulation und Analyse von drei konkreten Netzabschnitten im Rahmen des Projektes DG Demonetz und bildet damit eine sichere Basis für weitere Forschungs- und Entwicklungsaufgaben in diesem Bereich.

Die in Abbildung 126 auf der folgenden Seite dargestellte Methodik gliedert sich in mehrere Schritte, die sich im Projektverlauf als günstig gewählt herausgestellt haben. Diese umfassen die Erfassung des Ist-Zustands, die Abschätzung von Potenzialen, das Entwickeln von Lösungsvarianten, die Analyse und Auswahl, sowie die abschließende Projektierung.

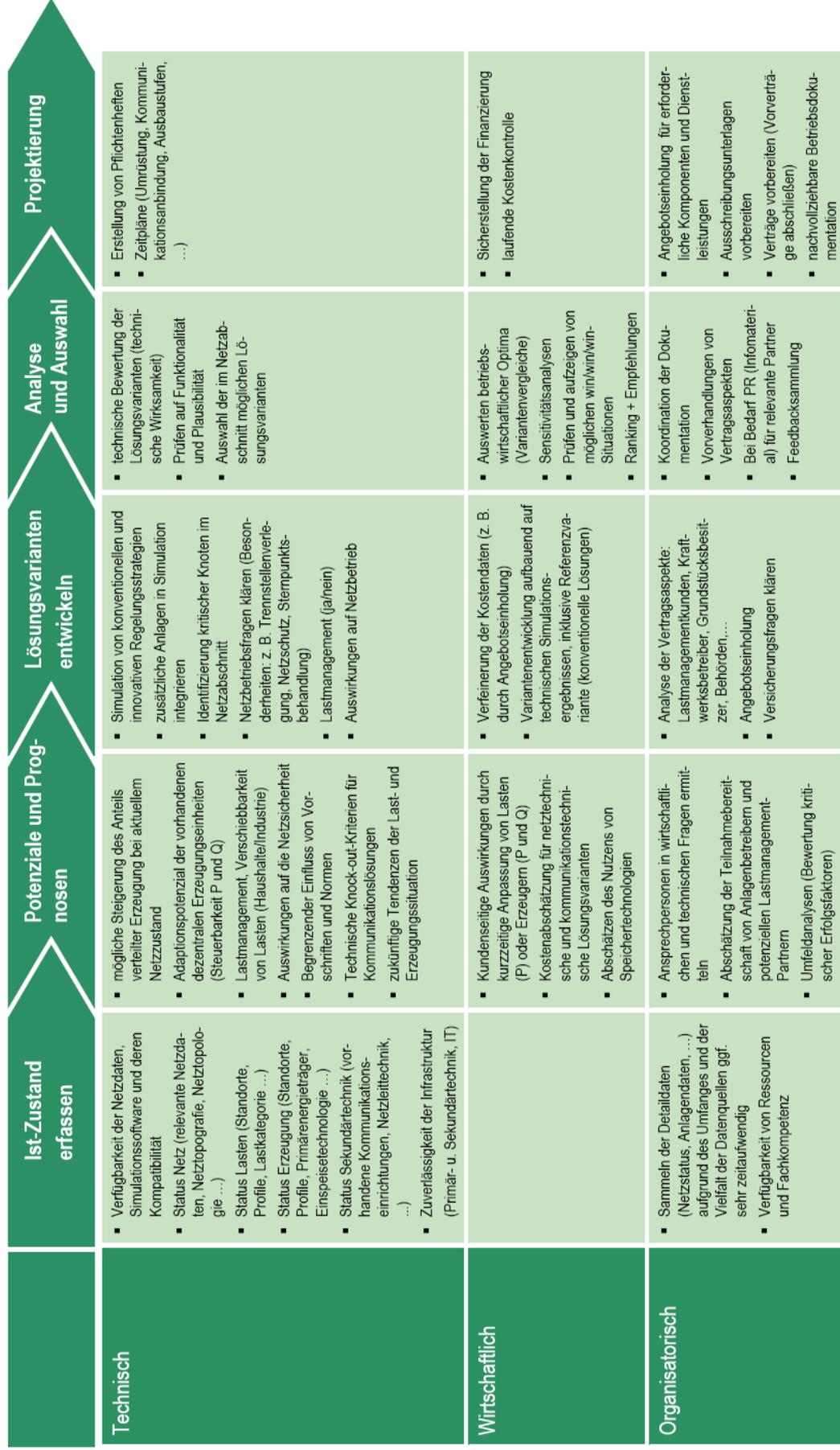


Abbildung 126: Die Phasen auf dem Weg zum aktiven Verteilnetz (Quelle [8])

5 Das Projekt DG DemoNetz-Konzept und die Programmlinie Energiesysteme der Zukunft

5.1 Beitrag zum Gesamtziel der Programmlinie

Energieeffizienz / Verbesserungen der Gesamteffizienz von Energiesystemen und ihren Komponenten

Durch den Einsatz der im Projekt DG DemoNetz-Konzept erarbeiteten Spannungsregelungskonzepte, wird für die dezentralen Energieerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger eine Erweiterung der Rolle des reinen Energieproduzenten auf einen Lieferanten von Netzdienstleistungen ermöglicht. Dieser Mehrwert führt gleichzeitig zu einem effizienteren Einsatz des jeweiligen Primärenergieträgers. Gleichzeitig führt der Einsatz der entwickelten Konzepte zu einer wesentlich effizienteren Ausnutzung der bestehenden Netzinfrastruktur.

Das Projekt leistet einen wesentlichen Beitrag zur Entwicklung eines auf der Nutzung erneuerbarer Energieträger aufbauenden, energieeffizienten und intelligenten Energiesystems.

Nutzung erneuerbarer Energieträger / Schaffung einer technologischen Basis zur Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energieträger

Aus umwelt- und wirtschaftspolitischen Gründen spielt in zukünftigen europäischen Energiesystemen die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern eine entscheidende Rolle. Mit den im Projekt DG DemoNetz-Konzept entwickelten Spannungsregelungskonzepten ist die Integration einer möglichst hohen Dichte an dezentraler Energieerzeugung basierend auf erneuerbaren Energieträgern in Verteilnetze unter Beibehaltung der hohen Versorgungsqualität möglich. Damit kann ein wesentlicher Beitrag zur Reduktion des CO₂ Ausstoßes bei der Stromerzeugung geleistet werden.

Wie im Projekt gezeigt werden konnte, sind die Lösungen kosteneffizienter als ein Referenzszenario, welches eine derzeit übliche Netzverstärkung vorsieht. Damit sind aus Sicht des Netzbetriebes die technischen und wirtschaftlichen Voraussetzungen geschaffen, um in den bestehenden Verteilnetzen den Anteil erneuerbarer Energieträger weiter auszubauen.

Systemfragen und geeignete Implementierungsstrategien

Eigentliches Kernthema des Projekts war die Erhöhung des Anteils dezentraler Erzeugungsanlagen durch „intelligenten“ aktiven Netzbetrieb in Verteilnetzen mittels des systemischen Ansatzes von innovativen Spannungsregelungstechnologien unter Einbindung von Netzbetreiber, Erzeuger und Verbraucher, d.h. die Schaffung von intelligenten Energiesystemen. Die einzelnen Akteure sind zu diesem Zweck je nach im Projekt eingesetzten und erarbeiteten Spannungsregelungskonzepten über Informations- und Kommunikationssysteme miteinander intelligent vernetzt. Damit wird durch intelligente Lösungen ein optimierter Betrieb des Gesamtsystems ermöglicht und damit eine effizientere Ausnutzung der Netzinfrastruktur erreicht. Im Zuge der im Projekt vorgesehenen Projektierung, konnte eine Planung der Implementierung der entwickelten Regelungskonzepte in bestehende Netzabschnitte durchgeführt werden.

Verbesserung der Kooperation Wissenschaft / Wirtschaft und Ausbau der Forschungskompetenz

Die erfolgreiche Zusammenarbeit von Wissenschaft (außeruniversitäre Forschung und Universitäten) sowie der am Projekt beteiligte Unternehmen aus der Elektrizitätswirtschaft hat sich als nachhaltig durch die Einreichung des Nachfolgeprojekts BAVIS als nachhaltig gezeigt. Durch die wissenschaftliche Relevanz der Projektergebnisse und der Präsentation in Form wissenschaftlicher Publikationen (siehe Kapitel 8.4) konnte sich das Konsortium auf dem Gebiet des aktiven Verteilnetzbetriebes international Positionieren und somit den Forschungsstandort Österreich auf diesem Gebiet stärken.

5.2 Einbeziehung der Zielgruppen

Im Projekt DG DemoNetz-Konzept wurden die Möglichkeiten, Auswirkungen und Begrenzungen eines aktiven Verteilnetzbetriebes untersucht. Durch die Systemgebundenheit des Elektrizitätssystems (d.h. physikalische Einheit von Erzeugung, Übertragung und Verteilung sowie Verbrauch) sind die Projektergebnisse für Verbraucher (Kunden), Erzeuger (Anlagenbetreiber) sowie Verteilnetzbetreiber, aber auch für öffentliche Stellen (Ministerium, Regulierungsbehörde, etc...) von Bedeutung.

- Die Netzbetreiber sind von großer Bedeutung und waren daher von Beginn an aktiv eingebunden und brachten wesentliche Erfahrungen und Arbeitsleistung in das Projekt ein.
- Anlagenbetreiber wollen möglichst viel Energie in das Netz einspeisen und verkaufen und daher möglichst hohe Leistung anschließen – diese Aspekte werden im Projekt berücksichtigt – eine direkte Teilnahme war aber aufgrund der Bekanntheit der Bedürfnisse nicht notwendig – eine Integration erfolgte über den Beirat (siehe Kapitel 8.2) und bei der Erstellung der lokalen Lösungsansätzen und Projektierung.

- Entscheidungsträger und Behörden (z.B.: Ministerien, etc.) waren im Beirat vertreten (siehe Kapitel 8.2)
- Relevante Interessensvertreter (z.B. Anlagenbetreiber, VKI, Universität, Ministerium etc...), welche nicht direkt in das Projektteam eingebunden waren, aber für eine Akzeptanz und Verbreitung der Ergebnisse relevant waren, wurden durch den Beirat (siehe Kapitel 8.2) in das Projekt integriert.
- Im Rahmen der Suche nach den idealen Standorten und vor allem bei der späteren Umsetzung werden aufgrund der oben angesprochenen Systemgebundenheit auch alle anderen Akteure im lokalen Verteilnetz (vor allem relevante Anlagenbetreiber) in das Projekt miteinbezogen und deren Bedürfnisse berücksichtigt.
- Im Rahmen der in Kapitel 8 dargestellten Disseminierungsaktivitäten war in Form von öffentlichen Veranstaltungen eine Einbindung der breiten Öffentlichkeit und des interessierten Fachpublikums in die Diskussion der Zwischen- und Endergebnisse möglich.

5.3 Umsetzungspotentiale

Durch diese Lösungen des Projekts DG DemoNetz-Konzept kann das für den Netzbetreiber wesentliche Spannungsband im Verteilnetz effizienter genutzt werden und damit ohne kostenintensiven Netzausbau eine deutlich höhere Dichte an dezentralen Erzeugungsanlagen angeschlossen werden.

Vor einer praktischen Demonstration der Regelungskonzepte müssen diese jedoch noch weiterentwickelt und verbessert werden. Hinsichtlich einer möglichen späteren praktischen Umsetzung dieser Strategien haben sich jedoch noch einige offene Fragen ergeben die über den Inhalt und die Ziele des Projekts hinausgehen jedoch bei einem praktischen Einsatz berücksichtigt werden müssen.

Die Klärung folgender Fragestellungen bzw. Integration folgender Funktionalitäten zur Verbesserung der zurzeit vorliegenden Regelungskonzepte sind Inhalte des Nachfolgeprojekts BAVIS, welches im Rahmen der 1. Ausschreibung der Programmlinie Energie der Zukunft eingereicht und auch genehmigt wurde:

- Welche Spannungsregelungskonzepte sind für bestimmte Probleme am besten geeignet?
- Welches Potential haben Netznutzer und welche Rolle können Netznutzer bei der Spannungsregelung spielen? Wie viel ist durch Demand Side Management erreichbar, wie ist die Aufwand/Nutzen Relation? Wie sieht dies im Vergleich mit dem Beitrag von dezentralen Erzeugern aus?
- Wie sind die Anforderungen durch betriebliche Fragen wie z.B. Trennstellenverlagerung, Ersatzstromversorgung zu lösen?
- Wie reagieren die Regelungskonzepte auf Ereignisse wie Netzfehler? Wie wird das n-1 Sicherheitskriterium für das Mittelspannungsnetz eingehalten?

- Inwieweit sind Anpassungen an die organisatorischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen notwendig? Welche Geschäftsmodelle wären dafür geeignet?
- Welche Methoden können eine vereinfachte Planung eines Netzes mit aktiver Spannungsregelung ermöglichen? Wie sollte die Anschlussbeurteilung in aktiven Verteilnetzen durchgeführt werden?

Die adaptierten Strategien zur Spannungsregelung in Verteilnetzen können in einem weiteren Schritt in einem Demonstrationsbetrieb in der Praxis eingesetzt, evaluiert und weiter verbessert werden. Damit wird die Basis für eine breite Anwendung der Strategien in österreichischen, aber auch europäischen Verteilnetzen gelegt.

6 Schlussfolgerungen

Das Konsortium hat im Projekt „DG DemoNetz-Konzept“ Spannungsregelungskonzepte für das Mittelspannungsnetz entwickelt, um eine möglichst hohe Dichte an dezentralen Energieerzeugern basierend auf erneuerbaren Energieträgern im Netz integrieren zu können. Im Rahmen des Projekts wurde das Potenzial eines aktiven Netzbetriebs abgeschätzt, um ohne teure Netzverstärkungsmaßnahmen eine Vielzahl an dezentralen Erzeugungsanlagen ins Netz integrieren zu können. Das wesentliche Ergebnis ist, dass der Spielraum am Spannungsband, der durch die innovativen Spannungsregelungskonzepte gewonnen werden kann, eine erhebliche Steigerung der integrierbaren Dichte an dezentrale Erzeugungsanlagen ermöglicht (von ca. 60 % auf 90 % der Starklast in einem der drei betrachteten Netze). Dies bedeutet, dass neben konventionellen Maßnahmen zur Netzintegration dezentraler Erzeugungsanlagen auch neue, „aktivere“ Methoden technisch realisierbar und im Vergleich zu konventionellen Netzverstärkungsmaßnahmen wirtschaftlich konkurrenzfähig sind (Abbildung 127 bis Abbildung 129). In den betrachteten Netzabschnitten ist auf Basis der Simulationen eine Reduktion der Kosten für die Netzintegration der Erzeugungsanlagen von 30% bis 85% gegenüber dem Referenzszenario Leitungsverstärkung möglich.

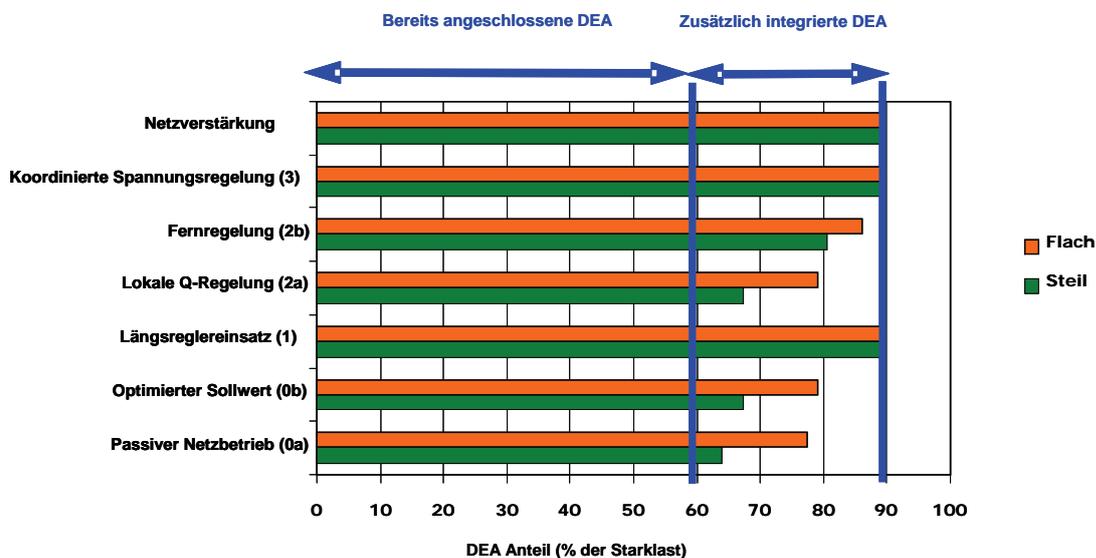


Abbildung 127: Zusätzliche integrierbare DEA Leistung der unterschiedlichen Spannungsregelungskonzepte, DemoNetz2

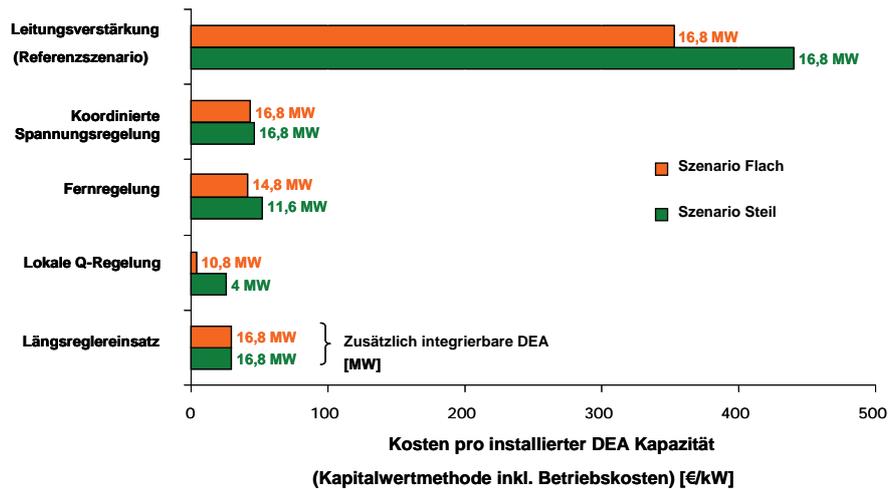


Abbildung 128: Kosten pro installierter DEA Kapazität (€/kW, DemoNetz1)

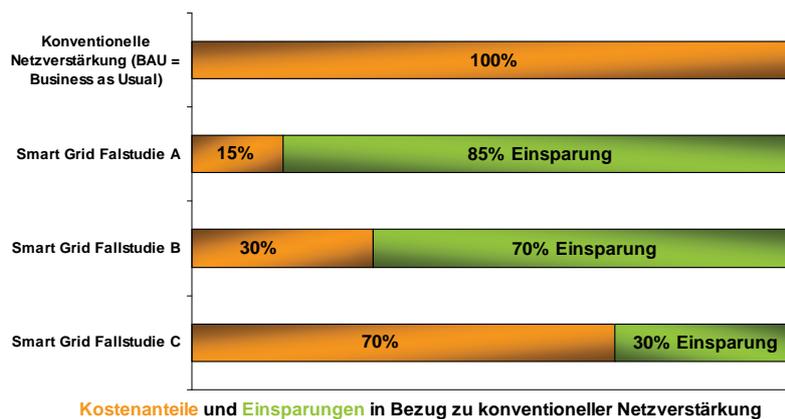


Abbildung 129: Kostenanteile und Einsparungen in Bezug zu konventioneller Netzverstärkung in den drei betrachteten Netzabschnitten

Jede der gezeigten Varianten, auch wenn sie in den Beschreibungen aus technischer Sicht vorerst logisch erscheinen mögen, bedeutet ausgehend von der derzeitigen Netzbetriebsweise und den Rahmenbedingungen für den Netz- und auch den Anlagenbetreiber eine große Neuerung. Infolge der vielversprechenden Projektergebnisse besteht vor allem seitens der Netzbetreiber das Bestreben einer Umsetzung der Projektergebnisse unter Einbindung der Erzeugungsanlagen in den betrachteten Netzabschnitten. Für Anlagenbetreiber ergibt sich bei einer erfolgreichen Umsetzung die Möglichkeit Erzeugungsanlagen zukünftig günstiger an das Netz anzuschließen.

Die kostengünstigste Variante „Längsreglereinsatz“ erreicht den Kostenvorteil vor allem durch die im Projekt gewählte DG Zubaustrategie (Zubau eines Großteils der zusätzlichen Anlagen innerhalb eines Netzabzweigs). Der alleinige Einsatz dieser Variante wird daher in der Praxis nicht immer den gewünschten Effekt zeigen. Daher können auch die anderen un-

tersuchten Varianten bzw. eine geeignete Kombination in Zukunft durchaus eine Anwendung finden.

In den Simulationen haben sich die beiden Regelungskonzepte „Koordinierte Spannungsregelung“ und „Fernregelung“ sehr wirkungsvoll erwiesen. Daher werden besonders diese beiden Konzepte in Zukunft weiterverfolgt.

Es muss betont werden, dass die vorgenommenen ökonomischen Auswertungen für jede Fallstudie innerhalb der drei Verteilnetzabschnitte separat berechnet worden sind. Die Ableitung von allgemein gültigen Aussagen zu den Kosten aktiver Netzlösungen ist daher nicht zulässig und wird vom Projektteam nicht unterstützt. In Hinblick auf die gewählte Methode des Zubaus neuer DG Anlagen muss erläutert werden, dass angenommen wird, dass der Netzbetreiber diese Anlagen den Netzzugang garantiert. Dieser Umstand kann in der Realität oft zu sehr hohen Netzanschlusskosten für einzelne Erzeugeranlagen bedeuten, sodass die Wirtschaftlichkeit der Anlage unter Umständen nicht mehr gegeben ist. Im Projekt DG-Demonetz wurde dieser Umstand jedoch vernachlässigt, um zu untersuchen, ob neue Konzepte des Netzbetriebs im Vergleich zu konventionellen Maßnahmen der Netzintegration konkurrenzfähig sind. Ist dies der Fall, kann dies gegebenenfalls in Zukunft die Netzanschlusskosten für neue Erzeugeranlagen positiv beeinflussen und den Ausbau der dezentralen Erzeugung fördern.

Die im Rahmen des Projekts entwickelte Methode der Spannungsbandeinschränkung macht eine Demonstration und Validierung der Funktion der verschiedenen Regelungskonzepte zu deutlich geringeren Kosten möglich, da keine zusätzlichen Erzeugungsanlagen im Netz integriert werden müssen. Für jeden Netzabschnitt wurde ermittelt um wie viel das Spannungsband eingeschränkt werden müsste damit die Notwendigkeit einer Spannungsregelung mittels der entwickelten Konzepte „Fernregelung“ und „koordinierte Spannungsregelung“ bedingt wird.

Die Kosten für den Einsatz der Regelungskonzepte, liegen je Netzabschnitt, abhängig von der Laufzeit und Synergien zu anderen Projekten im Bereich von:

- Koordinierte Spannungsregelung: ca. 150 k€ - 400 k€
- Fernregelung: ca. 106 k€ - 288 k€

Aufgrund der identifizierten fehlenden Schritte bis zur Umsetzung (Verbesserung der Regelungskonzepte im Nachfolgeprojekt BAVIS¹⁶) im Zuge der Projektierung von DG DemoNetz Konzept nicht möglich, die Personalkosten und Engineeringkosten für ein Umsetzungsprojekt genauer abzuschätzen.

¹⁶ Projekt BAVIS - Beitrag zum aktiven Verteilnetzbetrieb durch innovative Spannungsregelung“ im Rahmen des Programms „Energie der Zukunft“ des BMVIT und des BMWA

7 Ausblick

Die Projektergebnisse auf Basis der beiden realen Beispielnetze zeigen, dass innovative Spannungsregelungskonzepte zur Integration dezentraler Erzeugeranlagen technisch realisierbar und im Vergleich zur konventionellen Leitungsverstärkung wirtschaftlich konkurrenzfähig sind.

Hinsichtlich einer möglichen späteren praktischen Umsetzung dieser Strategien haben sich jedoch noch einige offene Fragen ergeben die über den Inhalt und die Ziele des Projekts hinausgehen jedoch bei einem praktischen Einsatz berücksichtigt werden müssen. Primär müssen folgende betriebliche Detailfragen geklärt werden:

- Wie sind die Anforderungen durch betriebliche Fragen wie z.B. Trennstellenverlagerung, Ersatzstromversorgung zu lösen und wie reagieren die Regelungskonzepte auf Ereignisse wie Netzfehler?
- Welche Methoden können eine vereinfachte Planung eines Netzes mit aktiver Spannungsregelung ermöglichen?
- Welcher zusätzlicher technische Nutzen wird durch Erweiterung des Regelungskonzepts ins Niederspannungsnetz erreicht?

Diese Fragestellungen werden im Nachfolgeprojekt BAVIS¹⁷ geklärt und die Spannungsregelungskonzepte entsprechend verbessert.

Nicht geklärt ist ob die in der Simulation entwickelten Konzepte auch im praktischen Netzbetrieb diese Wirksamkeit und Performance aufweisen wie die Ergebnisse aus dem Projekt DG DemoNetz Konzept erwarten lassen. Daher wird nach erfolgreichem Abschluss des Projekts BAVIS eine Demonstration der Regelungskonzepte in den betrachteten Netzabschnitten angestrebt.

¹⁷ Projekt BAVIS - Beitrag zum aktiven Verteilnetzbetrieb durch innovative Spannungsregelung“ im Rahmen des Programms „Energie der Zukunft“ des BMVIT und des BMWA

8 Dissemination

8.1 Internationales Symposium für verteilte Stromerzeugung und intelligente Netze

Am 18. und 19. Oktober 2006 fand in Wien bei arsenal research, im Techbase Vienna, das gemeinsam mit dem Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie (BMVIT) veranstaltete „1. Internationale Symposium für verteilte Stromerzeugung und intelligente Netze“ statt. Der VEÖ fungierte als Kooperationspartner dieser Veranstaltung. Der Trend zu einer mehr und mehr dezentralen Stromversorgung in Europa wurde bei der Fachtagung von etwa 100 Experten ausführlich diskutiert. Neben Netzbetreibern waren vor allem Anlagenbetreiber und Vertreter aus der Wirtschaft anwesend, ebenso wie Vertreter der Forschung, Regulierungsbehörde und Ministerien. Vortragende waren unter anderem auch einige Leiter der in der Evaluierung in AP2 herangezogenen Forschungs- und Demonstrationsprojekte, welche auch zu einem Expertenmeeting im Zuge des Projekts DG DemoNetz-Konzept eingeladen wurden (siehe 8.2). Im Zuge des Symposiums wurde das Projekt DG DemoNetz-Konzept einem breiten Publikum vorgestellt:

DG DemoNetz – Konzept, Aktiver Betrieb von elektrischen Verteilnetzen mit hohem Anteil dezentraler Stromerzeugung – Konzeption von Demonstrationsnetzen

Dipl.-Ing. Andreas Lugmaier, Dipl.-Ing. Helfried Brunner; Dipl.-Ing. Hubert Fechner, MAS, MSc; „1. Internationale Symposium für verteilte Stromerzeugung und intelligente Netze“, Oktober 2006, Wien

Am 17. und 18. Oktober 2007 wurde in Wien, wiederum gemeinsam mit dem BMVIT das „2. Internationale Symposium für verteilte Stromerzeugung und intelligente Netze“ veranstaltet. Bei dieser Veranstaltung wurde der Schwerpunkt auf praxisorientierte Forschungsansätze für den Verteilnetzbetrieb der Zukunft gelegt (wie auch im Projekt „DG DemoNetz – Konzept“). Die zunehmende dezentralisierte Stromversorgung bietet Raum für neue Forschungsansätze und erfordert ein Überdenken und eine Diskussion der regulatorischen Rahmenbedingungen. Im Rahmen des Symposiums wurden, neben ersten Ergebnissen des Projekts DG DemoNetz-Konzept, internationale Erfahrungen und Erwartungen präsentiert und mit einem Fachpublikum aus Wirtschaft, Industrie, Wissenschaft und Forschung sowie Regulierungsbehörden diskutiert:

DG DemoNetz – Konzept, Ausgewählte Ergebnisse

Dipl.-Ing. Andreas Lugmaier, Dipl.-Ing. Helfried Brunner; Dipl.-Ing. Benot Bletterie, 2. Internationale Symposium für verteilte Stromerzeugung und intelligente Netze, Oktober 2007, Wien

Von 14. bis 16 Mai 2008 wurde im Rahmen der SMART GRIDS-WEEK VIENNA08 das Thema „Energiesysteme und Netze“ breit vorgestellt und diskutiert. Aufgabe der SMART GRIDS-WEEK VIENNA08 war es die bisher dazu entstandenen Forschungs- und Entwicklungsarbeiten und Initiativen – national und international – zu präsentieren und wiederum mit einem Fachpublikum aus Wirtschaft und Industrie, Wissenschaft und Forschung sowie Verwaltung und Behörden zu diskutieren und somit den Boden für neue Entwicklung aufzubereiten. Im Rahmen der SMART GRIDS-WEEK VIENNA08 wurden folgende Veranstaltungen durchgeführt:

- e2050 Smart-Grids-Projektforum (14.Mai)
- 3. internationales Symposium für verteilte Stromerzeugung und intelligente Netze (15. und 16.Mai)
- Vernetzungstreffen: Wiener Abend (14. Mai) und Galadinner (15.Mai)
- Kick Off Meeting des Annex 2 (Distributed Generation Integration in Distribution Networks) innerhalb des IEA Implementing Agreements ENARD (Electricity Networks Research, Analysis and Development. Diese Aktivität wird vom Projektleiter DG DemoNetz Konzept geleitet.

Im Zuge des 3. Internationalen Symposiums für verteilte Stromerzeugung und intelligente Netze fand die Abschlusspräsentation des Projekts DG DemoNetz-Konzept statt. Dem Projekt wurde eine eigene Session mit dem Titel „Ein österreichischer Ansatz für Smart Grids – DG DemoNetz Konzept“ mit folgenden Vorträgen gewidmet:

- **"DG DemoNetz-Konzept" - Innovative Spannungsregelungsstrategien als ein Schlüssel in Richtung Intelligenter Verteilernetze in Österreich**, *Helfried Brunner, Benoit Bletterie, arsenal research*
- **Economic Assessment of Active DG System Integration Utilizing Infrastructure More Efficiently**, *Wolfgang Prügler, EEG TU Wien*
- **Innovative Spannungsregelungskonzepte aus der Sicht von Netzbetreibern - Ergebnisse und Herausforderungen des Projektes DG DemoNetz-Konzept**, *Andreas Abart, Energie AG Oberösterreich Netz GmbH, Reinhard Nennung, VKW Netz AG*

8.2 Durchführung eines internationalen Expertenmeetings

Am 20. Oktober wurden die beim 1. Internationalen Symposium für verteilte Energieerzeugung und intelligente Netze eingeladenen internationalen Fachexperten:

- Chris Marnay (Berkeley Laboratorien in Kalifornien, USA)
- Norbert Lewald (Stadtwerke Karlsruhe, Deutschland)
- Christof Wittwer (Institut für Solare Energiesysteme, Deutschland)
- Carsten Strunge (Übertragungsnetzbetreiber energinet.dk, Dänemark)

zu einem Projektmeeting des DG DemoNetz-Konzept-Teams eingeladen, um mit Ihnen ihre Erfahrungen zu diskutieren bzw. Kommentare und Anregungen für das Projekt DG DemoNetz-Konzept zu erhalten. Um das Meeting möglichst kurz halten zu können wurde im Vor-

feld der Veranstaltung ein vom Projektteam verfasster Fragebogen an die Experten gesendet und diese Fragen anschließend im Meeting diskutiert.

Die zentralen Aussagen dieser Diskussion waren:

- Genaue Zieldefinition ist für den Erfolg von Demonstrationsprojekten essentiell. Es sind Projekte aufgrund des fehlenden Fokus schon gescheitert
- Eine Erhöhung des Anteils von dezentralen Erzeugern, Bildung von Inselnetzen für die Versorgungssicherheit und Schwarzstartfähigkeit wurden als drei mögliche Fragestellungen im Netz erkannt. Diese Punkte müssen aber nicht unbedingt zusammenhängen.
- Für das Auffinden von geeigneten Demonetzen sind detaillierte Analysen notwendig
- Teilweise werden den Anlagenbetreibern durch begrenzte Einspeisung eventuell auftretende finanzielle Verlust aus dem Projektbudget abgegolten.
- Tarife spielen eine entscheidende Rolle bei der Aktivierung von Verbrauchern in den Demonstrationsbetrieben
- Die Experten sehen DG DemoNetz-Konzept als ein sehr ambitioniertes Projekt

8.3 Projektbeirat und Beiratsmeetings

Durch die Implementierung eines Projektbeirats wurden alle relevante Interessensvertreter, welche nicht direkt in das Projektteam miteingebunden sind, aber für eine Akzeptanz und Verbreitung der Ergebnisse relevant sind, integriert (Anlagenbetreiber – IG Wind, Biomasseverband, Photovoltaikverband, Kleinwasserkraft-verband, VKI, Universitäten, e-control, Ministerium – BMVIT, BMWA, BMLFUW, andere Netzbetreiber). Beiräte erhielten die Möglichkeit vor wichtigen Meilensteinen (Erstellung Stufenmodell, Leitfaden, Endbericht) Inputs und Anmerkungen zu liefern und mit dem Projektteam zu diskutieren.

Am 19. Oktober 2006 fand das erste Beiratsmeeting statt. Der Inhalt des Meetings war primär die Vorstellung des Projektes und die Definition der Rolle des Beirats. Beim zweiten Beiratsmeeting des „DG DemoNetz – Konzeption“ Projektes wurden am 23. April 2007 der Erstentwurf des Leitfadens, sowie erste technische und wirtschaftliche Ergebnisse zum Stufenmodell vorgestellt und diskutiert.

8.4 Veröffentlichungen

Die Zwischen- und Endergebnisse des Projekts DG DemoNetz-Konzept wurden durch folgende Veröffentlichungen einem breiten wissenschaftlichen Publikum präsentiert und zur Diskussion gestellt:

Andreas Lugmaier, Helfried Brunner et.al.

Leitfaden für den Weg zum aktiven Verteilernetz – Intelligente Stromnetze der Zukunft, Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, Berichte aus Energie- und Umweltforschung, 13a/2008, Wien 2008

Helfried Brunner, Benoît Bletterie, Wolfgang Prügler

Technische und Ökonomische Bewertung des Einsatzes von innovativen Spannungsregelungskonzepten in Verteilnetzen mit hoher Dichte an dezentralen Stromerzeugern, E&I Elektrotechnik und Informationstechnik, Österreichischer Verband für Elektrotechnik/Springer-Verlag GmbH, 125/12: 419-425. DOI 10.1007/s00502-008-0593-1

Wolfgang Prügler, Helfried Brunner, Benoît Bletterie, Friederich Kupzog

Aktive Netzintegration dezentraler Stromerzeuger unter verbesserter Ausnutzung bestehender Verteilnetzinfrastrukturen – Eine österreichische Fallstudie; EnnInnov08 – Symposium Energieinnovation, 13-15.2.2008, Graz, Österreich

Wolfgang Prügler, Friederich Kupzog, Benoit Bletterie, Helfried Brunner

„Active Grid Integration of Distributed Generation utilizing existing infrastructure more efficiently - an Austrian case study”, 5th International Conference on the European Electricity Market, 978-1-4244-1744-5/08/\$25.00 ©2008 IEEE, Lissabon

Tomaž Pfajfar, Igor Papič, Benoît Bletterie, Helfried Brunner

Improving power quality with coordinated voltage control in networks with dispersed generation; 9th International Conference Electrical Power Quality and Utilisation, 9.-11. October 2007, Barcelona, Spain

Friederich Kupzog, Helfried Brunner, Wolfgang Prügler, Thomas Pfajfar, Andreas Lugmaier

DG DemoNet-Concept - A new Algorithm for active Distribution Grid Operation facilitating high DG penetration, 5th International IEEE Conference on Industrial Informatics (INDIN 2007), Vienna, Austria, July 2007

Wolfgang Prügler, Friederich Kupzog, Benoit Bletterie, Thomas Pfajfar

Status quo of Distributed Generation, future trends and recommendations for active Distribution Grid Operation in Austria, IYCE 2007, Budapest, May 2007

Andreas Lugmaier, Helfried Brunner, Benoît Bletterie, Friederich Kupzog, Andreas Abart

Intelligent Distribution Grids in Respect of a Growing Share of Distributed Generation
CIRED - 19th International Conference on Electricity Distribution, 21.-24. May 2007, Vienna, Austria

Andreas Lugmaier, Helfried Brunner, Wolfgang Prügler, Lukas Weissensteiner

DG DemoNetz - Konzept – Aktiver Betrieb von elektrischen Verteilnetzen mit hohem Anteil dezentraler Stromerzeugung – Konzeption von Demonstrationsnetzen

IEWT - Internationale Energiewirtschaftstagung, 14.-16. Februar 2007, Wien, Österreich

Helfried Brunner, Benoît Bletterie, Andreas Lugmaier, Tomaz Pfajfar

Strategien für die Spannungsregelung in Verteilnetzen mit einem hohen Anteil an dezentralen Stromeinspeisern

IEWT - Internationale Energiewirtschaftstagung, 14.-16. Februar 2007, Wien, Österreich

9 Literaturverzeichnis

- [1] EurEnDel Delphi, 2004. Technology and Social Visions for Europe's Energy Future a Europe-wide Delphi Study, http://www.izt.de/pdfs/eurendel/results/eurendel_final.pdf, Stand 23. Mai 2008
- [2] T. Degner, J. Schmid, P. Strauss (2006): „DISPOWER – Distributed Generation with High Penetration of Renewable Energy Sources“, Final Project Report p. 15 - 17, Contract No. ENK-CT-2001-00522; Kassel, 2006
- [3] EN 50160 Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen; Deutsche Fassung EN 50160:2007
- [4] R. Nenning: “Das Forschungsprojekt DG DemoNetz – Integration dezentraler Energieerzeuger in aktive Verteilernetze“, Tagungsband NEPLAN® User-Meeting, Zürich, 2007
- [5] Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen; Deutsche Fassung EN 50160:2007
- [6] H. Fechner et al., „Technologie-Roadmap für Photovoltaik in Österreich“
- [7] R. Bründlinger, H. Brunner, Verbesserung der Versorgungsqualität in Netzen mit dezentraler Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energieträgern, BMVIT, Berichte aus Energie- und Umweltforschung 48/2006
- [8] Andreas Lugmaier, Helfried Brunner et.al., Leitfaden für den Weg zum aktiven Verteilernetz – Intelligente Stromnetze der Zukunft, Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, Berichte aus Energie- und Umweltforschung, 13a/2008, Wien 2008

10 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Kostenanteile und Einsparungen in Bezug zu konventioneller Netzverstärkung in den drei betrachteten Netzabschnitten am Beispiel „Koordinierte Spannungsregelung“	14
Abbildung 2: Erwartete Technologische Entwicklungen in der Delphi Studie und Einfluss auf die vier betrachteten Gebiete (Quelle: EurEnDel Delphi 2004, S.34).....	17
Abbildung 3: Übergang von zentraler auf dezentrale Erzeugungsstruktur.....	18
Abbildung 4: Strukturwandel in Stromversorgungsnetzen	19
Abbildung 5: Veränderung der Rolle von dezentralen Einspeisern.....	20
Abbildung 6: Angewandte Methodik im Detail.....	28
Abbildung 7: Methodik zur Entwicklung der Spannungsregelungskonzepte im Rahmen des Projekts DG DemoNetz-Konzept.....	29
Abbildung 8: Prinzipielle Darstellung der Schnittstelle zwischen PowerFactory® und Matlab®	31
Abbildung 9: Auswertung der Netzverstärkungskosten der Referenzvariante für einen Zubau von DG Anlagen im DemoNetz1	37
Abbildung 10: Bewertungsmethode (Barwertrechnung) für verschiedene Lösungsansätze zur aktiven Spannungshaltung	38
Abbildung 11: Illustration der Entwicklung des Spotmarktpreises an der Strombörse „Energy Exchange Austria - EXAA“; Die Viertelstundenwerte für das Jahr 2006 wurden dabei interpoliert.....	40
Abbildung 12: Spannungsregelung - Derzeitige Praxis.....	41
Abbildung 13: Spannungsanhebung durch verteilte Erzeuger (vgl. [3])	42
Abbildung 14: Erweiterte Reserve in der Spannungsbandbewirtschaftung	43
Abbildung 15: Vereinfachte Darstellung eines radialbetriebenen Verteilnetzes mit Erzeugungsanlage.....	49
Abbildung 16: Stufenmodell „Aktive Spannungsregelung“	50
Abbildung 17: Spannungsregelung - Derzeitige Praxis.....	51
Abbildung 18: Funktionsübersicht der derzeitigen Praxis	52
Abbildung 19: Funktionsübersicht der Entkopplung der Spannungsregelung.....	53
Abbildung 20: Lokale Spannungsregelung - Prinzip	54
Abbildung 21: Prinzipdarstellung der Fernregelung	54
Abbildung 22: Übersichtsdarstellung der Fernregelung	55
Abbildung 23: Prinzipschaltbild der koordinierten Spannungsregelung	56

Abbildung 24: Funktionsweise der koordinierten Spannungsregelung	57
Abbildung 25: Regeln der koordinierten Spannungsregelung.....	58
Abbildung 26: Zusätzliche Anlagen gereiht nach dem Einfluss des Anschlusses auf die Spannung.....	63
Abbildung 27: Die Beitragsmatrix für die koordinierte Spannungsregelung	64
Abbildung 28: Entkopplung der Matrix bei der Spannungsregelung	64
Abbildung 29: Schema der Regelung für die Erzeugungseinheiten.....	65
Abbildung 30: Dynamischer Regelungsbedarf	66
Abbildung 31: Lokaler Regelungsbedarf	67
Abbildung 32: Lage der kritischen Knoten in einem Beispielnetz.....	69
Abbildung 33: Konzept zum Ausbau der Kommunikationsinfrastruktur in einem DG-DemoNetz. In vielen Fällen ist ein Teil der benötigten Kommunikationsinfrastruktur bereits vorhanden. Ausbaumöglichkeiten z.B. von Richtfunk lassen sich teilweise unkompliziert im Rahmen von planmäßigen Wartungsarbeiten durch eine Funkmessung bestimmen.....	71
Abbildung 34: Skizze des betrachteten DemoNetz1.....	75
Abbildung 35: Definition der zwei Randszenarien („flach“ und „steil“) Anhand der Auswirkung der Anlagen auf die Spannungshaltung – DemoNetz1	76
Abbildung 36: dynamischer Regelungsbedarf als Funktion der DEA-Dichte – DemoNetz1 ..	77
Abbildung 37: lokaler Regelungsbedarf als Funktion der DEA-Dichte – DemoNetz1	78
Abbildung 38: Lage der kritischen Knoten am Netzplan – DemoNetz1	79
Abbildung 39: Auswertung der Spannungen für jeden kritischen Knoten – DemoNetz1, Fernregelung, Mai; DEA Zuwachs 14.8 MW; Szenario Flach	80
Abbildung 40: Verlauf der Spannungen für jeden kritischen Knoten und notwendige Stufenschaltungen – DemoNetz1, Fernregelung, Mai, DEA Zuwachs 14.8 MW, Szenario Flach.....	81
Abbildung 41: Verlauf der Spannungen für jeden kritischen Knoten und notwendige Stufenschaltungen – DemoNetz1, Fernregelung, August, DEA Zuwachs 14.8 MW, Szenario Flach.....	81
Abbildung 42: Verlauf der Wirk- und Blindleistung am Umspannwerk und notwendige Stufenschaltungen – DemoNetz1, Fernregelung, Mai, DEA Zuwachs 14.8 MW, Szenario Flach.....	82
Abbildung 43: Auswertung der Spannungen für jeden kritischen Knoten – DemoNetz1, koordinierte Spannungsregelung, Mai, DEA Zuwachs 16.8 MW.....	84

Abbildung 44: Verlauf der Spannungen für jeden kritischen Knoten und notwendige Stufenschaltungen – DemoNetz1, koordinierte Spannungsregelung, Mai, DEA Zuwachs 16.8 MW	84
Abbildung 45: Fiktives Beispiel der koordinierten Spannungsregelung mit Wirkleistungsbegrenzung – Verbraucherpeilsystem	85
Abbildung 46: Standort für dein Einbau eines Längsreglers, DemoNetz1	86
Abbildung 47: Spannungsfalldiagramm bei der Schwachlast (Skalierungsfaktor für die Last und die Erzeugung: 0,2 bzw. 0,9) mit vollem DEA-Zuwachs – DemoNetz1 a) links: ohne Längsregler b) rechts: mit Längsregler am Knoten 63.9_SS.....	87
Abbildung 48: Visualisierung der Verstärkungsmaßnahmen für den vollen DEA-Zuwachs– DemoNetz1.....	88
Abbildung 49: Erreichbare DG-Dichte der einzelnen Regelungskonzepte – DemoNetz1.....	89
Abbildung 50: Errechneter kumulierter Barwert der nötigen Investitionen im Beispielnetz unter Realisierung des Lösungskonzepts „Koordinierte Spannungsregelung“ im Zubauszenario „flach“; Als zuverlässige Kommunikationsanbindung wurde seitens des Netzbetreibers Richtfunk kalkuliert.....	90
Abbildung 51: Kostenvergleich der einzelnen Netzintegrationsvarianten unter Berücksichtigung der anschließbaren DG Leistung im DemoNetz1.....	91
Abbildung 52: Kostenvergleich der einzelnen Netzintegrationsvarianten unter Berücksichtigung der anschließbaren DEA Leistung	91
Abbildung 53: Skizze des betrachteten Teilnetzes – DemoNetz2	93
Abbildung 54: Definition der zwei Randszenarien („flach“ und „steil“) Anhand der Auswirkung der Anlagen auf die Spannungshaltung – DemoNetz2	94
Abbildung 55: dynamischer Regelungsbedarf als Funktion der DEA-Dichte – DemoNetz2 ..	95
Abbildung 56: lokaler Regelungsbedarf als Funktion der DEA-Dichte – DemoNetz2	95
Abbildung 57: Lage der kritischen Knoten am Netzplan – DemoNetz2	96
Abbildung 58: Auswertung der Spannungen für jeden kritischen Knoten – DemoNetz2, Fernregelung, April, DEA-Zuwachs von 3,6 MW. Szenario Flach.....	97
Abbildung 59: Verlauf der Spannungen für jeden kritischen Knoten und notwendige Stufenschaltungen – DemoNetz2, Fernregelung, April, DEA-Zuwachs von 3,6 MW. Szenario Flach.....	98
Abbildung 60: Verlauf der Spannungen für jeden kritischen Knoten und notwendige Stufenschaltungen – DemoNetz2, Fernregelung, August, DEA-Zuwachs von 3,6 MW. Szenario Flach.....	98
Abbildung 61: Verlauf der Wirk- und Blindleistung am Umspannwerk und notwendige Stufenschaltungen – DemoNetz2, Fernregelung, April, DEA-Zuwachs von 3,6 MW. Szenario Flach.....	99

Abbildung 62: Auswertung der Spannungen für jeden kritischen Knoten – DemoNetz2, koordinierte Spannungsregelung, April, DEA Zuwachs 6,6 MW 101

Abbildung 63: Verlauf der Spannungen für jeden kritischen Knoten und notwendige Stufenschaltungen – DemoNetz2, koordinierte Spannungsregelung, April, DEA Zuwachs 6,6 MW..... 101

Abbildung 64: Wirkleistungsbegrenzung bei der koordinierten Spannungsregelung - Verbraucherpeilsystem, DemoNetz2, April, DEA Zuwachs 6,6 MW 102

Abbildung 65: Standort für dein Einbau eines Längsreglers, DemoNetz2 103

Abbildung 66: Erreichbare DG-Dichte der einzelnen Regelungskonzepte – DemoNetz2.... 104

Abbildung 67: Errechneter kumulierter Barwert der nötigen Investitionen im Beispielnetz unter Realisierung des Lösungskonzepts „Koordinierte Spannungsregelung“ im Zubauszenario „flach“; Als zuverlässige Kommunikationsanbindung wurde seitens des Netzbetreibers ebenfalls Richtfunk gewählt 105

Abbildung 68: Kostenvergleich der einzelnen Netzintegrationsvarianten unter Berücksichtigung der anschließbaren DG Leistung im DemoNetz2 [k€]..... 106

Abbildung 69: Kostenvergleich der einzelnen Netzintegrationsvarianten unter Berücksichtigung der anschließbaren DG Leistung im DemoNetz2 [€/kW] 107

Abbildung 70: Kostenvergleich der einzelnen Netzintegrationsvarianten unter Berücksichtigung der anschließbaren DG Leistung 108

Abbildung 71: Skizze des betrachteten Teilnetz DemoNetz3 109

Abbildung 72: Vereinfachte Skizze des Teilnetzes – DemoNetz3 110

Abbildung 73: Eruierung des PV Potentials anhand des GIS Systems Beispiel eines Ortsnetz – DemoNetz3..... 111

Abbildung 74: PV-Zuwachs bis Jahr 20 – DemoNetz3 112

Abbildung 75: Definition der zwei Randszenarien („flach“ und „steil“) Anhand der Auswirkung der Anlagen auf die Spannungshaltung – DemoNetz3 113

Abbildung 76: DEA-Zuwachsszenarien „flach“ und „steil“ für das Jahr 0 bis 20 – DemoNetz3 113

Abbildung 77: dynamischer Regelungsbedarf bis Jahr 20 – DemoNetz3 114

Abbildung 78: lokaler Regelungsbedarf bis Jahr 20 – DemoNetz3..... 114

Abbildung 79: Gruppierung der kritischen Überspannungsknoten (oben: logarithmische Skalierung, unten: lineare Skalierung, zoom), Jahr 20 – DemoNetz3..... 116

Abbildung 80: Gruppierung der kritischen Unterspannungsknoten (oben: logarithmische Skalierung, unten: lineare Skalierung, zoom), Jahr 20 – DemoNetz3..... 117

Abbildung 81: Beispiel der koordinierten Schaltung der beiden Stufenschalter– DemoNetz3 118

Abbildung 82: Spannungsanhebungsdiagramm bei der Schwachlast (0,4/1).....	120
Abbildung 83: Variante 1 (links) und Variante 2 (rechts) für die notwendige Netzverstärkung beim Einsatz eines Längsreglers – DemoNetz3.....	121
Abbildung 84: Standort für dein Einbau eines Längsreglers, DemoNetz3	122
Abbildung 85: Spannungsfalldiagramm bei der Schwachlast (nach Verstärkung und Installation des Längsreglers am Knoten ST12968015).....	122
Abbildung 86: Visualisierung der Verstärkungsmaßnahmen für den vollen DEA-Zuwachs– DemoNetz3.....	124
Abbildung 87: Spannungsfalldiagramm bei der Schwachlast nach Verstärkung – DemoNetz3	124
Abbildung 88: Erreichbare DG-Dichte der einzelnen Regelungskonzepte – DemoNetz3....	125
Abbildung 89: Errechneter kumulierter Barwert der nötigen Investitionen im Beispielnetz unter Anwendung der „Referenzvariante ungünstig“ im Zubauszenario „flach“ – DemoNetz3.....	127
Abbildung 90: Errechneter kumulierter Barwert der nötigen Investitionen im Beispielnetz unter Anwendung der „Referenzvariante günstig“ im Zubauszenario „flach“ – DemoNetz3.....	128
Abbildung 91: Kostenvergleich der einzelnen Netzintegrationsvarianten mit der Referenzvariante „Günstig“ – DemoNetz3	129
Abbildung 92: Kostenvergleich der einzelnen Netzintegrationsvarianten unter Berücksichtigung der anschließbaren DG Leistung im Szenario „UNGÜNSTIG“ – DemoNetz3.....	129
Abbildung 93: Kostenanteile und Einsparung der Koordinierten Spannungsregelung in Bezug zur konventionellen Netzverstärkung.	131
Abbildung 94: Ansatz für die Projektierung der Demonstration der Regelungskonzepte.....	134
Abbildung 95: Dynamischer Regelungsbedarf als Funktion des Spannungsbands, DemoNetz1.....	136
Abbildung 96: Lokaler Regelungsbedarf als Funktion des Spannungsbands, DemoNetz1 .	136
Abbildung 97: Gruppierung der kritischen Überspannungsknoten, DemoNetz1	137
Abbildung 98: Gruppierung der kritischen Unterspannungsknoten, DemoNetz1	137
Abbildung 99: Netzübersicht mit kritischen Knoten, DemoNetz1	138
Abbildung 100: Kostenvergleich der einzelnen Netzintegrationsvarianten unter Berücksichtigung der anschließbaren DG Leistung, DemoNetz1	140
Abbildung 101: Vergleich der Fixkosten der einzelnen Netzintegrationsvarianten im DemoNetz1.....	140

Abbildung 102: Vergleich der Betriebskosten der einzelnen Netzintegrationsvarianten im DemoNetz1..... 141

Abbildung 103: Vergleich der Barwerte der Kosten der einzelnen Netzintegrationsvarianten im DemoNetz1 142

Abbildung 104: Dynamischer Regelungsbedarf als Funktion des Spannungsbands, DemoNetz2..... 143

Abbildung 105: Lokaler Regelungsbedarf als Funktion des Spannungsbands, DemoNetz2 144

Abbildung 106: Gruppierung der kritischen Überspannungsknoten, DemoNetz2..... 145

Abbildung 107: Gruppierung der kritischen Unterspannungsknoten, DemoNetz2..... 145

Abbildung 108: Netzübersicht mit kritischen Knoten, DemoNetz2 147

Abbildung 109: Vergleich der Fixkosten der einzelnen Netzintegrationsvarianten im DemoNetz2..... 148

Abbildung 110: Vergleich der Betriebskosten der einzelnen Netzintegrationsvarianten im DemoNetz2..... 148

Abbildung 111: Vergleich der Barwerte der Kosten der einzelnen Netzintegrationsvarianten im DemoNetz2..... 149

Abbildung 112: Dynamischer Regelungsbedarf als Funktion des Spannungsbands, DemoNetz3..... 151

Abbildung 113: Lokaler Regelungsbedarf als Funktion des Spannungsbands, DemoNetz3 152

Abbildung 114: Gruppierung der kritischen Überspannungsknoten, DemoNetz3..... 153

Abbildung 115: Gruppierung der kritischen Unterspannungsknoten, DemoNetz3..... 153

Abbildung 116: Netzübersicht mit kritischen Knoten, DemoNetz3 155

Abbildung 117: Vergleich der Fixkosten der einzelnen Netzintegrationsvarianten im DemoNetz3 wobei keine Synergien genutzt werden können 157

Abbildung 118: Vergleich der Fixkosten der einzelnen Netzintegrationsvarianten im DemoNetz3 wobei 50% der Synergien genutzt werden können 157

Abbildung 119: Vergleich der Fixkosten der einzelnen Netzintegrationsvarianten im DemoNetz3 wobei 100% der Synergien genutzt werden können 157

Abbildung 120: Vergleich der Betriebskosten der einzelnen Netzintegrationsvarianten im DemoNetz3 bei 0% Synergienutzung mit PQM..... 158

Abbildung 121: Vergleich der Betriebskosten der einzelnen Netzintegrationsvarianten im DemoNetz3 bei 50% Synergienutzung mit PQM..... 158

Abbildung 122: Vergleich der Betriebskosten der einzelnen Netzintegrationsvarianten im DemoNetz3 bei 100% Synergienutzung mit PQM..... 158

Abbildung 123: Vergleich der Barwerte der Kosten der einzelnen Netzintegrationsvarianten im DemoNetz3 bei 0% Synergienutzung mit PQM..... 159

Abbildung 124: Vergleich der Barwerte der Kosten der einzelnen Netzintegrationsvarianten im DemoNetz3 bei 50% Synergienutzung mit PQM..... 159

Abbildung 125: Vergleich der Barwerte der Kosten der einzelnen Netzintegrationsvarianten im DemoNetz3 bei 100% Synergienutzung mit PQM..... 160

Abbildung 126: Die Phasen auf dem Weg zum aktiven Verteilnetz (Quelle [8]) 164

Abbildung 127: Zusätzliche integrierbare DEA Leistung der unterschiedlichen Spannungsregelungskonzepte, DemoNetz2 169

Abbildung 128: Kosten pro installierter DEA Kapazität (€/kW, DemoNetz1)..... 170

Abbildung 129: Kostenanteile und Einsparungen in Bezug zu konventioneller Netzverstärkung in den drei betrachteten Netzabschnitten..... 170

11 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Beispiel für Kostendaten als Eingangsparameter für die ökonomische Bewertung der Lösungsvarianten	35
Tabelle 2: Vergleich des Betriebsmitteleinsatzes für die verschiedenen Regelungskonzepte	59
Tabelle 3: Vor- und Nachteile der einzelnen Stufen im Stufenmodell für die Integration von dezentralen Erzeugungsanlagen.....	60
Tabelle 4: Szenarien zur Ermittlung der "kritischen Knoten"	61
Tabelle 5: Profile zur Bestimmung der Auswirkung einer steigenden Erzeugungsdichte	62
Tabelle 6: Generelle Kommunikationsoptionen für Spannungsregelung im Mittelspannungsnetz.....	70
Tabelle 7: Eigenschaften der drei ausgewählten Demonetze	73
Tabelle 8: Angenommener DEA-Zuwachs – DemoNetz1	75
Tabelle 9: Beitragsmatrix für die koordinierte Spannungsregelung – DemoNetz1.....	83
Tabelle 10: Zusammenfassung der Verstärkungsmaßnahmen für den vollen DEA-Ausbau – DemoNetz1.....	87
Tabelle 11: Angenommener DEA-Zuwachs – DemoNetz2	93
Tabelle 12: Beitragsmatrix für die koordinierte Spannungsregelung – DemoNetz2.....	100
Tabelle 13: Zusammenfassung der Verstärkungsmaßnahmen für den vollen DEA-Ausbau – DemoNetz2.....	104
Tabelle 14: Angenommener DEA-Zuwachs – DemoNetz3	110
Tabelle 15: Ausgewählte kritische Knoten – DemoNetz3	118
Tabelle 16: Beitragsmatrix für die koordinierte Spannungsregelung – DemoNetz1.....	119
Tabelle 17: Zusammenfassung der Verstärkungsmaßnahmen für den vollen DEA-Ausbau – DemoNetz1.....	123
Tabelle 18: Verwendete Kostendaten der Betriebsmittel als Eingangsparameter für die ökonomische Bewertung der einzelnen Lösungsvarianten – DemoNetz3	127
Tabelle 19: Überspannungsknoten (Fett: ausgewählten Knoten), DemoNetz1	138
Tabelle 20: Unterspannungsknoten (Fett: ausgewählten Knoten), DemoNetz1	138
Tabelle 21: Beitragsmatrix für die Projektierung, DemoNetz1	139
Tabelle 22: Aufschlüsselung der Kosten eines Demonstrationsprojekts für unterschiedliche Lösungsvarianten im DemoNetz1	142
Tabelle 23: Überspannungsknoten (Fett: ausgewählten Knoten), DemoNetz2	146

Tabelle 24: Unterspannungsknoten (Fett: ausgewählten Knoten), DemoNetz2	146
Tabelle 25: Beitragsmatrix für die Projektierung, DemoNetz2	147
Tabelle 26: Aufschlüsselung der Kosten eines Demonstrationsprojekts für unterschiedliche Lösungsvarianten im DemoNetz2	150
Tabelle 27: Überspannungsknoten (Fett: ausgewählten Knoten), DemoNetz3	154
Tabelle 28: Unterspannungsknoten (Fett: ausgewählten Knoten), DemoNetz3	154
Tabelle 29: Beitragsmatrix für die Projektierung, DemoNetz3	156
Tabelle 30: Aufschlüsselung der Kosten eines Demonstrationsprojekts für unterschiedliche Lösungsvarianten im DemoNetz3 ohne Synergie zu PQM	160
Tabelle 31: Aufschlüsselung der Kosten eines Demonstrationsprojekts für unterschiedliche Lösungsvarianten im DemoNetz3 mit 50% Synergie zu PQM	160
Tabelle 32: Aufschlüsselung der Kosten eines Demonstrationsprojekts für unterschiedliche Lösungsvarianten im DemoNetz3 mit 100% Synergie zu PQM	161

12 Abkürzungen / Begriffe

BM	Beitragsmatrix
CVCU	Central Voltage Control Unit
DEA	Dezentrale Erzeugungsanlage
DEA-Dichte	Verhältnis installierte Erzeugungsleistung zur Starklast eines Netzes (%)
DG	Distributed Generation (englische Übersetzung für DEA)
DG-Dichte	Verhältnis installierte Erzeugungsleistung zur Starklast eines Netzes (%)
DSM	Demand Side Management
DR	Demand Response
DFB	Dynamischer Regelungsbedarf
GSM	Global System for Mobile Communications
HS	Hochspannung
LRB	Lokaler Regelungsbedarf
MS	Mittelspannung
P	Wirkleistung (MW)
PQ	Power Quality
PQM	Power Quality Monitoring
PV	Photovoltaik
Q	Blindleistung (MVar)
TOR	Technische und organisatorische Regeln
UCTE	Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity
UM	Umspanner
UW	Umspannwerk
BM	Beitragsmatrix
CVCU	Central Voltage Control Unit

13 Anhang

13.1 Fragebogen für das Expertenmeeting:

Questions to International Experts for the DG DemoNet Project - Experts meeting

on Friday 20th of October 2006 – 09:00 am to 1 pm.

GENERAL QUESTIONS

- 1) How is the amount of distributed generation in your demo project usually quantified (ratio between the installed power and the short-circuit power at a PCC, ratio of the installed DG capacity to the minimum or maximum demand)?
- 2) Which structures does your demo grid have (low and/or medium voltage, size, type)? Which types of generators and loads are existing in your Demo grid (generation structure, size, etc...)
- 3) Do your systems use rules of thumbs to know if voltage problems might be expected?
- 4) Which questions/goals had been existing in the starting phase of your demo project and which results are available after the finalization or at your current realization/planning status?
- 5) How do you evaluate the operation of your demo project? Which measurements for the evaluation have you performed and how long is the measurement/evaluation phase necessary to get convincing figures?
- 6) How did you motivate/inform decision makers and get other people involved with the topic and the goals of your project?
- 7) Was it easy to operate a Demo grid effectively under actual regulatory conditions in your country?

VOLTAGE CONTROL – REACTIVE POWER MANAGEMENT

- 1) What is your opinion about local control e. g. of the DG unit controlling the voltage with the reactive power only in case of critical voltage conditions?
- 2) Is reactive power compensation often used in MV networks (e. g. for heavily loaded lines)? How (fixed/variable) and in which range (how much) is it performed?
- 3) What would be the critical voltage conditions and when should voltage control with reactive power be carried out (e. g. when the voltage exceeds the limits defined in standard or before the voltage even reaches the limits)?
- 4) What are the planning levels (beyond which the DNO do not want to operate under normal conditions)? Are they $\pm 10\%$ for LV and MV networks or $\pm 8\%$ or something different?

VOLTAGE CONTROL – OPERATION WITH ON LOAD TAP CHANGERS (OLTC)

- 1) How are On Load Tap Changers (OLTC) usually operated (control of the substation voltage, line drop compensation)?
- 2) Is it feasible to use line drop compensation technique to compensate voltage rise? (Does the line drop compensation technique measure also the angle between current and voltage or only magnitudes?)
- 3) Is the tap-changer reference voltage adjusted to have 1 p. u. (rated voltage) at the substation or to have around 1 p. u. (rated voltage) at the end points (at the loads' connection point)
- 4) How often is the tap-changer reference voltage changed (e. g. how many times per day)?

ISLANDING OPERATION

- 1) What is the duration of the frequency drop when going to direct islanding mode?
- 2) What is the allowed frequency drop when going to direct islanding mode?
- 3) What is the duration of transient phenomena during the black start in islanding mode?
- 4) Is it feasible to include storage devices (e. g. batteries...) into frequency control when operating or going to direct islanding mode or is this too slow?

DEMAND SIDE MANAGEMENT

- 1) Do you perform load shifting or load shedding within your demo project? Which loads are influenced? How? Do you think it reasonable to expect the residential (e. g. family houses) load to be controlled externally in a near future? Or is it limited only to large consumers (e. g. industry...)?
- 2) Does your project allow estimating the performance of demand side management measures?

COMMUNICATION ASPECTS and GRID MANAGEMENT SYSTEMS

- 1) Which grid management systems (like POMS) are used in your project and why? What is the underlying model/concept/optimisation goal of the management system? What are the most important means to achieve this?
- 2) Are you using Energy Management Systems (EMS) or Distribution Management Systems (DMS) or both?
- 3) Do you perform remote control of grid components
 - a. in a scheduled way or in real-time?
 - b. via standard or proprietary interfaces?
- 4) Which communication media do you use?
- 5) Is your system sensible to communication outages? Do they occur?
- 6) How does your demo grid present itself to the next higher control level? How are the interfaces designed if there are any?

ECONOMIC ASPECTS

- 1) Is there a significant reduction in grid losses in the Demo project and how could this be quantified monetarily (Fit & Forget vs. Active Grid Management)?
- 2) Is there the possibility of grid investment and grid operation cost reductions, if DG is integrated actively? If yes, how extensive economies could be expected (€/MWh)?

- 3) Which financial subsidies (% of total investments) were granted for the demonstration projects?
- 4) How would you quantify costs for additional communication and metering infrastructure?
- 5) Which incentives were provided for consumers to join an active Demo grid operation?
- 6) Which incentives for generation units were implemented to contribute actively to grid operation?

13.2 Fragebogen für Netzbetreiber

Titel

Fragenbogen für die Projektpartner Netzbetreiber im Rahmen von Arbeitspunkt 1.3

Projekt

DG DemoNetz-Konzept

	Name	Datum	Version
Erstellt	arsenal research	28.04.2006	1
	EEG	25.04.2006	
	ICT	25.04.2006	

	Name	Datum
Verteilt an		

1. Technische Aspekte Energietechnik

- 1.1. Wie hoch ist der Anteil von Dezentralen Energieerzeugern im Verteilnetz?
Wenn möglich: $[kWh_{Erzeugung} / kWh_{Verbrauch}]$
 $[kW_{installiert} / kW_{Netzmin}$ und $kW_{Netzmax}]$
- 1.2. Detaillierhebung der dezentralen Anlagen im Verteilnetz (Status)
 - Anzahl der Anlagen
 - Spannungsebene
 - Einspeisleistung der Anlagen
 - Primärenergieträger
 - Einspeisetechnologie (z.B. Wechselrichter, Asynchrongenerator)
- 1.3. Gibt es Netzknoten mit einer auffallend hohen Dichte an dezentralen Erzeugern? Wie hoch ist die Dichte basierend auf Ermittlung in 1.1?
- 1.4. Welche Schutzeinrichtungen müssen dezentrale Erzeuger derzeit haben (Spannungsanstiegs- Frequenzanstiegsschutz...) und welche typischen Einstellwerte (Schwellen, Zeiten) haben diese?
- 1.5. Welche Restriktionen bestehen derzeit in Netzabschnitten aufgrund dezentraler Erzeugung? Welches sind ihrer Meinung nach die kritischsten Herausforderungen (z.B. Spannungshaltung, Schutzkoordination)
- 1.6. Skizzieren Sie den üblichen Ablauf einer Netzanschlussbeurteilung (Anfrage bis Abnahme der Anlage)
- 1.7. Wie wird vorgegangen wenn die Einspeisung der gewünschten Leistung nicht möglich ist (Leistungsbegrenzung, Netzverstärkung, Leistungsregelung, Blindleistungsregelung, sonstige innovative Ansätze)?
- 1.8. Wie erfolgt derzeit im Betrieb des Verteilnetzes die Spannungsregelung?
 - Wie werden Stufentransformatoren gesteuert?
 - o Was wird geregelt (z.B. Niederspannungsseite, „Line Drop Compensation“)?
 - o Kenngröße von typische Stufentransformatoren
 - o Wie oft werden üblicherweise Stufen geschaltet? Wie viele Schaltungen pro Tag sind Ihrer Meinung nach realistisch?
 - Werden Kompensationseinrichtungen eingesetzt (Spannungsebene, Leistung...)?
 - ...

- 1.9. Wie könnte ein zukünftiger Beitrag dezentraler Erzeuger zur Spannungsregelung aussehen?
- 1.10. Wie sieht das derzeitige Monitoring im Mittelspannungs- bzw. Niederspannungsnetz aus? Welche Daten stehen dem Netzbetrieb zur Verfügung (Leistungs-, Strom-, Spannungswerte bzw. Parameter der Versorgungsqualität; mit welcher zeitlichen Auflösung)?
- 1.11. Welche Daten in welcher zeitlichen Auflösung wären für einen aktiven Netzbetrieb mit dezentralen Erzeugern notwendig und wie steht es um deren zukünftiger Verfügbarkeit?
- 1.12. Wie ist der aktuelle Status der Steuerbarkeit der dezentralen Erzeuger im Verteilnetz?
- 1.13. Welche Möglichkeit des Zugriffs auf die Anlagen wäre für einen aktiven Netzbetrieb notwendig?
- 1.14. Gibt es Netzabschnitte die Inselbetriebsfähig sind? Ist Inselbetriebsfähigkeit in der Zukunft denkbar und wenn ja in welcher Form?
- 1.15. Wird im Verteilnetz Demand Side Management angewendet? Wenn ja in welcher Form (nicht allgemeines Einsparen von Energie – sondern das shiften von Lastspitzen!)?
- 1.16. Wie könnte eine Einbindung der Verbraucher in den Netzbetrieb zukünftig aussehen?

2. Technische Aspekte Kommunikationstechnik

- 2.1. Seit wann setzen Sie generell Mittel zur Laststeuerung ein? Welche Maßnahmen waren die ersten und wie waren Sie motiviert?
- 2.2. Ist derzeit im Verteilnetz Leittechnik im Einsatz und wenn ja welche?
- 2.3. In welchen Bereichen setzen Sie derzeit Kommunikationstechnik ein und was sind für die Anwendungen die jeweiligen Anforderungen an die Datenübertragung (Durchsatzrate, Latenz, Sicherheit ...)?
- 2.4. Betreiben Sie Kommunikation mit „Feldgeräten“, wenn ja, welcher Art von Endgeräten (Zähler, schaltbare Lasten, Messeinrichtungen...?) und welche Kommunikationstechnologie benutzen Sie?
- 2.5. Welche Datenübertragung wird über das Verteilnetz selbst (Powerline Communication) abgewickelt?
- 2.6. Wenn überhaupt, in welchen Netzabschnitten findet dies statt?
- 2.7. Welche Probleme gehen damit einher?
- 2.8. Wie schätzen Sie generell das Kosten/Nutzen-Verhältnis für einen Ausbau der Kommunikationsinfrastruktur für Energiekoordinationszwecke ein?
- 2.9. Bezüglich Zuverlässigkeit, ist die aktuelle Kommunikationsinfrastruktur eine häufige Fehlerquelle?

3. Wirtschaftliche Aspekte

- 3.1. Wie zufrieden sind Sie mit Ihrem Abgleich von Erzeugung und Verbrauch?
- 3.2. Welche Ansätze verfolgen Sie selbst zur besseren Einbettung verteilter Erzeugung in das bestehende Netz?
- 3.3. Wem werden derzeit die Netzanschlusskosten in welchem Umfang (Shallow / Deep) zugeteilt?
- 3.4. Welche dezentralen Technologien verursachen derzeit die höchsten Kosten im Netz?
- 3.5. Welche Anreize bestehen momentan für den Netzbetreiber DG zu integrieren?
- 3.6. Sind DG-Erzeuger derzeit aktiv ins Netzmanagement integriert?
- 3.7. Wo sehen Sie generell unzureichend gelöste regulatorische bzw. wirtschaftlich-technische Aspekte in Bezug auf die dezentrale Erzeugung? (Netzanschlussproblematik, Engpassmanagement, Ausgleichsenergiemarkt)
- 3.8. Welcher Anreiz kann für den Erzeuger implementiert werden, damit der Generator in Hinblick auf die Systemstabilität den Output steuert (Entgelt für vermiedene Netznutzung, Einsparungen in den Umspannebenen weitergeben etc.)
- 3.9. Ist eine zukünftige Integration der DG-Erzeuger in den Ausgleichsenergiemarkt und die Bereitstellung von Reservekapazitäten durch DG unter Steuerung durch den Netzbetreiber implementierbar?
- 3.10. Ist die Umsetzung eines virtuellen Kraftwerk Konzepts ohne regionale Einschränkung bei hohem DG Anteil denkbar bzw. erstrebenswert aus der Sicht eines Verteilnetzbetreibers? (das impliziert, dass in erster Linie der Erzeuger/Bilanzgruppenverantwortliche die Betriebsweise im Sinn einer innerbetrieblichen Optimierung steuert).
- 3.11. Ist die Umsetzung eines virtuellen Kraftwerk Konzepts mit regionaler Einschränkung (z.B. bestimmter Netzabschnitt) bei hohem DG Anteil aus der Sicht eines Verteilnetzbetreibers denkbar bzw. erstrebenswert? (das impliziert, dass in erster Linie der Netzbetreiber steuert).
- 3.12. Welche Rewards / Profits wären für den Netzbetreiber vorteilhaft, wenn innovative Netzintegrationsprojekte umgesetzt werden?
- 3.13. Besteht die Bereitschaft die Höhe der Netzanschluss-, Erweiterungs-Verstärkungskosten und Infos zum Netz dem Anlagenbetreiber völlig nachvollziehbar zu machen?
- 3.14. Soll das System der Netzkostenzuteilung in Hinblick auf verstärkte DG Integration geändert werden (z.B. Netzanschlusskosten werden dem Netzbetreiber angelastet, der diese via Netztarif sozialisiert;

Netzanschlussbewilligung wird durch den Regulator (Kontrolle und Regulierung der volkswirtschaftlichen Kosten) zugeteilt)?

3.15. Ist eine Staffelung der Netzanschlussentgelte nach geografischen Gegebenheiten unter Beibehaltung der Kostentransparenz durchführbar?