

Annex:



Programmsteuerung:

Klima- und Energiefonds

Programmabwicklung:

Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft mbH (FFG)



ENERGIE DER ZUKUNFT

Publizierbarer Endbericht

**Beitrag zum aktiven Verteilernetzbetrieb durch Innovative
Spannungsregelung – BAVIS**

Inhalt

1	EINLEITUNG	4
1.1	Ausgangssituation/Motivation des Projektes	4
1.2	Zielsetzungen des Projektes	5
1.3	Innovationsgehalt des Projektes BAVIS	6
1.4	Die Projektkette DG DemoNetz	7
1.5	Beitrag des Projektes zu den Programmzielen	10
1.6	Aufbau der Arbeit und verwendete Methoden	11
2	INHALTLICHE DARSTELLUNG UND ERGEBNISSE	13
2.1	Toolbox von ausgereiften Maßnahmen zur aktiven Spannungsregelung	13
2.1.1	Spannungshaltung mit der derzeitigen Betriebsweise – Hinweise und Begrenzungen ...	13
2.1.1.1	Herkömmliche Ansätze zur Spannungsregelung	13
2.1.1.2	Innovative Spannungsregelungskonzepte zur optimalen Integration einer hohen Dichte an dezentrale Erzeugungsanlagen	14
2.1.1.3	Generelle Anforderungen an innovative Spannungsregelkonzepte im Verteilnetz	16
2.1.1.4	Einschränkungen und Herausforderungen aus Sicht des Netzbetriebs	17
2.1.1.5	Schlussfolgerungen, Lösungswege für eine zukünftige Umsetzung	26
2.1.2	Entwicklung der verbesserten Regelungskonzepte	28
2.1.2.1	Die Zustandsmaschine als „Herz“ der Entscheidungslogik des Reglers	29
2.1.2.2	Ein lineares Modell zur Modellierung des Netzes (Beitragsmatrixverfahren)	32
2.1.2.3	Blindleistungsmanagement zur Spannungsregelung (Q-Regelung) mittels konvexer Optimierung	35
2.1.2.4	Wirk- und Blindleistungsmanagement zur Spannungsregelung (P&Q-Regelung) mittels Optimierung	40
2.1.2.5	Zusammenfassung der Reglertopologie und der Grundidee des koordinierten Reglers	40
2.1.2.6	Entwicklung des Reglercodes	44
2.1.3	Simulative Evaluierung der verbesserten Regelalgorithmen im DemoNetz Vorarlberg ...	44
2.1.4	Einbringen der Dynamik der Erzeugungsanlagen und Auswirkungen auf die Regelkonzepte	48
2.1.5	Beitrag von Netznutzern an der Spannungsregelung	52
2.1.5.1	Existierende Verbraucherseitige Ansätze	53
2.1.5.2	Allgemeine Anforderungen für die aktive Einbindung von Netznutzern in die Spannungsregelung	57
2.1.5.3	DSM Potentialanalyse für das Projekt BAVIS (Fallstudie DG DemoNetz EAG)	59
2.1.6	Berücksichtigung regulatorischer und wirtschaftlicher Aspekte in Spannungsregelungskonzepten für einen aktiven Verteilnetzbetrieb	62
2.1.6.1	Kostenparameter der Regelungskonzepte	63
2.1.6.2	Netzanschlussregeln in Österreich	65
2.1.6.3	Internationale Bewertung wirtschaftlicher und organisatorischer Rahmenbedingungen	69

2.1.6.4	Die Auswirkung neuer Kostenallokationsmodelle für Netz- und Anlagenbetreiber	74
2.1.6.5	Schlussfolgerungen	100
2.2	„Easy-Check“ Methode zur Planung einer aktiven Spannungsregelung.....	102
2.2.1	Methode zur Planung und Auswahl eines geeigneten Spannungsregelungsverfahrens	102
2.2.1.1	Ablauf der Planungsmethode	104
2.2.1.2	Bestimmung der kritischen Knoten.....	104
2.2.1.3	Ermittlung der Spannungsfalldiagramme	105
2.2.2	Anwendung der Planungsmethode für die Fallstudie DemoNetz VKW	113
2.2.2.1	Beschreibung des Netzes.....	114
2.2.2.2	Bestimmung der kritischen Knoten.....	114
2.2.2.3	Bedarf verschiedener Spannungsregelungskonzepte in Abhängigkeit der Spannungsbandeinschränkung	116
2.2.2.4	Darstellung der Spannungsfalldiagramme	117
2.2.3	Workflow des Planungs- und Auswahlverfahrens	121
2.2.4	Implementierung des Planungs- und Auswahlverfahrens in ein Softwaretool	122
2.2.4.1	Übergeordnetes Entwurfsprinzip	122
2.2.4.2	Software-Übersicht	123
2.2.5	Schlussfolgerungen und Ausblick zur „Easy Check Methode“	128
3	ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK	129
3.1	Schlussfolgerungen zu den Projektergebnissen	129
3.1.1	„Toolbox“ von ausgereiften Maßnahmen zur aktiven Spannungsregelung	129
3.1.2	„Easy-Check“ Methode zur Planung einer aktiven Spannungsregelung.....	131
3.2	Ausblick	132
4	LITERATURVERZEICHNIS.....	134
5	ABBILDUNGSVERZEICHNIS.....	137
6	TABELLENVERZEICHNIS	141
7	GLOSSAR	142

1 EINLEITUNG

1.1 Ausgangssituation/Motivation des Projektes

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 (DEA), die auch in die unteren Spannungsebenen der Verteilnetze einspeisen führt zu neuen Herausforderungen für den Verteilnetzbetrieb.

In den in Österreich vielfach gegebenen ländlichen Verteilnetzstrukturen hat sich die Spannungsanhebung in Folge der Einspeisung von DEAs als bedeutendste Systemgrenze bei der Integration der Anlagen herausgestellt (vgl. Ergebnisse des Projekts EE+PQ im Rahmen der 1. Ausschreibung „Energiesysteme der Zukunft“). Dies hat besondere Bedeutung, da der Netzbetreiber dafür verantwortlich ist die Spannung innerhalb definierten Grenzen zu halten, ohne dabei im Netzbetrieb direkten Zugriff auf Erzeugungsanlagen zu haben (bedingt durch die organisatorische Trennung von Stromerzeugung, -Handel und Verteilung).

Im Vergleich dazu ist die Systemgrenze in urbanen Netzen mit wesentlich höheren Kurzschlussleistungen die maximale Strombelastbarkeit der Leitungen. Einfach ausgedrückt ergibt sich in ländlichen Netzen durch die zunehmende Integration von DEAs ein U-Problem (Spannungsproblem) und in urbanen Netzen ein I-Problem (Stromproblem), welches jedoch erst bei deutlich höheren Dichten an Anlagen auftritt, als das U-Problem in ländlichen Netzen. Der Fokus wird daher auf innovative Konzepte der Spannungsregelung in ländlichen Verteilnetzen gelegt.

Dezentrale Anlagen werden derzeit häufig als negative Last gesehen. Mit den zurzeit verwendeten Planungsansätzen wird die anschließbare Erzeugung maßgeblich durch die zulässige Spannungsanhebung begrenzt (3 % im Niederspannungsnetz und 2 % im Mittelspannungsnetz). Mit den aktuellen Methoden zur Beurteilung der verursachten Spannungsanhebung (Betrachtung der Extremfälle) wird die anschließbare Leistung hauptsächlich vom Verhältnis Anlagenleistung zu Netzkurzschlussleistung bestimmt. Außerdem wird die Möglichkeit bestehende Betriebsmittel wie zum Beispiel Stufentransformatoren in den Umspannwerken hinsichtlich der Integration von DEAs zu nutzen nicht angewendet. Diese rein statische Berechnung führt dazu, dass die bestehende Netzinfrastruktur während des Großteils eines Jahres nur partiell genutzt wird. Durch eine bessere Nutzung der Betriebsmittel begleitet von einer aktiven Einbindung der Netznutzer in den Netzbetrieb werden Verteilnetzbetreiber die Möglichkeit haben das Spannungsband besser zu nutzen. Mit dem gewonnenen Spielraum wird es möglich sein zusätzliche Verbrauchs- und Erzeugungsanlagen anzuschließen und damit ein effizienteres Ausnutzen der Infrastruktur zu erzielen.

1.2 Zielsetzungen des Projektes

Ziel des Projekts BAVIS ist es ein Portfolio an Spannungsregelungskonzepten die im Rahmen des „Energiesysteme der Zukunft“ - Projekts DG DemoNetz-Konzept¹ erarbeitet wurden weiterzuentwickeln. Wesentliche Teilziele des Projektes BAVIS sind:

„Toolbox“ von ausgereiften Maßnahmen zur aktiven Spannungsregelung

Das Portfolio an Möglichkeiten zur Spannungsregelung in Verteilnetze wird das zentrale Projektergebnis darstellen. Dieses Portfolio (U-Regelung -Toolbox) besteht aus unterschiedlichen ausgereiften Spannungsregelungskonzepten für den Verteilnetzbetrieb. Anhand dieser Toolbox soll es für Verteilnetzbetreiber möglich sein Spannungsprobleme erfolgreich zu vermeiden und damit das verfügbare Spannungsband optimal zu nutzen. Die Maßnahmen beinhalten zum Beispiel:

- Lokale Spannungsregelung durch dezentrale Erzeuger / Verbraucher
- Intelligente Regelung des Stufentransformator
- Koordinierte Spannungsregelung

Die Lösungen zur Spannungsregelung werden alle relevanten betrieblichen Fragen berücksichtigen und somit für die Verteilnetzbetreiber auch praktisch anwendbar sein.

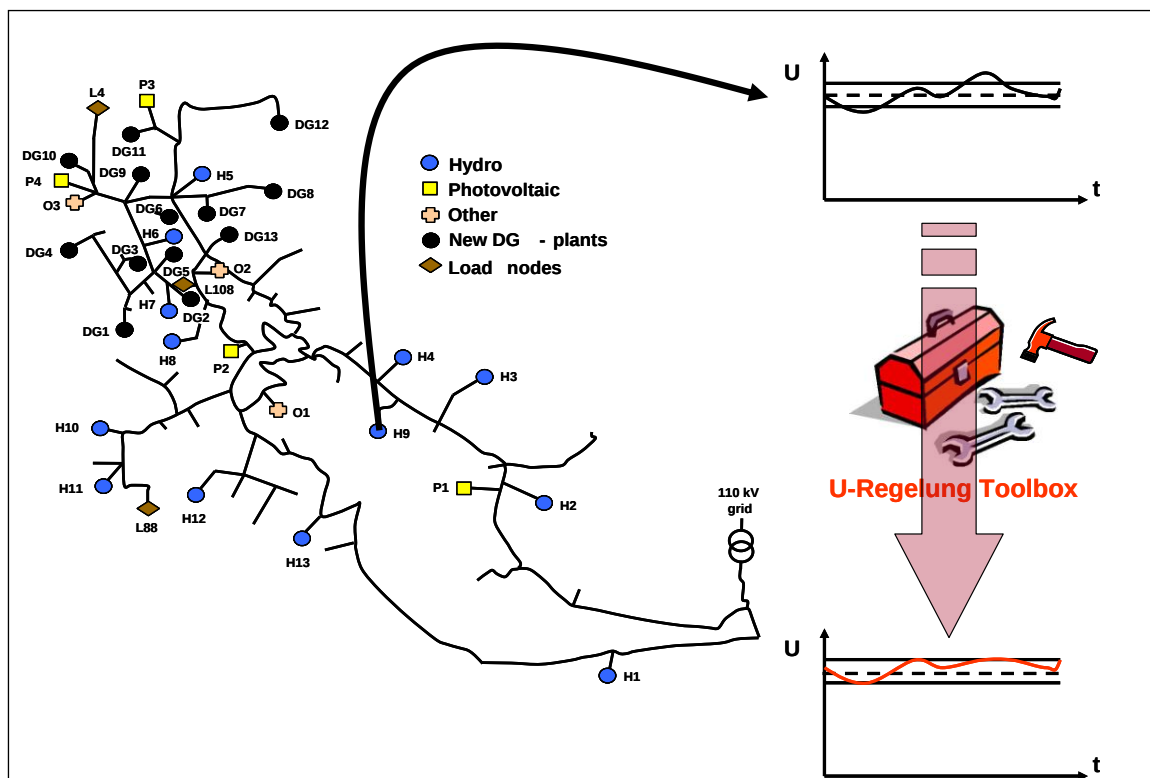


Abbildung 1: U-Regelung Toolbox - Konzept

¹ Das Projekt „Aktiver Betrieb von elektrischen Verteilnetzen mit hohem Anteil dezentraler Stromerzeugung - Konzeption von Demonstrationsnetzen“ wurde im Rahmen der Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“ des BMVIT gefördert

„Easy-Check“ Methode zur Planung einer aktiven Spannungsregelung

Ziel der im Rahmen des Projekts BAVIS entwickelten Methode ist eine Möglichkeit der vereinfachten Planung eines aktiven Verteilnetzbetriebes mit Fokus auf Spannungsregelungsstrategien für die Verteilnetzbetreiber zur Verfügung zu stellen. Mit dieser Methode soll es möglich sein, die folgenden Abschätzungen schnell durchzuführen:

- Abschätzung der Dringlichkeit des Spannungsproblems: wie akut ist das Spannungsproblem in einem bestimmten Netz
- Abschätzung der Eignung der verschiedenen Spannungsregelungsmethoden aus der Toolbox zur Lösung der Spannungsprobleme in einem bestimmten Netz

Durch diese „Easy-Check“ Methode wird auf Basis geeigneter Faktoren eine erste Abschätzung der Systemgrenzen ermöglicht werden. Als Ergebnis wird es möglich sein die Wirksamkeit in Hinsicht auf ein bestimmtes Spannungsproblem quantitativ abzuschätzen.

Als weiteres wesentliches Ergebnis soll diese „Easy-Check“ Methode den Verteilnetzbetreiber eine einfache Anschlussbeurteilung ermöglichen. Da es zu erwarten ist, dass der mit Anschlussbeurteilungen verbundene Aufwand aufgrund der steigenden Anzahl dezentraler Stromzeugungsanlagen sich deutlich erhöhen wird ist es wichtig Methoden zur Verfügung stellen, die eine erste einfache Anschlussbeurteilung im Rahmen eines aktiven Verteilnetzbetriebes ermöglichen.

1.3 Innovationsgehalt des Projektes BAVIS

Aufbauend auf Erfahrungen aus abgeschlossenen und laufenden Projekte (z.B. DG DemoNetz-Konzept) werden innovative Spannungsregelungskonzepte weiterentwickelt und verbessert. Mit dem Ziel eine möglichst hohe Dichte an dezentralen Energieerzeugern in einzelnen Netzabschnitten zu integrieren wurden im Projekt DG DemoNetz-Konzept neue Spannungsregelungsstrategien für das Verteilnetz entwickelt und bewertet. Hinsichtlich einer möglichen späteren praktischen Umsetzung dieser Strategien haben sich zahlreiche offene Fragen ergeben die über den Inhalt und die Ziele des Projekts hinausgehen.

Die Vision dieses Projekts ist es einen bedeutenden Schritt in der Betriebsweise des Verteilnetzes zu schaffen und auf intelligente Konzepte, durch den breiteren Einsatz von Steuer- und Kommunikationstechnologien (Leittechnik) zuzugreifen (siehe Abbildung 1). Dadurch sollten kostenintensive Investitionen zur Netzverstärkung verzögern oder vermieden werden.

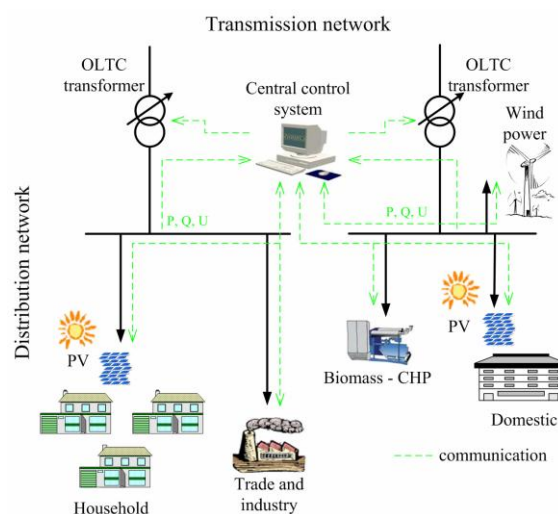


Abbildung 2: Spannungsregelung: Vision – vom passiven Verteilnetzbetrieb zur aktiver Spannungsregelung

Die Klärung folgender Fragestellungen bzw. Integration folgender Funktionalitäten zur Verbesserung der zurzeit vorliegenden Regelungskonzepte sind Inhalte dieses Projektantrags:

- 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?
- Welcher zusätzlicher technische Nutzen wird durch Erweiterung des Regelungskonzepts ins Niederspannungsnetz erreicht? Mit welchem Aufwand ist dies verbunden?
- 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 (vgl. dazu den in Synergie zum Definitionsprojekt „Aktive österreichische Verteilnetze“ parallel eingereichten Projektantrag „KONDEA“)?
- Welche Methoden können eine vereinfachte Planung eines Netzes mit aktiver Spannungsregelung ermöglichen? Wie sollte die Anschlussbeurteilung in aktiven Verteilnetzen durchgeführt werden?

1.4 Die Projektkette DG DemoNetz

Beim Projekt BAVIS handelt es sich um Teilprojekt der Projektkette DG DemoNetz. Die Thematik Versorgungsqualität und dezentrale Energieeinspeisung wird vom Austrian Institute of Technology „EE+PQ: Verbesserung der Versorgungsqualität in Netzen mit dezentraler Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energieträgern“ betrachtet. Ziel der Analysen im Rahmen EE+PQ war es zu zeigen inwieweit dezentrale Energieerzeuger die Versorgungsqualität im Netz beeinflussen. Im Projektverlauf zeigte sich, dass um die Versorgungsqualität hinsichtlich der Spannungsqualität bei hoher Dichte von dezentralen Erzeugungsanlagen ohne Leitungsausbau sicherzustellen eine aktive Integration von dezentralen Erzeugungsanlagen in das Verteilnetz notwendig ist. Diese Tatsache führte direkt zur Initiierung des Projektes DG-DemoNetz-Konzept.

Das Konsortium hat im Projekt „DG DemoNetz-Konzept“ (Programm "Energiesysteme der Zukunft") Spannungsregelungskonzepte für das Mittelspannungsnetz entwickelt. 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 (siehe Abbildungen 4 bis 6). 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.

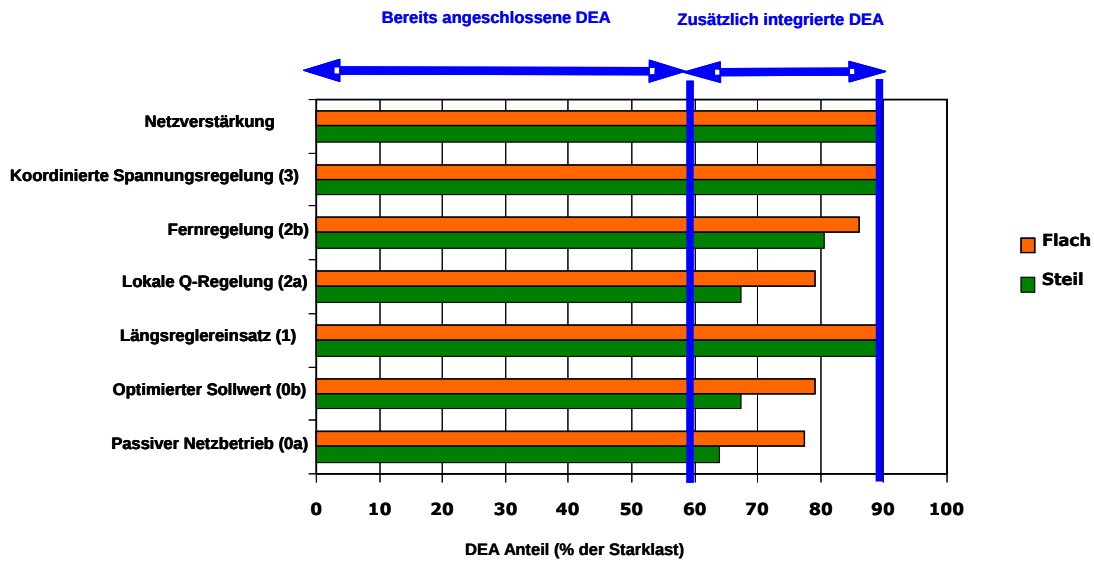


Abbildung 3: Zusätzliche integrierbare DEA Leistung der unterschiedlichen Spannungsregelungskonzepte

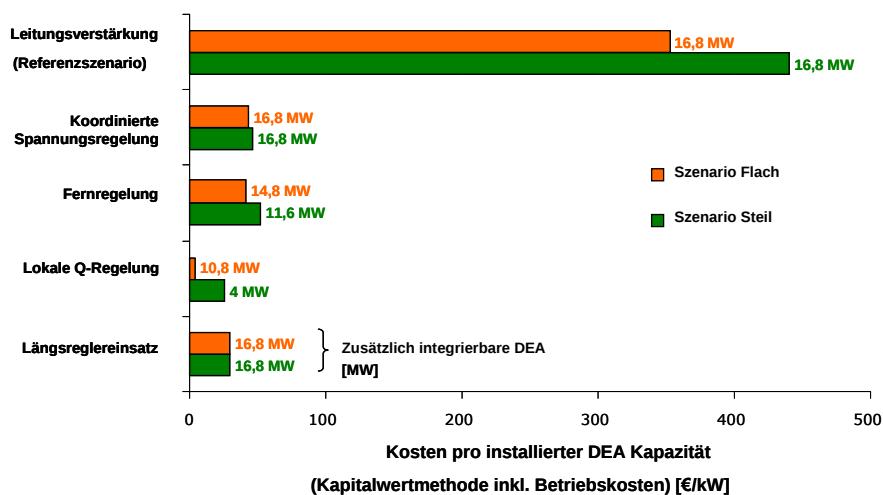


Abbildung 4: Kosten pro installierter DEA Kapazität (€/kW, Fallstudie A)

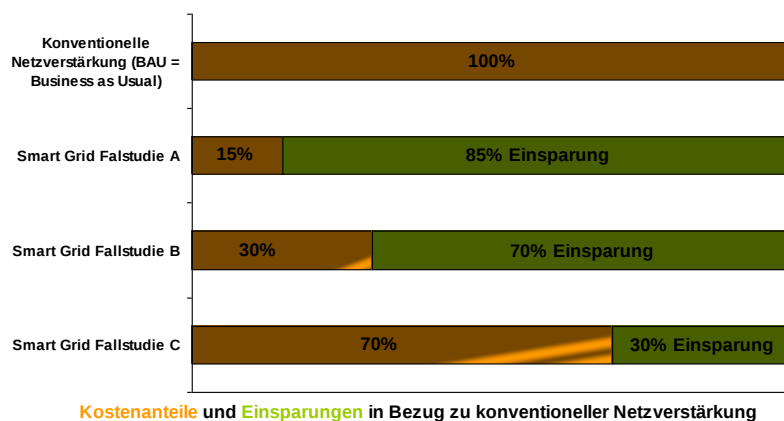


Abbildung 5: Kostenanteile und Einsparungen in Bezug zu konventioneller Netzverstärkung in den drei betrachteten Netzabschnitten

In den Simulationen haben sich die beiden Regelungskonzepte „Koordinierte Spannungsregelung“ und „Fernregelung“ besonders wirkungsvoll erwiesen. Nicht geklärt werden konnte, ob die in der Simulation entwickelten Konzepte auch im praktischen Netzbetrieb diese Wirksamkeit und Performance aufweisen. Im vorliegenden Projekt BAVIS wurden erweiterte Anforderungen aus dem Netzbetrieb (Trennstellenverlagerung, Fehlerfälle..) in den Konzepten berücksichtigt.

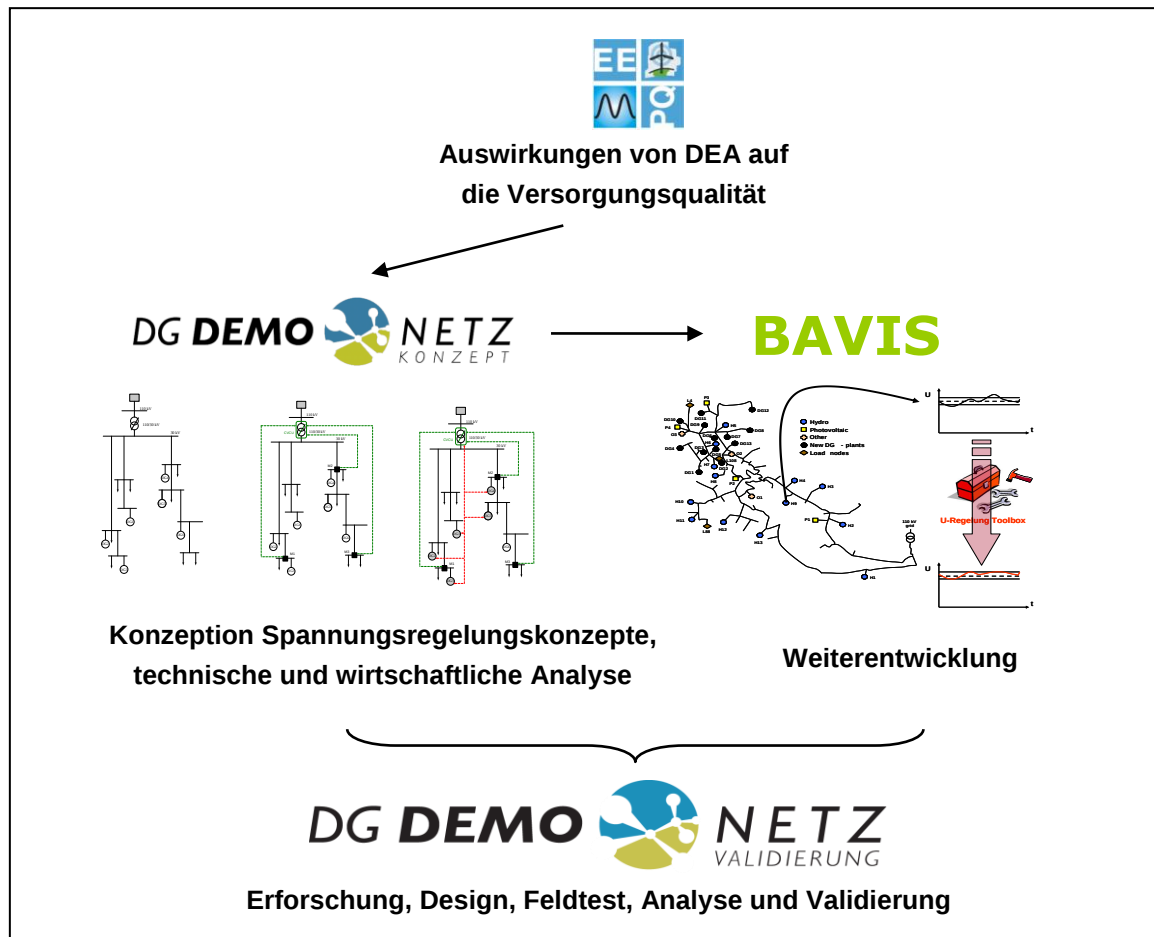


Abbildung 6: Projektkette EE+PQ, DG DemoNetz-Konzept und BAVIS

Dennoch können sich durch real vorhandene aber in der Simulation unwissentlich nicht berücksichtigte Zustände im praktischen Netzbetrieb von den Simulationen abweichende Verhältnisse ergeben. Insbesondere sind Ereignisse im Netz oder auch die zum Teil nicht im Detail vorhandene Lastprofildaten, die in der Simulation durch synthetische Profile ersetzt wurden, mögliche Ursachen. Daher werden die in den Projekten DG DemoNetz-Konzept und BAVIS entwickelten Spannungsregelungskonzepte im Projekt DG DemoNetz Konzept - Validierung in den untersuchten Netzabschnitten in Vorarlberg und Salzburg in Form von Testplattformen real implementiert, um die Ergebnisse aus DG DemoNetz-Konzept und BAVIS in einem Feldtest zu validieren.

1.5 Beitrag des Projektes zu den Programmzielen

Das Projekt leistet einen wesentlichen Beitrag zur Zielsetzung der Programmlinie „Energie der Zukunft“ ein auf der Nutzung erneuerbarer Energieträger aufbauendes, energieeffizientes und intelligentes Energiesystem zu entwickeln. Durch die Ergebnisse des Projekts ist es möglich den Anteil von erneuerbaren Energieträgern durch intelligente Integration in Verteilnetzen zu erhöhen und damit eine nachhaltige Energieversorgung zu gewährleisten. In diesem Sinn verbindet das Projekt die beiden zentralen Themen „erneuerbare Energieträger“ und „intelligente Energiesysteme“ aus der Programmlinie „Energie der Zukunft“.

- **Effizienter Energieeinsatz**

Durch den Einsatz der im Projekt 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.

- **Erneuerbare Energien**

Aus umwelt- und wirtschaftspolitischen Gründen spielt in zukünftigen europäischen Energiesystemen die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern eine entscheidende Rolle. Ziel der im Projekt entwickelten und verbesserten Spannungsregelungskonzepte ist die Integration einer möglichst hohen Dichte an dezentraler Energieerzeugung basierend auf erneuerbaren Energieträgern in Verteilnetze unter Beibehaltung der hohen Versorgungsqualität. Damit sind aus Sicht des Netzbetriebes die technischen Voraussetzungen geschaffen, um in den bestehenden Verteilnetzen den Anteil erneuerbarer Energieträger weiter auszubauen.

- **Intelligente Energiesysteme**

Eigentliches Kernthema des Projekts ist die Erhöhung des Anteils dezentraler Erzeugungsanlagen durch „intelligenten“ aktiven Netzbetrieb in Verteilnetzen mittels innovativer 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.

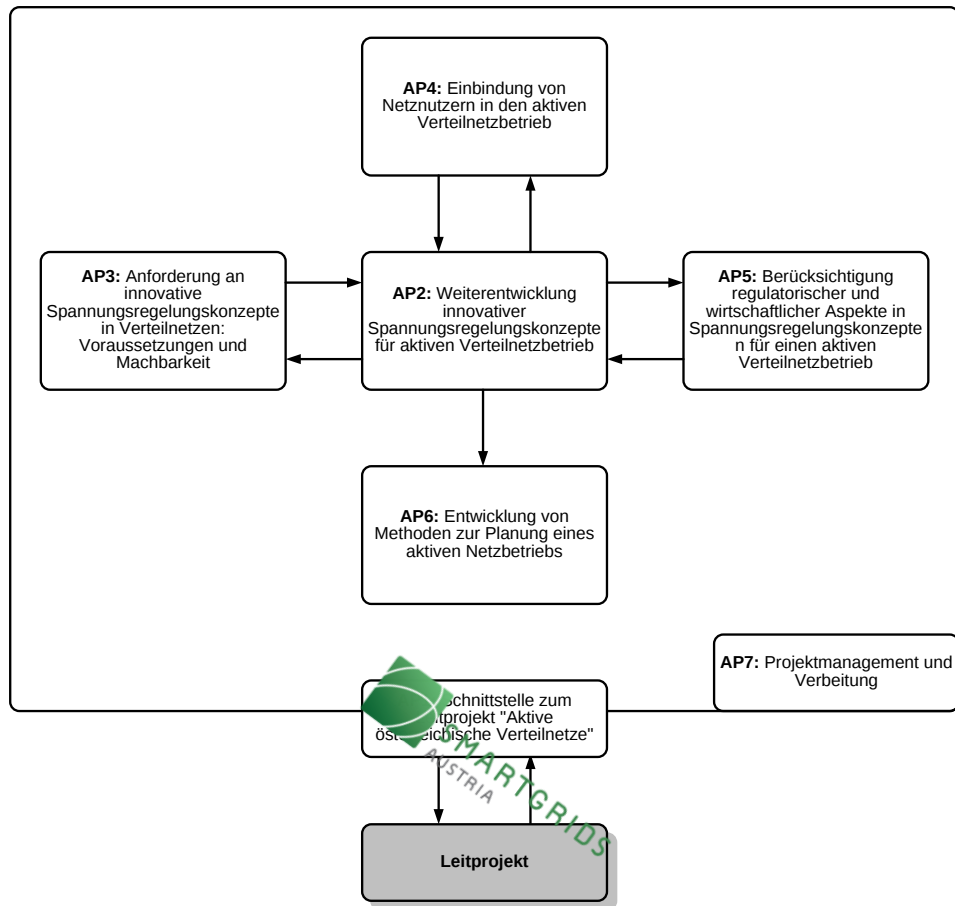
Mit den entwickelten Spannungsregelungsstrategien wird es möglich ohne Verschlechterung der Versorgungsqualität einen wesentlich höheren Anteil erneuerbarer Energieträger in bestehende Verteilnetze zu integrieren und damit einen wesentlichen Beitrag zur Reduktion des CO₂ Ausstoßes bei der Stromerzeugung geleistet.

Der Zuwachs an Know-how und Qualifikation und der entstehende Technologievorsprung im Bereich Integration von dezentralen Stromerzeugungsanlagen von österreichischen Firmen (Netzbetreibern, Produzenten, Consulting Firmen, Forschungsinstituten,...) ermöglicht es diesen in Zukunft auch in anderen Ländern umzusetzen und entsprechende Dienstleistungen (Consulting, etc.) oder Produkte (Anlagen, welche auf Spannungsregelungskonzepte aufbauen) anzubieten.

Eine signifikante Steigerung der Integrationsdichte von dezentralen Stromerzeugungsanlagen in optimierte existierende oder zukünftige elektrische Niederspannungs- oder Mittelspannungsnetze, im speziellen von Anlagen auf Basis von erneuerbaren Energieträgern, ermöglicht Regionen existierende Ressourcen verstärkt Nutzen zu können. Somit können lokale arbeitsintensive Projekte (z.B. speziell im Bereich Biomasse oder Biogasanlagen, aber auch beim Ausbau von Photovoltaik- oder Windkraftanlagen) durch die Ergebnisse dieses Projekts verwirklicht werden und damit zur Stärkung der Beschäftigung in den Zukunftsbereichen der dezentralen Energieversorgung beitragen.

1.6 Aufbau der Arbeit und verwendete Methoden

Der Kern des Projekts ist das Arbeitspaket 2: die Weiterentwicklung der im Projekt DG DemoNetz-Konzept entwickelten Spannungsregelungskonzepte. Die Weiterentwicklung wird auf Basis von Netzsimulationen durchgeführt. Durch die Verwendung geeigneter Modelle werden realitätsnahe Ergebnisse gewährleistet.



Diese Weiterentwicklung wird in einer engen Zusammenarbeit mit den anderen Arbeitspaketen durchgeführt:

- AP 3 soll für die Umsetzbarkeit der Konzepte aus der Netzbetriebssicht sorgen. Durch einen iterativen Prozess werden alle relevanten Randbedingungen aus dem Netzbetrieb berücksichtigt. Dieser iterative Prozess soll gewährleisten, dass die wichtigsten Voraussetzungen und Begrenzungen schon in frühen Stadien des Projekts integriert werden.
- Im AP 4 werden die Möglichkeiten, Netznutzer in die Spannungsregelung einzubinden, untersucht. Der Prozess wird hier ebenfalls iterativ sein. Untersucht wird das Potential (Abschätzung des Beitrages von Netznutzern zur Spannungsregelung) und auch die Voraussetzung, die eine aktive Teilnahme am Netzbetrieb erfordert.
- Im AP 5 werden die regulatorischen und wirtschaftlichen Randbedingungen ermittelt und berücksichtigt. Neben der Kosten-Nutzen Analyse werden innovative Konzepte von Geschäftsmodellen erarbeitet (in Abstimmung mit dem Projekt KONDEA). Diese werden die wesentlichen wirtschaftlichen Voraussetzungen für eine spätere Implementierung der Spannungsregelungskonzepte erfüllen. Weiters werden mögliche geeignete Rahmenbedingungen für einen Beitrag von Netznutzern zur Spannungsregelung vorgeschlagen. Die Ergebnisse aus diesem Arbeitspaket werden iterativ in die Weiterentwicklungen der Spannungsregelungskonzepte eingebunden.

- Im AP 6 wird auf Basis der gewonnenen Erfahrungen und unter Berücksichtigung von netzbetriebsrelevanten Voraussetzungen, die so genannte „Easy-Check“ Methode entwickelt. Diese Methode wird eine vereinfachte Abschätzung der Dringlichkeit des Spannungsproblem sowie eine vereinfachte Anschlussbeurteilung ermöglichen.
- In AP 7 wird die Kommunikation mit den Fördergebern durchgeführt und die Zusammenarbeit im Konsortium organisiert. Weiters erfolgt die Verbreitung der Ergebnisse, insbesondere für die Zielgruppen Netzbetreiber und Netznutzer.
- Das im Zuge der Einreichphase geplante Arbeitspaket 1 entfällt, da das Leitprojekt „Aktive österreichische Verteilnetze“ nicht zustande kam. An dessen Stelle erfolgt eine enge Kooperation und Abstimmung mit der Nationalen Technologieplattform Smart Grids.

2 INHALTLICHE DARSTELLUNG UND ERGEBNISSE

Zentrales Ziel des Projektes BAVIS ist Weiterentwicklung und Verbesserung von Spannungsregelungsstrategien in ländlichen Verteilnetzen, die einen Anschluss einer möglichst hohen Dichte an dezentralen Energieerzeugern unter Beibehaltung der Versorgungsqualität ermöglichen. Dabei werden Erzeuger und Verbraucher aktiv in den Verteilnetzbetrieb eingebunden und wirtschaftliche Rahmenbedingungen aller Akteure berücksichtigt.

2.1 Toolbox von ausgereiften Maßnahmen zur aktiven Spannungsregelung

2.1.1 Spannungshaltung mit der derzeitigen Betriebsweise – Hinweise und Begrenzungen

Dieses Kapitel stellt eine Zusammenfassung der wichtigsten Begrenzungen aus Sicht des Netzbetriebs für eine Umsetzung der im Vorprojekt DG DemoNetz - Konzept entwickelten Regelungskonzepte dar. Als Erstes werden die Spannungsregelungskonzepte kurz vorgestellt. In einem nächsten Kapitel werden anhand eines einfachen Beispiels die wichtigsten Einschränkungen und Herausforderungen aus Sicht des Netzbetriebs erklärt. Diese Einschränkungen werden in folgende drei Themen gegliedert:

- Problematik der Umschaltungen. Betrieb nach dem n-1 Kriterium
- Einfluss des Übertragungsnetzes
- Einsatz von Kommunikationseinrichtungen

Im letzten Kapitel werden Lösungswege für die jeweilige Problematik angezeigt. Die Hauptherausforderung für die innovativen Regelungskonzepte ist der Fall von Umschaltungen in Folge eines Fehlers oder aufgrund einer geplanten Wartungsarbeit. Die Lösungen sollten einfach bleiben, jedoch gewährleisten, dass die Spannungsgrenzen in jedem möglichen Schaltzustand eingehalten werden. Dafür muss Spannungsreserve freigehalten werden.

2.1.1.1 Herkömmliche Ansätze zur Spannungsregelung

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

Die Planung und Betrieb des Verteilnetzes erfolgt derart, dass die Spannung innerhalb der Grenzwerte bleibt. Der Stufentransformator wird mit einer fix eingestellten Referenzspannung für die Sammelschiene im Umspannwerk betrieben (siehe Abbildung 1). Deutlicher weniger verbreitet ist die Kompoundierung. Bei der Kompoundierung wird der Sollwert am Umspannwerk dem Strom entsprechend angepasst, um den zu erwartenden Spannungsabfall im Mittelspannungsnetz voraus zu kompensieren. Diese Regelung ist etwas komplex, da die äquivalente Impedanz bestimmt werden muss und die Präsenz dezentraler Erzeugungsanlagen zu einem Fehlverhalten führen kann.

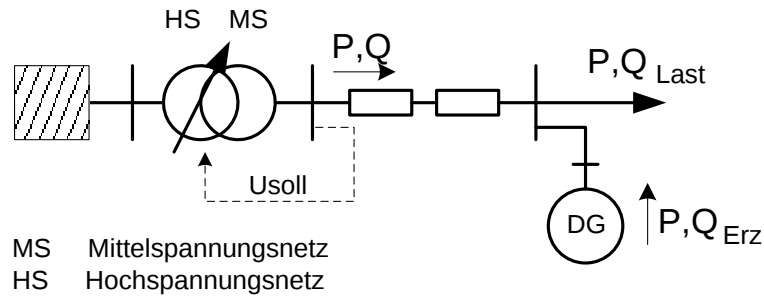


Abbildung 7: Spannungsregelung - Derzeitige Praxis

Da der Sollwert des Stufenreglers die Einhaltung der Spannungsgrenzwerte das ganze Jahr hindurch gewährleisten muss, müssen alle möglichen Zustände berücksichtigt werden. Dies führt zu konservativen Betrachtungen, die ein volles Ausschöpfen des Spannungsbands zu einem großen Teil der Zeit nicht ermöglicht.

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.

2.1.1.2 Innovative Spannungsregelungskonzepte zur optimalen Integration einer hohen Dichte an dezentrale Erzeugungsanlagen

Bei den entwickelten Regelungskonzepten werden die Freiheitsgrade, die zu Verfügung stehen, genutzt. Theoretisch betrachtet stehen wie aus Formel (1) ersichtlich (Linearisierung des Lastflusses), die sich auf Abbildung 7 bezieht, folgende Freiheitsgrade zur Spannungsregelung zu Verfügung:

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

$$U_1 \approx U_2 + \frac{RP + XQ}{U_1} \quad (1)$$

$$P = P_{Last} - P_{Erz} \quad (2)$$

$$Q = \pm Q_{Erz} \pm Q_{Komp} + Q_{Last} \quad (3)$$

Auf Basis der vorgestellten Freiheitsgrade wurden im Vorprojekt DG DemoNetz-Konzept verschiedene Regelungskonzepte entwickelt. Diese unterscheiden sich nach Komplexität und Wirksamkeit und können wie in Abbildung 8 dargestellt werden.

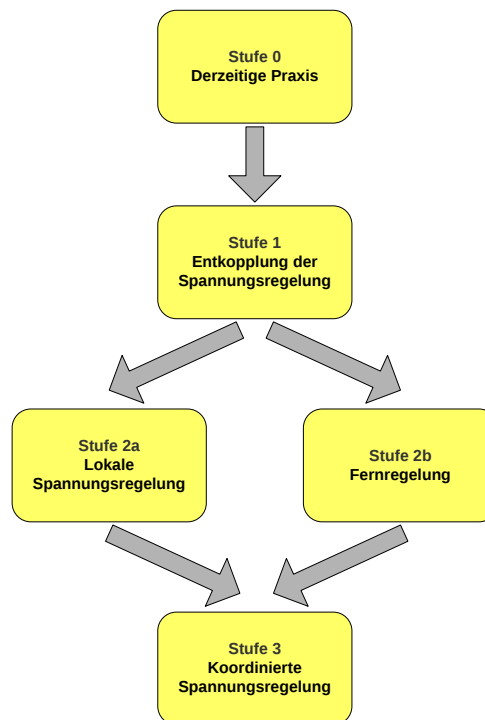


Abbildung 8: Hierarchische Struktur des Stufenmodell nach "technischer Komplexität"

Für drei Netze (DemoNetz 1 bis 3) wurden diese Regelungskonzepte simuliert und technisch sowie wirtschaftlich analysiert. Mehr Information dazu kann in [2] gefunden werden. Im Folgenden wird jede einzelne Stufe des Modells erklärt.

Lokale Regelung

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. Aufgrund des im Vergleich zum Übertragungsnetz im Verteilnetz größeren Verhältnisses von R/X kann Blindleistungsregelung eventuell nicht ausreichend sein und es muss bei Bedarf auf eine Wirkleistungsbegrenzung zurückgegriffen werden. Aus wirtschaftlichen und energiepolitischen Überlegungen hat jedoch die Blindleistungsregelung, da keine Energie verloren geht. Im Falle von Spannungsproblemen wird je nach Bedarf Blindleistung aufgenommen bzw. abgegeben bzw. 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.

Entkopplung der Spannungsregelung

Der Stufentransformator wird mit einer fix eingestellten Referenzspannung für die Sammelschiene im Umspannwerk betrieben. Einzelne Bereiche im Netz werden von dieser Spannungsregelung entkoppelt.

Um das Netz zu entkoppeln müssen Spannungsregler (Autotransformator mit Stufenregler) in einzelnen Abzweigen, in denen Probleme erwartet werden, installiert werden.

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

Fernregelung

Bei dieser Stufe wird der Stufentransformator im Umspannwerk entsprechend Messdaten von sogenannten „kritischen Knoten“ im Netz geregelt. Bei einer Verletzung des Spannungsgrenzwertes in einem der Knoten erfolgt im Stufentransformator eine entsprechende Stufenschaltung.

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. Die kritischen Knoten sind jene Knoten im Netz an denen im Laufe eines Jahres die höchsten bzw. die niedrigsten Spannungswerte auftreten. Es muss gewährleistet sein, dass wenn in den messtechnisch erfassten Knoten die Spannung innerhalb der Grenzen liegt 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).

Diese Stufe erfordert auch die Implementierung einer entsprechenden Kommunikationsinfrastruktur (grün) zur Messdatenübertragung.

Koordinierte Regelung

Diese Stufe stellt die komplexeste Lösung dar. Darin erfolgt eine koordinierte Spannungsregelung durch Verbindung der zentralen Spannungsregelung über den Stufentransformator unter Zuhilfenahme von Messdaten aus dem Netz mit der lokalen Wirk- und Blindleistungsregelung.

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.

Um zu gewährleisten, dass sich einzelnen Anlagen bei der Regelung nicht gegenseitig beeinflussen wird eine hierarchische Reihung der Anlagen durchgeführt. Diese wird auf Basis einer so genannten Beitragsmatrix (Einfluss jeder Erzeugungsanlage auf jeden kritischen Knoten) auch im Regelalgorithmus in der zentralen Steuereinheit im Umspannwerk implementiert.

In diesem Fall sind die Anforderungen an die Kommunikationsinfrastruktur höher. Es erfolgt ein bidirektionaler Datenfluss zwischen der zentralen Steuereinheit und den Messstellen im Netz bzw. den geregelten dezentralen Erzeugungseinheiten.

Bei der Fernregelung und der koordinierten Regelung wird der zentrale Regler CVCU (Central Voltage Control Unit) genannt.

2.1.1.3 Generelle Anforderungen an innovative Spannungsregelkonzepte im Verteilnetz

Der folgende Anforderungskatalog soll als Ausgangspunkt für die im BAVIS Projekt weiterentwickelten Regelungsverfahren dienen:

- Es sollen die zur Verfügung stehenden Mittel zur Spannungsregelung (on-load tap change Transformator - Umspanner, Blindleistungslieferung und -bezug der regelbaren Erzeugungsanlagen, Wirkleistungsreduktion der regelbaren Erzeugungsanlagen) als Alternative zur Netzverstärkung durch Leitungsbau bestmöglich genutzt werden.
- Der Regler soll nur dann in den Betrieb des Verteilnetzes eingreifen wenn es nötig ist.

- Die Schalthäufigkeit am Umspanner soll gegenüber heute üblichen Betriebsweisen nicht nennenswert höher sein.
- Die Reglerlogik soll so einfach wie möglich und damit robust sein.
- Die in der Simulationsumgebung getesteten Spannungsregelkonzepte sollen mit möglichst geringem Aufwand in einen realen Regler implementiert werden können. Dies bedeutet auch, dass die entwickelten Algorithmen die Echtzeitanforderungen erfüllen müssen. Derzeit verfügbare Standard-Leittechnik Hardware mit der jeweiligen Plattform und Schnittstellen in die Fernwirktechnik muss den Anforderungen für die Implementierung genügen.
- Netze ändern sich, bedingt durch regionale Entwicklungen der Wirtschaft und Besiedelung. Der entwickelte Regler muss daher gut adaptierbar sein um die Änderungen zu berücksichtigen.
- Ein Ersatzkonzept für die Situation einer Reglerstörung ist erforderlich.
- Bei Ausfall der Kommunikation müssen alle beteiligten Komponenten in einen autonomen Modus weiterbetrieben werden. Die Wiedereinbindung nach einer Kommunikationsstörung muss automatisch erfolgen.
- Die Spannungsregelkonzepte müssen, sowohl den Normalbetrieb des Netzes, als auch den gestörten Betrieb des Verteilnetzes unterstützen (Ersatzstromversorgung und Trennstellenverlagerung). Durch die Berücksichtigung dieser besonderen Zustände darf die Regelgüte im Normalbetrieb aber nicht eingeschränkt werden.
- Im Störfall ist sicher zu stellen, dass zu hohe Spannungen sicher vermieden werden indem zu niedrige in Kauf genommen werden.
- Somit sollen die Regelungskonzepte eine robuste Lösung darstellen. Ungewünschte dynamische Phänomene wie Instabilität, Schwingungen oder „hunting“ von unterschiedlichen Regelschleifen sollen vermieden werden.

2.1.1.4 Einschränkungen und Herausforderungen aus Sicht des Netzbetriebs

Das Vorprojekt DG DemoNetz-Konzept zeigte, dass die entwickelten Regelungskonzepte einen erheblichen Nutzen in Hinsicht auf Spannungshaltung und optimale Bewirtschaftung des Spannungsbands bei gleichzeitigem wirtschaftlichem Vorteil haben.

Es konnten jedoch im Zuge des Projekts einige netzbetriebliche Fragestellungen, die für eine praktische Umsetzung beantwortet werden müssen, nicht behandelt werden. Diese sind im Wesentlichen:

- Problematik der Umschaltungen
- Betrieb des Netzes nach dem n-1 Kriterium
- Einfluss des Übertragungsnetz
- Einsatz von Kommunikationseinrichtungen

Diese Fragestellungen und deren Auswirkungen auf die Regelungskonzepte werden in diesem Kapitel für die Fernregelung und die koordinierte Regelung vorgestellt. Mögliche Lösungswege werden im nächsten Kapitel angedeutet.

Problematik der Umschaltungen, Betrieb des Netzes nach dem n-1 Kriterium

Eine der wichtigsten Grundsätze der Stromversorgung ist das sogenannte *n-1 Kriterium*. Dieses bedeutet, dass das Netz so gebaut ist, dass das Auftreten eines Fehlers nicht zur Unterbrechung der Versorgung führt. Dies bedeutet also, dass das Netz ein gewisses Maß an "Redundanz" aufweist, die bei Wartungsarbeiten oder Netzfehlern in Anspruch genommen wird. Diese Redundanz wird zum

Beispiel beim Aufbau der Schaltanlagen und Leitungen berücksichtigt. Wie dieses Kriterium tatsächlich gelebt wird, hängt unter anderem von der Spannungsebene ab. Im Mittelspannungsnetz wird diese Anforderung üblicherweise so formuliert:

Das (n-1)-Kriterium in Mittelspannungsnetzen ist dann erfüllt, wenn nach Ausfall eines Betriebsmittels eine daraus resultierende Versorgungsunterbrechung durch Umschaltungen oder andere Maßnahmen in zumutbarer Zeit beendet werden kann, ohne dass eine thermische Überlastung von Betriebsmitteln, eine Verletzung von Spannungstoleranzen, eine Verletzung von Grenzen der Kurzschlussleistung und dergleichen eintreten. [3]

Nach Eintritt eines Fehlers muss die Wiederversorgung durch Umschaltungen erfolgen. Dabei muss gewährleistet werden, dass die thermische Beanspruchung der Betriebsmittel die Spezifikationen entspricht, dass die Kurzschlussströme die Bemessungskurzschlussströme nicht überschreiten und die Spannungsgrenzen eingehalten werden.

In der Regel wird die Weiterversorgung durch geeignete Umschaltungen gewährleistet. Für Stichleitungen ist keine Umschaltung möglich. Die Wiederversorgung kann für solche Netzabschnitte durch Notstromaggregate gewährleistet werden.

Im Mittelspannungsnetz wird die Übertragungskapazität einer Leitung durch zwei Effekte begrenzt:

- „U-Problem“ (Begrenzung in Hinsicht auf Spannungshaltung: die durch Lastflüsse verursachten Spannungsabfälle bzw. -anhebungen müssen begrenzt werden)
- „I- Problem“ (die thermische Grenze der Auslastung der Leitung darf nicht überschritten werden)

Das n-1 Kriterium beruht unter anderen auf der Übertragungskapazität und muss also für beide Begrenzungen angewendet werden. Wie im Projekt DG DemoNetz-Konzept erklärt, treten in den österreichischen Verteilnetzen meistens die U-Probleme auf.

In diesem Kapitel wird zuerst anhand eines einfachen Beispiels erklärt, warum Änderungen im Netzschaftzustand zu Problemen führen können. In Abbildung 9 ist die Netztopologie von zwei Beispielverteilnetzen zu sehen. Das linke Netz, das hier näher analysiert wird, besteht aus zwei Abzweigen (hier farblich dargestellt), die wie üblich in einem offenen Ring betrieben werden. Die offene Schaltstelle befindet sich im normalen Schaltzustand zwischen Knoten K5/S1 und K8/S1. In diesem Schaltzustand wurden die kritischen Knoten ermittelt. In diesem Netz gibt es drei kritischen Knoten (CN1, CN2 und CN3), die sich jeweils erwartungsgemäß am Ende eines Abzweiges befinden. Das rechte Netz muss in manchen Fällen auch berücksichtigt werden (Bei Ersatzstromversorgung vom jeweils anderen Netz über die Leitung zwischen K8/S1 und K1(1)/S1). Es ist in diesem Beispiel faktisch identisch aufgebaut.

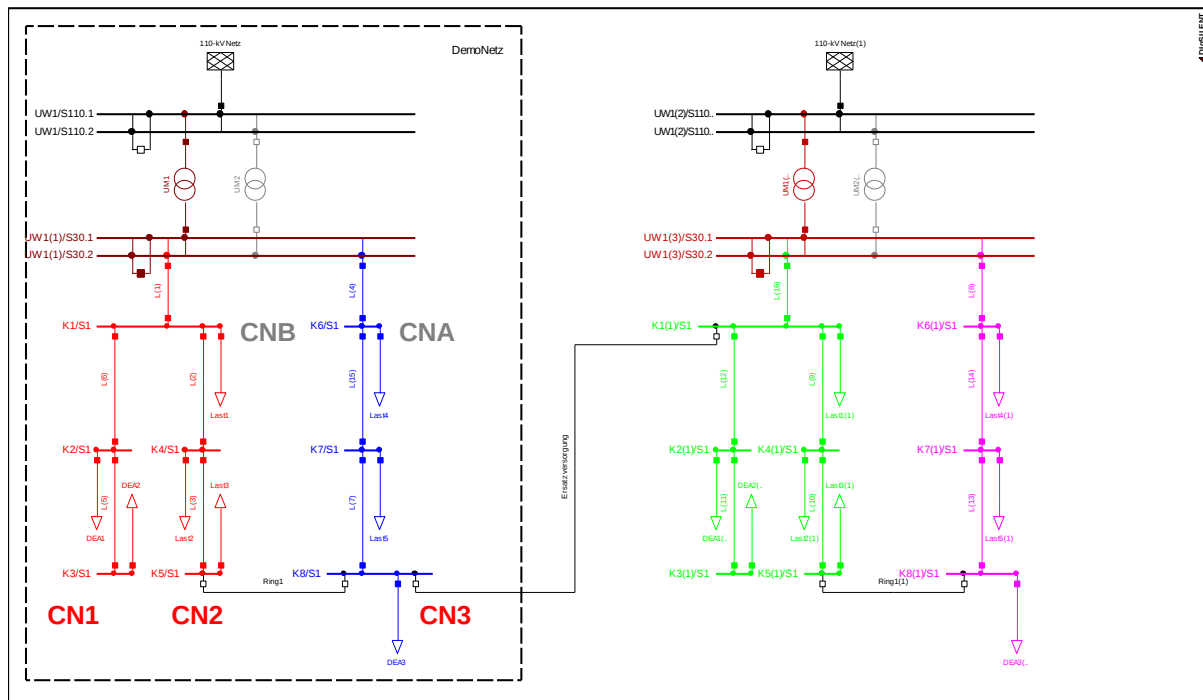


Abbildung 9: Netzschema im normalen Schaltzustand („CN“: critical nodes / Kritische Knoten)

Abbildung 11 stellt das sogenannte Spannungsabfalldiagramm für einen gewissen Zeitpunkt dar (Momentaufnahme charakterisiert durch die Arbeitspunkte der Last- und Erzeugungsanlagen). Die horizontale Achse stellt die Entfernung vom Umspannwerk dar und die vertikale die Spannung an den jeweiligen Knoten. Es ist zu sehen, dass die Spannung am Knoten K3/S1 auf Grund einer Einspeisung von insgesamt 4 MW für diesen Normalschaltzustand und zu dem Zeitpunkt der Momentaufnahme am höchsten ist. Wird die Netztopologie zum Beispiel aufgrund eines Netzfehlers auf Leitung L(15) geändert, müssen folgende Schaltvorgänge durchgeführt werden:

- Freischaltung des Fehlers (beide Schalter der Leitung L(15) werden aufgemacht)
- Versorgung des zweiten Abzweiges durch den ersten (Zuleitung Ring1)

Ein Vergleich zwischen Abbildung 10 und Abbildung 11 zeigt, dass diese Änderung der Netztopologie einen erheblichen Effekt auf die Spannungen hat. Nach der Umschaltung ist die niedrigste Spannung im Knoten K6/S1 (0,91 p.u.), sie liegt außerhalb der erlaubten Spannungsgrenzen. Ein Netzbetrieb im Normalschaltzustand würde also das n-1 Kriterium nicht erfüllen. Fällt die Leitung L(15) aus kommt es zu einer Verletzung der Spannungsgrenzen.

Wie in Abbildung 12 sichtbar ist der Knoten K5/S1 (auch CN2) nicht mehr kritisch. Auf der anderen Seite weist jetzt der Knoten K6/S1 die niedrigste Spannung im Netz auf, wobei er im Normalschaltzustand unkritisch ist (sehr nah am Umspannwerk). Dieser Knoten wurde in der Offline Analyse nicht als kritisch ermittelt und wird deshalb auch nicht überwacht. Nach der Trennstellenverlagerung ist er aber sehr wohl ein kritischer Knoten. Wie auf Abbildung 11 ersichtlich ergibt sich durch die Umschaltung einen zusätzlichen Spannungsabfall von ca. 3,3 % (0,907 p.u. statt 0,940 p.u.).

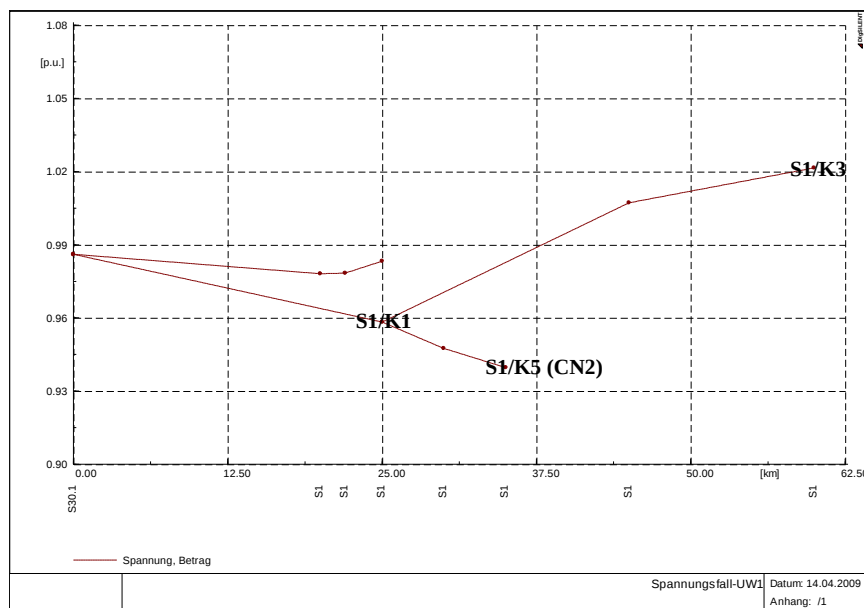


Abbildung 10: Spannungsabfalldiagramm im normalen Schaltzustand (Knotenbezeichnung wie in Abbildung 9)

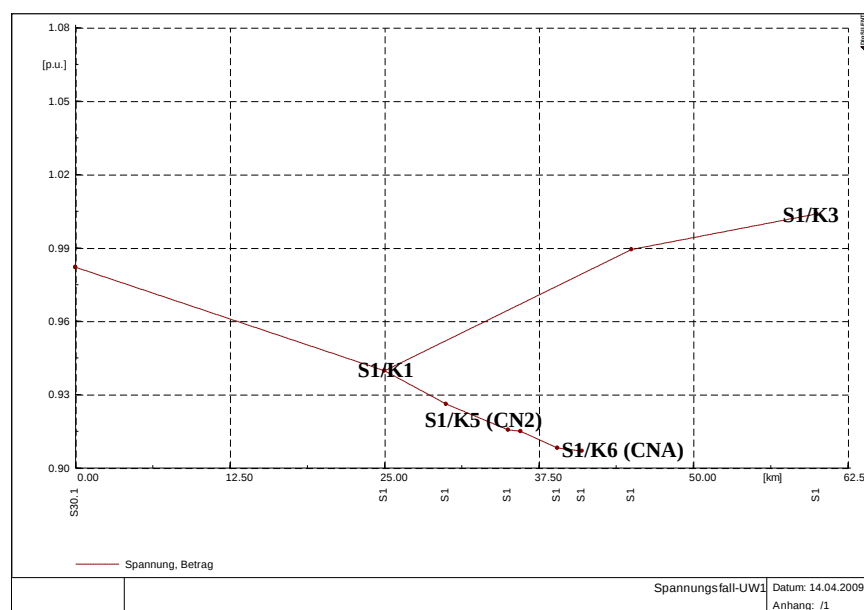


Abbildung 11: Spannungsabfalldiagramm im gestörten Betrieb (nach Ausfall der Leitung L(15))

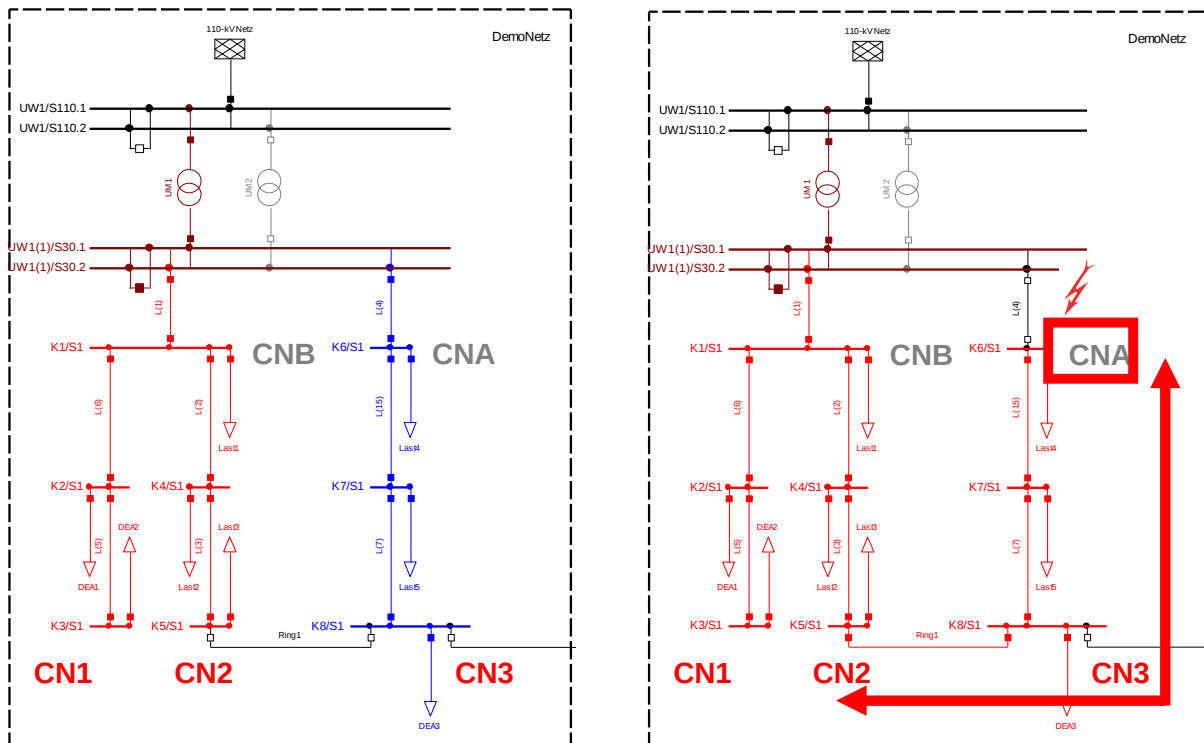


Abbildung 12: Vergleich zwischen Normalschaltzustand und gestörtem Betrieb (in Folge eines Fehlers an der Leitung L(15))

Anhand dieses Beispiels und auf Basis von Gesprächen mit Netzbetreibern, kann die Problematik der Umschaltungen wie folgt zusammengefasst werden:

- Umschaltungen die zu einer Änderung der Netztopologie können in zwei Klassen unterteilt werden:
 - **Trennstellenverlagerung** (oder interne Umschaltungen: Umschaltung innerhalb des Versorgungsgebiet eines Umspanners)

Solche Umschaltungen haben betreffend der Spannungsregelung Auswirkungen:

- der elektrische Weg zu gewissen Knoten hat sich verlängert und eine zusätzliche Last wird von der betrachteten Leitung versorgt. Diese zusätzliche elektrische Entfernung und Last ergibt einen zusätzlichen Spannungsabfall bzw. -anhebung, der zu einer Verletzung der Spannungsgrenzen führen kann.
- einige der Knoten, die bei der Planung für den Normalschaltzustand als kritisch identifiziert wurden sind möglicherweise nicht mehr kritisch und viel problematischer können Knoten, die im Normalschaltzustand unkritisch sind, nach der Änderung der Netztopologie kritisch werden. Als Folge dessen wird die CVCU (Central Voltage Control Unit, siehe Kapitel 2.1.1.2) keine Messwerte von diesem neuen kritischen Knoten bekommen, da keine Mess- und Kommunikationseinrichtungen vorhanden sind. Es kann also nicht mehr gewährleistet werden, dass die Spannung im ganzen Netz innerhalb der Spannung bleibt.
- Für einige Anlagen, die in der koordinierten Regelung eingebunden wurden, kann sich der Beitrag zur Spannungshaltung nach einer Trennstellenverlagerung drastisch ändern. Diese Anlagen liefern möglicherweise keinen Beitrag mehr für die koordinierte Spannungsregelung im

gestörten Betrieb. Weiters müsste neu bestimmt werden, welche Anlagen in der neuen Netztopologie zur Spannungsregelung aktiv beitragen müssen.

- **Ersatzversorgung** (Umschaltung zwischen Versorgungsgebieten zweier benachbarter Umspanner)

Solche Umschaltungen haben zusätzlich zu den Auswirkungen, die für die internen Umschaltungen angeführt wurden, folgenden Auswirkungen:

- einige (kritische) Knoten, die im Normalschaltzustand zu dem betrachteten Netz gehören, werden nach Änderung der Netztopologie nicht vom dazugehörigen Umspanner versorgt, sondern vom benachbarten Netz. Auch umgekehrt können (kritische) Knoten, die im Normalschaltzustand vom benachbarten Netz versorgt werden nach Änderung der Netztopologie vom betrachteten Umspannwerk versorgt werden.
 - einige Erzeugungsanlagen, die im Normalschaltzustand zur koordinierten Spannungsregelung im betrachteten Netz beitragen befinden sich nach Änderung der Netztopologie im benachbarten Netz und können nicht mehr an die Spannungsregelung im betrachteten Netz teilnehmen.
- Im Fall eines Netzfehlers dauert die Prozedur zu Fehlerortung und Umschaltung eine gewisse Zeit. Pro Versorgungsgebiet sind nur wenige Schalter fernsteuerbar. Umschaltungen werden entweder manuell oder automatisch durchgeführt (schnelle „grobe“ Umschaltungen zur Wiederversorgung und dann selektivere Umschaltungen). Da Umschaltungen teilweise manuell durchgeführt werden, ist eine automatische Netzzustandserkennung schwer vorstellbar.
 - Bei geplanten Unterbrechungen (im Zuge von Wartungsarbeiten) wird das Netz kurz in Ring betrieben, um unterbrechungsfrei umschalten zu können. In diesem Zustand ist das Netz nicht mehr radial, sondern vermascht betrieben. Diesen Zustand herrscht in der Regel kurz. In der Regel wird auf Handbetrieb umgeschaltet, um diese Prozedur durchzuführen. Der Regler muss für diesen Zeitpunkt in einen Modus umgeschaltet werden, der diese Prozedur ermöglicht.
 - Das Verhalten der Regelung während des Fehlers (inklusive möglicher AWE, automatische Wiedereinschaltung) darf die Wirksamkeit des Schutzsystems nicht beeinträchtigen. Dies kann durch die langsame Antwort der Regelung im Vergleich mit der des Schutzsystems gewährleistet werden.

Mögliche Lösungswege für diese Problematik werden in Kapitel 2.1.1.5 erläutert.

Einfluss des Übertragungsnetzes

Bei den im Projekt DG DemoNetz-Konzept durchgeführten Simulationen wurde die Spannung im vorgelagerten 110 kV Netz als konstant angenommen (sog. Slack-Knoten). Die Simulationen zeigten, dass die Fernregelung einen erheblichen Nutzen bringen kann, da die Spannung dynamisch in Bezug auf die tatsächliche Spannungssituation erfasst werden kann. Diese Spannungssituation wurde anhand der bei der Planung ermittelten kritischen Knoten bemessen. Der Grund, warum die Fernregelung diesen hohen Nutzen bringen kann ist, dass die Spannungen im ganzen Netz (bedingt) zeitlich korreliert sind. Wenn alle Erzeugungsanlagen räumlich im Netz aufgeteilt sind, ist die Korrelation zwischen den Knotenspannungen sehr hoch. Besteht eine hohe Unsymmetrie zwischen Abzweigen, die Wirkung der Fernregelung eingeschränkt.

Als Basis dieser Untersuchungen wurde allerdings -wie schon erwähnt- eine konstante Spannung im 110 kV Netz angenommen. Da diese Spannung in der Realität nicht konstant ist, muss genau untersucht werden ob der Stufenregler noch in der Lage ist alle Bedingungen zu erfüllen, nämlich die Kompensation von:

- Spannungsschwankungen im 110 kV-Netz
- Spannungsabfällen auf Grund des schwankenden Lastflusses im Umspanner (je nach Auslastung, bis zur vollen Kurzschlussspannung: 11,3 % in diesem Beispiel)
- Spannungsabfällen im Mittelspannungsnetzes auf Grund von Lastschwankungen (neue Aufgabe des Stufenreglers durch die Fernregelung)

Eine problematische Situation könnte zum Beispiel der Fall sein, wenn die Spannung im 110 kV-Netz hoch ist und zum selben Zeitpunkt viele Anlagen im Mittelspannungsnetz einspeisen (und vielleicht sogar eine Rückspeisung ins 110 kV-Netz erfolgt). Dies könnte zum Beispiel bei dominierender Wasserkrafterzeugung im Frühling bei der Schneeschmelze der Fall sein.

Die oben erwähnten drei Aufgaben bewirken Umschaltungen des Stufenreglers. Es muss dabei gewährleistet, dass die Summenwirkung aller dieser Aufgaben kompatibel mit der Charakteristik des Umspanners samt Stufenregler ist. Für diesen Zweck wurden folgende Analysen durchgeführt:

- Analyse der Spannung an der 110 kV Sammelschiene des Umspanners
- Analyse der Schaltungen bei der Fernregelung ohne Berücksichtigung der Schwankungen im 110 kV-Netz
- Schlussfolgerungen

Abbildung 13 stellt den Spannungsverlauf der 110 kV Sammelschiene des Umspannwerks im DemoNetz 1 für ein halbes Jahr dar. Für alle Betrachtungen in diesem Kapitel wird von einer Nennspannung von 114 kV ausgegangen. Die entsprechende Verteilung ist für das ganze Jahr ist in Abbildung 14 dargestellt.

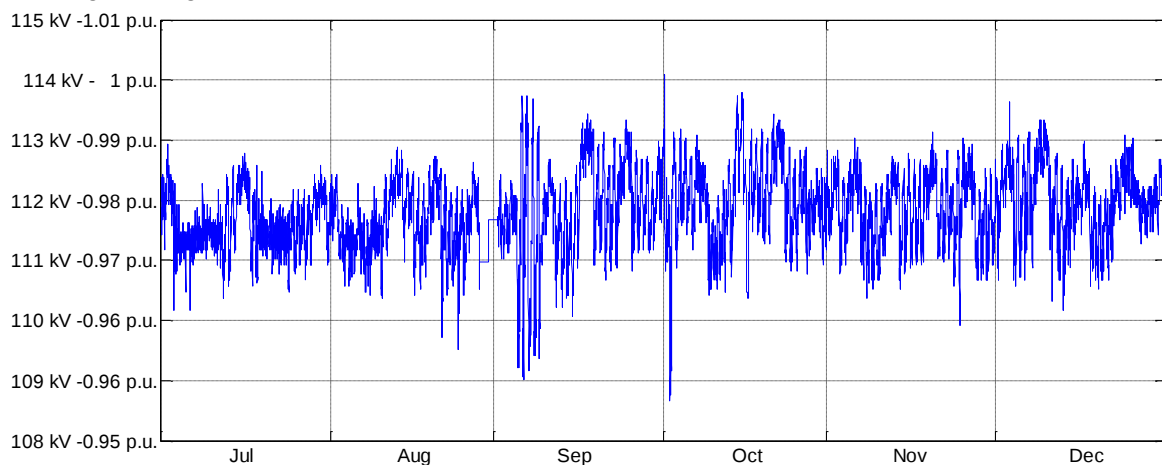


Abbildung 13: Spannungsverlauf an der 110 kV Sammelschiene des Umspannwerks im DemoNetz 1 (halbes Jahr)

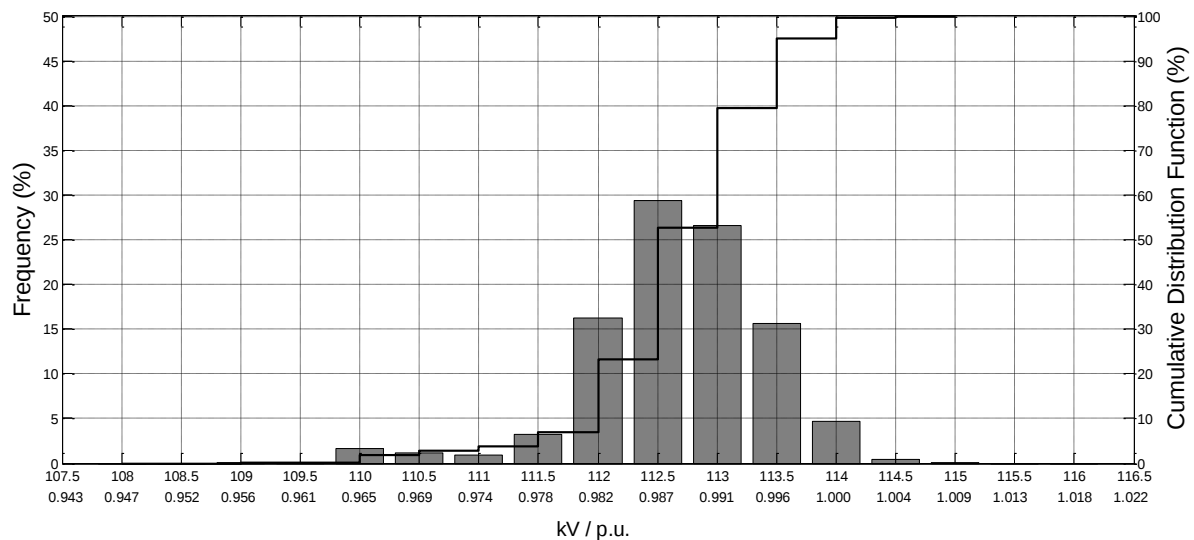


Abbildung 14: Verteilung der Spannung an einer mit dem Umspannwerk verbundenen Leitung

Aus dieser Verteilung können folgende Kenngröße ermittelt werden:

Tabelle 1: Kenngrößen der 110 kV-Spannung am Umspannwerk im DemoNetz 1 (Messwerte für 2006)

Maximale Spannung	115,1 kV (1,010 p.u.)
Minimale Spannung	108,8 kV (0,954 p.u.)
95 % Intervall	[110,6 -114,0] kV ([0,970 -1,000] p.u.)
Mittelwert	112,7 kV (0,989 p.u.)

95 % der Spannungswerte liegen zwischen 0,97 p.u. und 1,00 p.u. Die geregelte 110 kV Spannung kann somit als relativ stabil bezeichnet werden.

In einem zweiten Schritt werden die Schaltungen am Stufenregler beim Fernregelungsbetrieb untersucht. Abbildung 15 stellt exemplarisch den Verlauf der geregelten kritischen Knoten und der entsprechenden Stufenposition für einen Monat (April) dar. Die Auswertungen der Simulationen für ein ganzes Jahr zeigten, dass der Stufenschalter maximal zwischen den Stufen +5 und -1 geschaltet werden muss, um die Spannung an den kritischen Knoten regeln zu können. Diese Schaltungen sind für die Kompensation von Lastflussänderungen im 30 kV-Netz (Umspanner und Leitungen) notwendig.

Werden die Spannungsschwankungen am 110 kV-Knoten berücksichtigt, müssen zusätzliche Schaltungen erfolgen. Diese können wie folgt abgeschätzt werden. Die 110 kV-Spannung schwankt tatsächlich zwischen 108,8 kV und 115,1 kV (+1,0 % und -4,6 %). Dies bedeutet bei einer Stufenhöhe von 1,067 %, dass zusätzlich +1 bzw. -5 Stufen freigehalten werden müssen, um solche Schwankungen kompensieren zu können.

Werden beide Anforderungen (Kompensieren der Spannungsschwankungen aus dem 110 kV-Netz und Kompensation der schwankenden Spannungsabfälle und -Anhebungen im 30 kV Netz) zusammen betrachtet ergibt sich, dass der Stufenschalter für dieses Netz zwischen +6 und -6 geschaltet werden muss, um die Spannung an allen 30 kV-kritischen Knoten innerhalb der Grenzen behalten zu können. Da der Umspanner samt Stufenschalter 31 (+15 / -15) Stufen zu Verfügung stellt, ist diese Anforderung erfüllt und unkritisch.

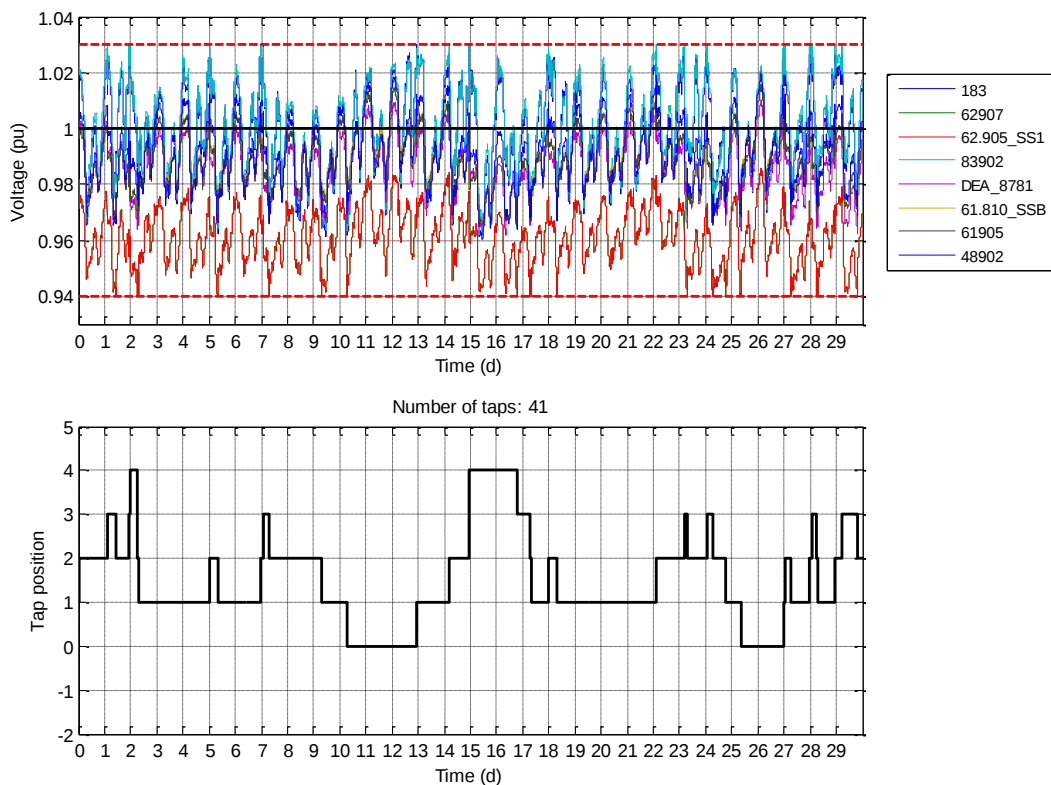


Abbildung 15: Verlauf der Spannung an den kritischen Knoten (oben) – Stufenposition des Umspanners bei der Fernregelung für April (Quelle: DG DemoNetz-Konzept)

Um eine allgemeine Aussage treffen zu können, wurde ein größerer Datensatz analysiert. Es wurden dabei 110 kV-Spannungsverläufe von 56 Umspannwerken betrachtet. Diese Analyse zeigte, dass die Schwankungen der 110 kV-Spannung im Allgemeinen eine Stufenposition zwischen +7 und -10 erfordern. Abbildung 16 zeigt exemplarisch die Häufigkeitsverteilung eines Umspanners aus diesem Datensatz.

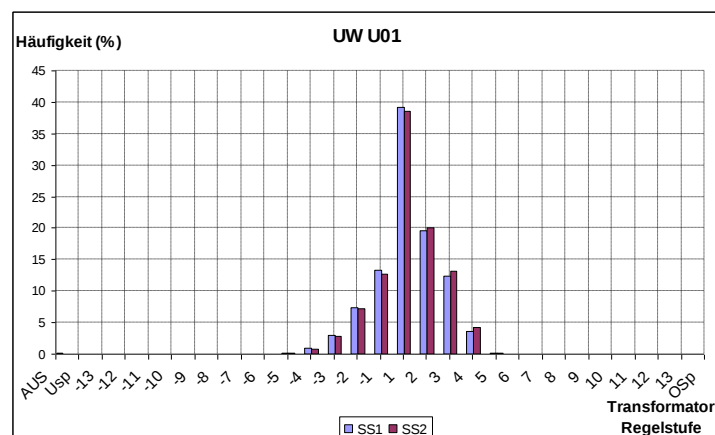


Abbildung 16: Verteilung der Stufenposition für eine Regelung auf konstanten Sollwert an der MS-Sammelschiene der Umspannanlage (aus Messwerten für ein Jahr). Quelle: EAG

Wie die Untersuchungen im Vorprojekt gezeigt haben, werden bei erhöhter Dichte an dezentrale Erzeugungsanlagen vor allem Schaltungen nach oben notwendig (um die durch die Einspeiser verursachte Spannungsanhebung zu reduzieren). Dies bedeutet, dass auch unter Berücksichtigung der Spannungsschwankungen im 110 kV-Netz davon ausgegangen werden kann, dass die Grenzen des Stufentransformators nicht erreicht werden (oberste und unterste Stufe). Diese vorläufige Aussage wird

anhand ausführlicherer Messdaten und detaillierter Simulationen in der weiteren Projektfolge (Projekt DG DemoNetz-Validierung) überprüft. Interessant ist auch die Fragestellung inwieweit die Spannungsverläufe im Mittelspannungsnetz und im Hochspannungsnetz gegenläufig sind und somit bei der Fernregelung, durch die Auswirkung des 110 kV-Netzes, weniger Schaltspiele beim Stufentransformator notwendig sind.

Einsatz von Kommunikationseinrichtungen

Grundsätzlich wird an die bidirektionale Kommunikation die Anforderung einer schmalbandigen (CENELEC), zuverlässigen, robusten, kostengünstigen und erweiterbaren Übertragungseinrichtung gestellt. Aus diesem Grund kommen zwei Lösungen für das Projekt BAVIS in Frage, die bidirektionale PLC-Kommunikation oder eine Richtfunklösung.

Bei der PLC Lösung wird eine Übertragung nur so lange stattfinden, wie eine galvanische Mittelspannungsverbindung von Messpunkt zum Umspannwerk (UW) – Regler besteht. Bei einer Unterbrechung durch Schalteröffnung aufgrund einer Störung oder durch Teilnetzumlegung auf einen anderen Umspannerregelbereich kommt das Signal gar nicht oder mit Meldung des neuen Regelbereiches zurück. Für eine betrieblich robuste Betriebsführung soll das Regelungskonzept bei möglichst allen Schaltzuständen automatisiert richtig arbeiten. Dies wird dadurch erreicht, dass Stromfluss- und Kommunikationsweg ident sind. Ansätze mit Erfassung von „zulässigen“ Schaltzuständen scheitern an der Vielzahl der möglichen Kombinationen und den Kosten. Die Überwachung des genauen Netzschtzustands steht hier demnach nicht im Vordergrund.

Bei der Richtfunklösung soll neben dem Spannungswert U , die Blindleistung Q , die Wirkleistung P , der Zeitstempel t , wie in der PLC Lösung und zusätzlich noch die UW - Zugehörigkeit (Umspannerregelbereich) mit übertragen werden, welche durch eine Art Rundsteuersignal auf der Mittelspannungsleitung, ausgehend vom jeweiligen Umspannwerk ausgesendet wird. Diese Werte sollen etwa alle sechs Sekunden an den jeweiligen UW – Regler übertragen und auf ihre Plausibilität hin untersucht werden.

Kommt es zu mehreren Spannungsbandverletzungen in Folge, wird mit einer dementsprechenden Aktion des UW - Reglers oder der koordinierten Spannungsbandregelung reagiert.

Grundsätzlich kann man davon ausgehen, dass eine PLC Lösung den Vorteil einer Übertragung für Messstellenerkennung und Messstellenwerte über ein und dasselbe Medium mit sich bringt, wohingegen die Richtfunkvariante neben der Messdatenübertragung via Funk noch eine Messstellenzugehörigkeit mittels „Rundsteuerung“ erfordert.

In beiden Fällen wird eine schmalbandige, günstige und robuste Kommunikation in den Vordergrund gestellt und erhält höchste Priorität.

2.1.1.5 Schlussfolgerungen, Lösungswege für eine zukünftige Umsetzung

Umschaltungen, Betrieb des Netzes nach dem n-1 Kriterium

Die Überlegungen zu den Fragestellungen, die im Kapitel 2.1.1.4 angeführt wurden, sind hier kurz zusammengefasst. Dabei handelt es sich um erste Überlegungen, die im weiteren Projektverlauf (Nachfolgeprojekt DG DemoNetz-Validierung) näher analysiert und weiterentwickelt werden müssen. Teile davon sind aus heutiger Sicht nicht umsetzbar werden aber trotzdem angeführt, da es sich um Lösungen aus dem Diskussionsprozess handelt und sie möglicherweise in Zukunft interessant werden könnten.

- Man könnte beim Regler (CVCU) ein Portfolio unterschiedlicher möglicher Schaltzustände speichern und bei Bedarf im Regler zwischen den einzelnen Schaltzuständen umschalten. Dies würde aber erfordern, dass der Schaltzustand vor Ort bekannt ist und/oder, dass die Umschaltung von der Ferne erfolgen kann. Es wäre nicht realistisch bei jeder Änderung der

Netztopologie, durch eine neue Offline Studie, zu überprüfen ob diese Änderung zu unzulässigen Spannungen führen kann. Eine solche Überprüfung müsste automatisiert erfolgen.

- Falls im gestörten Betrieb (Umschaltung in Folge eines Fehlers oder einer geplanten Wartungsarbeit) eine Umparametrierung des Reglers in Abhängigkeit des Netzzustands erfolgen soll, ist eine sichere Netzzustandserkennung notwendig. Wie diese funktionieren könnte und wie das Aufwand/Nutzen Verhältnis tatsächlich ausfällt, muss noch geklärt werden. Es scheint kaum machbar, den Regler (CVCU) bei jeder Änderung umparametrieren zu müssen, weil Umschaltungen teilweise manuell durchgeführt werden und eine automatische, zuverlässige und schnelle Erkennung einer Netztopologieänderung nicht möglich ist.
- Es ist auf Grund des damit verbundenen Aufwands nicht machbar, alle möglichen Schaltzustände bei der Planung detailliert zu berücksichtigen (z.B. Bestimmung der kritischen Knoten, der Beitragsmatrix). Der Normalschaltzustand kann durchschnittlich mit etwa 98 % des Jahres angenommen werden; für die restliche Zeit sind viele verschiedene Schaltzustände möglich. Daher, muss die Regelung so ausgelegt werden, dass eine Einhaltung der Spannungsgrenzen in allen realistischen Schaltzuständen möglich ist. Dies bedeutet, dass, - wie zurzeit erforderlich- eine Reserve in der Planung weiterhin mitberücksichtigt werden muss.
- Auf jeden Fall müssen bei der Planung die Schaltzustände, die die höchsten Ansprüche für die Spannungshaltung verursachen können, identifiziert und analysiert werden. Die Reserve, die für diese anspruchsvollsten Schaltzustände notwendig ist, muss mitberücksichtigt werden.
- Eine Möglichkeit zur Behandlung der „nicht normalen Schaltzustände“ ist einen eingeschränkten Netzbetrieb zu definieren. In diesem sollten die betrieblichen Parameter auf Basis einer Analyse der anspruchsvollsten Schaltzustände angepasst werden. Eine Möglichkeit dazu wäre eine Einschränkung des erlaubten Spannungsbands, um die nicht erfassten Knoten zu berücksichtigen. Diese Betrachtungen müssen auf Basis von Worst-Case Analysen durchgeführt werden (z.B. minimale Last / maximale Erzeugung). Diese Einschränkungen könnten durch die Einbindung von virtuellen (oder pseudo) Knoten, für die eine Reserve zu anderen kritischen Knoten freigehalten wird, erfolgen.
- Bei der Bestimmung der Reserve, die für Umschaltungen freigehalten werden muss, sollte darauf geachtet werden, dass die Einführung zusätzlicher kritischer Knoten (mit Spannungsmessung und -Übertragung) einen hohen Nutzen bringen könnte. Dies kann vor allem der Fall sein, wenn Umschaltungen sehr ungünstig sind (bedürfen z.B. 2 % Spannungsband). In solchen Fälle müsste das nutzbare Spannungsband so stark eingeschränkt werden, dass das Netz wenig ausgenutzt werden könnte. Die Einführung eines zusätzlichen Knotens kann durchaus begründbar sein.
- Im gestörten Betrieb (Umschaltung in Folge eines Fehlers oder einer geplanten Wartungsarbeit) könnte von der koordinierte Spannungsregelung auf Fernregelung mit lokaler Regelung umgeschaltet werden. Dafür sollte aber geklärt werden, ob Schwingungen zwischen zwei nicht koordinierten regelnden Erzeugungsanlagen eintreten könnten oder nicht.

Beispielhafte Analysen für externe und interne Umschaltungen im DemoNetz Vorarlberg zeigen, dass die Ersatzversorgung für eines der Umspannwerke die kritische Umschaltung darstellt. In diesem Fall beträgt die Spannungsdifferenz zwischen der ungünstigsten Station und die letzte betrachtete Station (im Versorgungsgebiet des UWs DG DemoNetz Gebiet im normalen Schaltzustand) fast 3 %. Dies bedeutet, dass ein Spannungsabfall von fast 3 % im Fall der Ersatzversorgung zu erwarten ist.

Will man das Netz in Hinsicht auf die Spannungshaltung mit dem n-1 Kriterium betreiben, müsste eine entsprechende Reserve von 3 % dauernd gehalten werden um sicherstellen zu können, dass die Spannung unter allen Schaltzuständen innerhalb der Grenzen bleibt. Dies würde allerdings eine starke

Reduzierung des Spannungsbands und somit eine zu starke Einschränkung bedeuten. Um dem zu entgehen wird in der Spannungsfallmitte dieser Strecke eine optionale Messstelle eingerichtet, so dass von einer ca. 1,5 %igen Spannungsfallreserve ausgegangen werden kann.

Einfluss des Übertragungsnetzes

Die Analysen, die im Lauf der ersten Projektphase durchgeführt wurden zeigten, dass man erwarten kann, dass auch unter Berücksichtigung der Spannungsschwankungen im 110 kV-Netz die Grenzen des Stufentransformator nicht erreicht werden (oberste und unterste Stufe). Dies wurde vor allem für das DemoNetz 1 untersucht und wird in der Projektfolge erweitert.

Empfehlungen für die Umsetzung der Demonstration

Im Zuge der Arbeitsgespräche wurde vorgeschlagen, dass man beim Demonstrationsbetrieb die Möglichkeit hat, verschiedene Betriebsmodi zu verwenden und die Möglichkeit, flexibel gewisse Messwerte und Befehle zu darstellen. Diese würden natürlich Mehrkosten verursachen, die aber für die Verbesserung, Validierung und Weiterentwicklung der Ergebnisse und für die Verbreitung einen wesentlichen Nutzen bringen. Dies kann wie folgt zusammengefasst werden:

Der Demobetrieb sollte für interessierte Personen (Zielgruppe: Verteilnetzbetreiber, Erzeuger) durch einen geeigneten Schauraum veranschaulicht werden können. In diesem Raum sollten allen interessanten Messwerte und Befehle dargestellt werden können. Zum Beispiel könnten folgende Parameter gezeigt werden:

- Spannungen an allen kritischen Knoten
- Erzeugte Wirk- und Blindleistung der Erzeugungsanlagen die an die Regelung teilnehmen
- Zustand des Stufenreglers
- Zustand des Gesamtregler

Im DemoBetrieb sollte auch eine Umschaltung zwischen verschiedenen Regelungsalgorithmen möglich sein. Dadurch können gezielte Untersuchungen im Feld durchgeführt werden.

In der weiteren Projektfolge werden detaillierten Anforderungen für vor allem für die Fernregelung in Blick auf eine baldige Umsetzung erarbeitet. Diese werden in Form eines Lastenhefts zusammengefasst.

2.1.2 Entwicklung der verbesserten Regelungskonzepte

Im Projekt „BAVIS“ werden die oben dargestellten generellen Anforderungen an innovative Spannungsregelkonzepte im Verteilnetz im Rahmen der Entwicklung von verbesserten Regelungskonzepten umgesetzt. Das Projekt „BAVIS“ stellt in der Projektkette DG Demonetz – BAVIS – DG Demonetz Validierung ein wichtiges Glied dar. Grundsätzliche Eignung der Regelverfahren konnte bereits im Vorgängerprojekt DG Demonetz gewonnen werden. Jedoch wurden aufgrund des Umfangs noch nicht alle Anforderungen und praktischen, in der Realität auftretende Fälle und ihre Auswirkungen auf die Regelkonzepte untersucht. Dies ist die zentrale Aufgabe des BAVIS Projektes. Dennoch stellt das Ergebnis des BAVIS Projektes keine fertig einsetzbare Hardware/Software Lösung dar, sondern vielmehr eine Algorithmientoolbox, welche in einer Hochsprache vorliegt und mit geeigneter Portierung in Zuge einer Reglerimplementierung herangezogen werden kann.

Zusammenfassend lassen sich die wesentlichsten Zielvorstellungen zur Erreichung einer „Toolbox“ von ausgereiften Maßnahmen zur aktiven Spannungsregelung im Projekt BAVIS folgendermaßen beschreiben:

- Basis: Die im Projekt DG-Demonetz erarbeiteten Regelkonzepte
- Entwicklung des Reglers, auf Grund der im DG-DemoNetz-Konzept erarbeiteten Regelkonzepte und eventuelles Redesign des Reglers
- Umsetzungsmöglichkeiten der Regler in eine Plattform für einen praktischen Test
- Erweiterter Anwendungsbereich der Regelkonzepte
- Designvorgaben und einfache Anleitungen zur Implementierung der Regler an einem konkreten Verteilnetz

Die wesentlichsten zunächst identifizierten Probleme sind dabei folgende:

- Gleichzeitige Optimierung der Knoten, um unerwünschte Effekte zu verhindern (DemoNetz-Konzept: Sequentielle Optimierung)
- Verhalten des Reglers bei Trennstellenverlagerung und Ersatzstromversorgung
- Einsatz der Beitragsmatrizen
- Einbeziehung der Dynamik der Erzeugungsanlagen und des Netzes
Ein und Ausschalten der Kraftwerksregelungen, Kriterien zum Übergang in den Normalbetrieb (in DemoNetz-Konzept erfolgte ein hartes Umschalten)
- Zeitliche Staffelung der Regelaktionen
- Erstellung eines Emulators, um die verwendeten Routinen testen und debuggen zu können (im Projekt DemoNetz-Konzept nicht vorhanden)

Folgende Vorschläge werden zur Lösung einiger der identifizierten Probleme vorbereitet:

- Gleichzeitige Optimierung der unterschiedlichen kritischen Knoten -> Einbeziehung der Beitragsmatrix zur Vorsteuerung, mehrere einschleifige Regelkreise (I-II)
- Untersuchung der Genauigkeit der Beitragsmatrizen
- Einbeziehung der Dynamik der Erzeugungsanlagen und des Netzes -> Modellierung des dynamische Verhaltens mit PT1, PT2 Glied und Einbeziehung in die Simulation
- Ein und Ausschalten der DEA-Regelungen, Kriterien zum Übergang in den Normalbetrieb -> Lösung über geeignete koordinierte Regelung und Steuerung der Aktionen (Zustandsmaschine)
- Zeitliche Staffelung der Regelaktionen -> Zustandsmaschine und geeignete Zeithorizonte
- Erstellung eines Emulators, um die verwendeten Routinen testen und debuggen zu können -> Verwendung von PSAT (matlabbasiert) und geeignete Routinen.

Im Folgenden werden die einzelnen Maßnahmen zur Verbesserung der Regelungskonzepte beschrieben. Es wird dabei vor allem auf die koordinierte Spannungsregelung eingegangen, da diese die von der Komplexität her umfassendste Spannungsregelungsmaßnahme darstellt und die Spezialfälle Fernregelung und lokale Spannungsregelung enthält.

2.1.2.1 Die Zustandsmaschine als „Herz“ der Entscheidungslogik des Reglers

Auf einer abstrakten Ebene lassen sich die Eingangsmuster, welche der Regler enthält (die Spannungswerte der kritischen Knoten) in folgende 6 Muster unterteilen

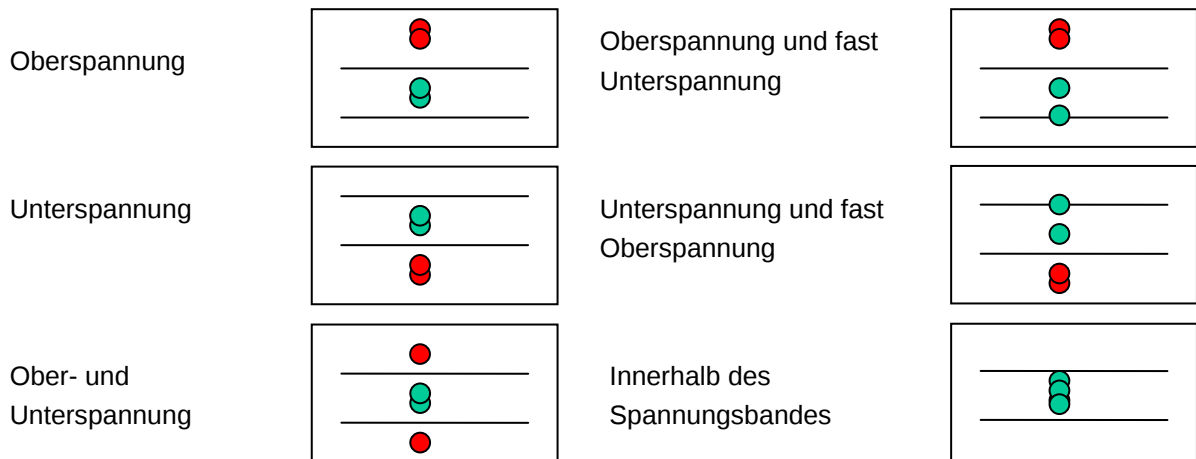


Abbildung 17: Möglichen Zustände der Spannungen der kritischen Knoten des Verteilnetzes

Fallen die Eingangsspannungen in das Muster Ober- und Unterspannung, so ist die Betätigung des On-Load Tap Changers (sei es durch konkrete neue Stufenvorgabe oder aber eines neuen Spannungssollwertes an den Regler des on On-Load Tap Changers), das aprobeate Mittel. Treten in einem Netz zum gleichen Zeitpunkt Ober- und Unterspannung auf, so kann mittels Stufenstellers keine Verbesserung der Situation bewirkt werden (Es ist keine Schaltung möglich, da sich die Situation in eine Richtung verschlechtern würde – höhere Überspannung bzw. größere Unterspannung). Es muss in solch einem Fall mittels Blindleistungsmanagement (Q-Regelung) oder aber kombinierten Blind- und Wirkleistungsmanagement eingegriffen werden. Ähnlich verhalten sich die Zustände „Oberspannung und fast Unterspannung“ und „Unterspannung und fast Oberspannung“. Der Regler braucht nicht tätig zu werden, wenn die gemessenen und kommunizierten Spannungen der kritischen Knoten sich im gewünschten Spannungsband befinden.

Diese 6 dargestellten Eingangsmuster des Spannungsreglers stellen letztendlich die für die Spannungsregelungskonzepte relevanten Zustände dar, in welchen sich das Verteilnetz befinden kann. Um die Aktionen des Reglers (als Antwort auf ein mögliches Spannungsmuster) zu koordinieren, wurde eine Zustandsmaschinenbeschreibung des Reglers herangezogen: Mit dieser Zustandsmaschine wird im Wesentlichen eine natürliche Reihenfolge der Intervention nachgebildet.

In Abbildung 18 ist die definierte Zustandsmaschine mit ihren Transitionen dargestellt:

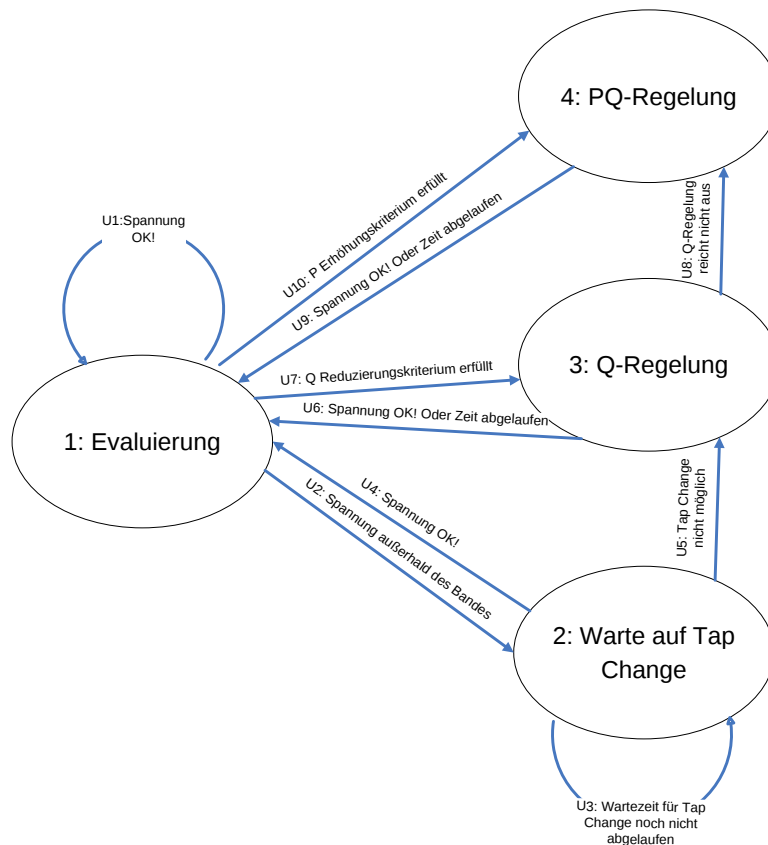
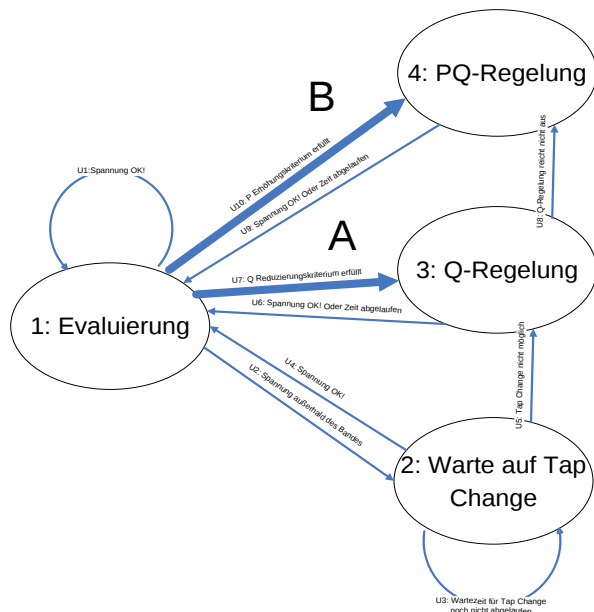


Abbildung 18: Darstellung der Zustandsmaschine des Reglers mit den Zuständen und den möglichen Transitionen (Übergängen)

Der Zustand „Nummer 1“ beschreibt den Ruhezustand des Reglers, es findet eine Auswertung der Spannungswerte aus den kritischen Knoten statt. Befinden sich alle Spannungen der kritischen Knoten im erlaubten Spannungsband, so verharrt der Regler in diesem Zustand, ansonsten wechselt er in den Zustand „Nummer 2“, bei welchen ermittelt wird, ob durch eine Veränderung des Stufenstellers, eine Verbesserung der Spannungssituation herbeigeführt werden könnte. Falls dies möglich ist, wird die entsprechende Aktion am Stufensteller durchgeführt und – wenn die Spannungen der kritischen Knoten wieder im erlaubten Band sind – wieder in den Ruhezustand „Nummer 0“ zurückgekehrt. Sind die Spannungen der kritischen Knoten außerhalb des erlaubten Bandes und die Möglichkeiten des Stufenstellers erschöpft (z.B. durch gleichzeitiges Erreichen der oberen und der unteren Spannungsgrenze im Netz) so wird in den Zustand „Nummer 3“ gewechselt, bei welchem berechnet wird, ob durch reines Blindleistungsmanagement sich das Spannungsproblem lösen lässt. Ist dies möglich, werden die entsprechenden Blindleistungsvorgaben an die verteilten, regelbaren Erzeugungsanlagen gegeben und nachdem das Spannungsband von den Spannungen der kritischen Knoten wieder eingehalten wird, wieder in den Ruhezustand zurückgekehrt. Ist Blindleistungsmanagement nicht ausreichend zur Lösung des Spannungsproblems, so wird in den Zustand „Nummer 4“ gewechselt, bei welchen durch kombiniertes Wirk- und Blindleistungsmanagement versucht wird die Spannungswerte innerhalb der zulässigen Grenzen zu halten. Im Zustand „Nummer 4“ sollte sich in allen praktisch relevanten Fällen, eine Lösung zur Einhaltung der Spannungsgrenzen ergeben. Sobald die Spannungen der kritischen Knoten sich wieder im erlaubten Spannungsband befinden, wird auch hier wiederum in den Ruhezustand „Nummer 0“ gewechselt.



A: Spannung im erlauben Band, einige Anlagen liefern Blindleistung, mittels Optimierung wurde berechnet, dass Blindleistung reduziert werden kann

B: Spannung im erlaubten Band, einige Anlagen sind in ihrer Wirkleistung reduziert, mittels Optimierung wurde berechnet, dass mehr Wirkleistung erzeugt werden kann

Abbildung 19: Zwei besondere Transitionen der Zustandsmaschine des Reglers

Zwei der Zustandsübergänge werden aufgrund ihrer Bedeutung besonders herausgestrichen. Sie werden in Abbildung 19 mit A und B bezeichnet. Die Zustandstransition A wird immer dann ausgeführt, wenn die regelbaren Anlagen zwar Blindleistungen liefern oder verbrauchen, diese Blindleistung aber reduziert werden könnte und dabei weiterhin das Spannungsband durch die Spannungen der kritischen Knoten eingehalten wird. Die Vorstellung ist hier, dass der Regler in der Vergangenheit Blindleistungsmangement zur Einhaltung der Spannungsgrenzen machen musste, dies aber durch eine Änderung der Last- und/oder Erzeugungssituation überflüssig geworden ist oder aber nicht mehr in dem hohen Maße benötigt wird. Dies entspricht der Idee, dass sich der Regler mit seinen Aktionen nur dann in den Verteilnetzbetrieb einbringt, wenn dies unbedingt erforderlich ist, ansonsten sich aber weitgehend „zurücknimmt“.

Ähnliche Bedeutung kommt der Transition B zu. Vorstellung ist hier, dass Regler in seiner Vergangenheit ausgewählte regelbare Anlagen in seiner Wirkleistung begrenzt hat (entsprechend der Beitragsmatrix), um die Spannungsgrenzen einzuhalten, nun aber diese Begrenzung nicht mehr oder nicht mehr so stark erforderlich ist. Der Regler wechselt also in solch einem Falle in den Zustand „Nummer 4“, kombiniertes Blind- und Wirkleistungsmanagement und ändert die Vorgaben an die regelbaren Erzeugungsanlagen und kehrt nach Durchführung der entsprechenden Aktion wieder in den Ruhezustand „Nummer 0“ zurück.

2.1.2.2 Ein lineares Modell zur Modellierung des Netzes (Beitragsmatrixverfahren)

Elektrische Netze können mit Hilfe der Lastflussrechnung quasistationär analysiert werden. Die Lastflussrechnung basiert auf nichtlinearen, stark gekoppelten Gleichungen 2. Ordnung. Die Nichtlinearität des Lastflusses rührt daher, dass nicht Spannungen oder Ströme im elektrischen Netz vorgegeben werden, sondern Wirk- und Blindleistungen an einzelnen Knoten.

Für die hier entwickelten Spannungsregelmodelle ist es wichtig, dass der Einfluss von Wirk- und Blindleistungsänderungen der regelbaren Erzeugungsanlagen auf die Spannungen der kritischen Knoten bekannt ist. Prinzipiell könnte man für jede Änderung in der Wirk.- und Blindleistungserzeugung und -verbrauch eine Lastflussrechnung ansetzen und mit klassischen Methoden (z.B. Newton-Rhaphson Verfahren) lösen. Dieser würde aber sehr hohen zusätzlichen Rechenaufwand bedeuten, Endbericht ENERGIE DER ZUKUNFT

nicht sehr praktikabel und nicht besonders anschaulich sein. Im Projekt BAVIS wird daher auf folgende Methodik zurückgegriffen:

Der Zusammenhang zwischen Leistungen und den Spannungen der kritischen Knoten wird geeignet linearisiert (Stichwort linearisierter Lastfluss). Die Matrizen, die die lineare Abbildung beschreiben werden im Folgenden als Beitragsmatrizen beschrieben.

Bereits im Vorgängerprojekt DG DemoNetz-Konzept wurden Beitragsmatrizen benutzt, hierbei jedoch um eine Reihenfolge des Eingriffes des Reglers zu bestimmen. Da dies in der Praxis nicht optimal funktioniert, wird im BAVIS Projekt eine Stufe weiter gegangen und der quantitative Zusammenhang, den die Beitragsmatrix ausdrückt, für die Regelung herangezogen. Dadurch kann eine optimale, stetige Aufteilung des Blind- und Wirkleistungsanteiles der regelbaren Anlagen zur Spannungsregelung erzielt werden und letztendlich auch das Spannungsband besser ausgenutzt werden.

Grundlage ist jedoch, dass der lineare Zusammenhang in einem weiten Bereich gültig ist. Dies kann theoretisch gezeigt werden und wird im BAVIS Projekt auch mit Hilfe einer Jahrgangsberechnung simulativ untermauert (siehe Abbildung 24).

In den folgenden Abbildungen sind jeweils die Zusammenhänge angegeben. Annahme der Näherung ist jeweils, dass die Lasten im Netz konstant sind und entweder Wirk- oder Blindleistungsproduktion der regelbaren Anlagen konstant ist.

$$\begin{bmatrix} \Delta U_{CN1} \\ \Delta U_{CN2} \\ \vdots \\ \Delta U_{CNn} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} a_{Q|1,1} & a_{Q|1,2} & \cdots & a_{Q|1,m} \\ a_{Q|2,1} & a_{Q|2,2} & \cdots & a_{Q|2,m} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ a_{Q|n,1} & a_{Q|n,2} & \cdots & a_{Q|n,m} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta Q_1 \\ \Delta Q_2 \\ \vdots \\ \Delta Q_m \end{bmatrix}$$

Unter der Voraussetzung, dass die Wirkleistungserzeugung P und Verbraucherlasten konstant sind

Abbildung 20: Zusammenhang zwischen der Blindleistungsänderung der regelbaren Erzeugungsanlagen und der Änderung der Spannung der kritischen Knoten bei konstanter Wirkleistungsproduktion und Lasten

$$\begin{bmatrix} \Delta U_{CN1} \\ \Delta U_{CN2} \\ \vdots \\ \Delta U_{CNn} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} a_{P|1,1} & a_{P|1,2} & \cdots & a_{P|1,m} \\ a_{P|2,1} & a_{P|2,2} & \cdots & a_{P|2,m} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ a_{P|n,1} & a_{P|n,2} & \cdots & a_{P|n,m} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta P_2 \\ \vdots \\ \Delta P_m \end{bmatrix}$$

Unter der Voraussetzung, dass Q konstant und Lasten konstant sind

Abbildung 21: Zusammenhang zwischen der Wirkleistungsänderung der regelbaren Erzeugungsanlagen und der Änderung der Spannung der kritischen Knoten bei konstanter Blindleistungsproduktion und Lasten

Für das folgende Modell wird angenommen, dass egal ob die Wirk- als auch Blindleistungsproduktion der regelbaren Erzeugungsanlagen verändert werden, sich die Lastsituation dabei nicht ändert.

$$\begin{bmatrix} \Delta U_{CN1} \\ \Delta U_{CN2} \\ \vdots \\ \Delta U_{CNn} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} a_{P|1,1} & a_{P|1,2} & \cdots & a_{P|1,m} \\ a_{P|2,1} & a_{P|2,2} & \cdots & a_{P|2,m} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ a_{P|n,1} & a_{P|n,2} & \cdots & a_{P|n,m} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta P_2 \\ \vdots \\ \Delta P_m \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} a_{Q|1,1} & a_{Q|1,2} & \cdots & a_{Q|1,m} \\ a_{Q|2,1} & a_{Q|2,2} & \cdots & a_{Q|2,m} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ a_{Q|n,1} & a_{Q|n,2} & \cdots & a_{Q|n,m} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta Q_1 \\ \Delta Q_2 \\ \vdots \\ \Delta Q_m \end{bmatrix}$$

Unter der Voraussetzung, dass
Lasten konstant sind

Abbildung 22: Zusammenhang zwischen gleichzeitiger Wirk- und Blindleistungsänderung der regelbaren Erzeugungsanlagen und der Änderung der Spannung der kritischen Knoten bei konstanten Lasten

Die einzelnen Matrixeinträge lassen sich durch ein einfaches Identifikationsschema ermitteln, in der Simulation wird die entsprechende Leitungsgröße leicht variiert und die Änderung der Spannung an einem bestimmten kritischen Knoten gemessen. Moderne Lastflussprogramme haben teilweise diese Funktionalität schon eingebaut.

Identifikation, Bestimmung der Beitragsmatrix

Beispielhaft:

$$a_{Q|1,1} = \left. \frac{\Delta U_{CN1}}{\Delta Q_1} \right|_{Q_2, \dots, Q_m = \text{const}, P_1, \dots, P_m = \text{const}, \text{Lasten} = \text{const}}$$

Die Ermittlung erfolgt simulativ durch Variation der Leistungen und Messung der Spannung an den kritischen Knoten

Abbildung 23: Identifikationsschema zur Bestimmung der Einträge der Beitragsmatrix

In Abbildung 24 sind die Ergebnisse zur Untersuchung der Empfindlichkeit der Einträge der Beitragsmatrizen in einem Netz in Vorarlberg dargestellt. Dabei wurden die Einträge für ein ganzes Jahr berechnet. Die Abweichungen bewegen sich relativ gesehen maximal in einem $\pm 4\%$ Band. Der Regler muss also mit diesen kleinen Abweichungen umgehen können. Dazu können speziell robuste Optimieverfahren für den Regler herangezogen werden. Denkbar ist auch eine Nachführung der Einträge der Beitragsmatrizen aufgrund der Knotenspannungen. Dieser Weg wird hier aufgrund seiner aufwändigen Implementierung nicht weiterverfolgt.

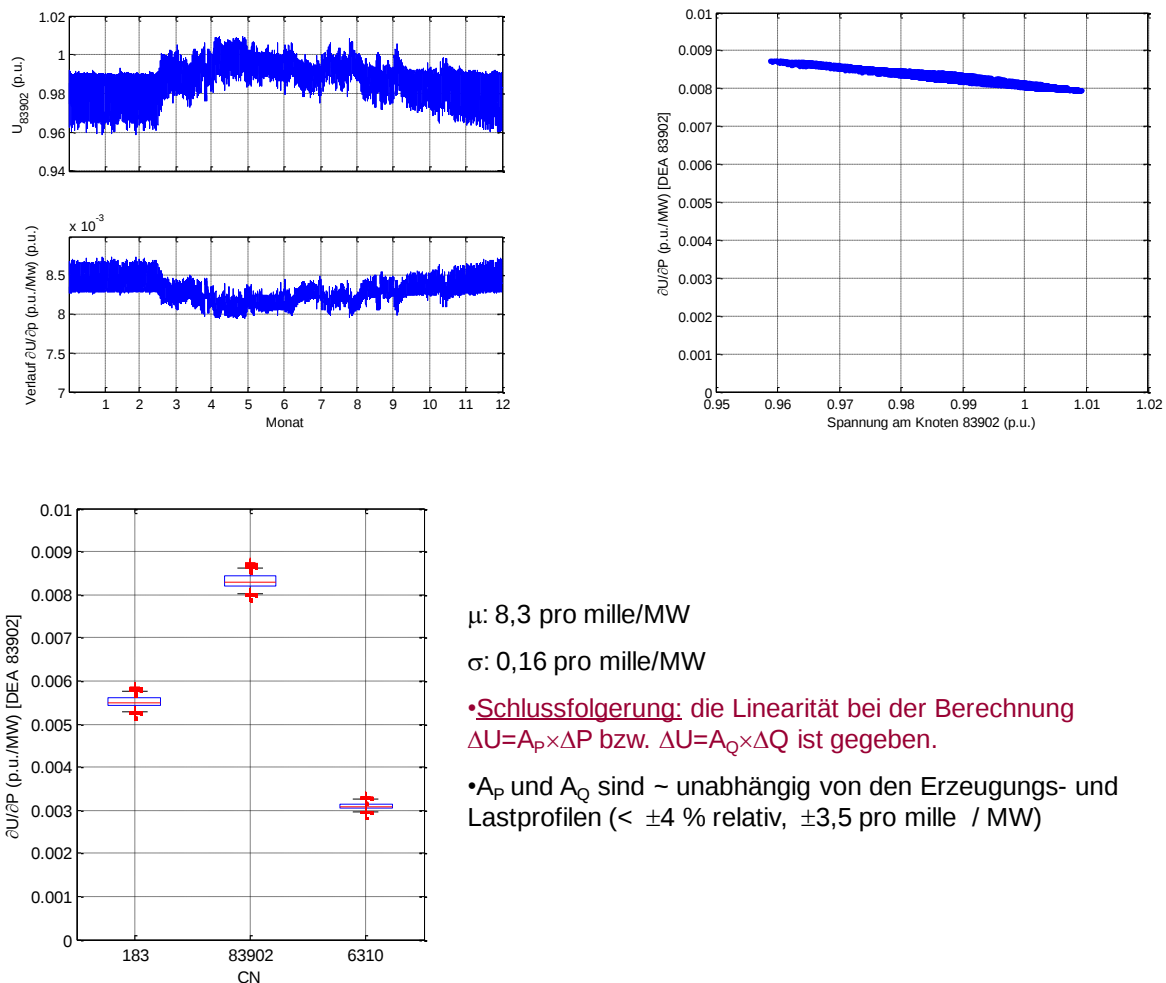


Abbildung 24: Simulationsergebnisse zur Bestimmung der Genauigkeit der Einträge der Beitragsmatrix (Jahressimulation)

2.1.2.3 Blindleistungsmanagement zur Spannungsregelung (Q-Regelung) mittels konvexer Optimierung

Ausgehend von linearen Modellen des Verteilnetzes, das in Kapitel 2.1.2.2 dargelegt ist, wird nun ein Optimierungsproblem definiert, dass bei Lösung zu einer Situation im Verteilnetz führt, bei welcher alle Spannungen der kritischen Knoten sich im erlaubten Spannungsband befinden. Voraussetzung ist, dass diese Situation technisch und organisatorisch möglich ist (z.B. Scheinleistungsgrenzen der Anlagen, möglicher $\cos\phi$ der Anlagen).

In Abbildung 25 ist das Optimierproblem in mathematischer Sprache dargestellt. Die Einhaltung des Spannungsbandes ist kein Optimierziel an sich, sondern eine Nebenbedingung (constraint) der Optimierung. Weitere Nebenbedingungen sind die Einhaltung der Scheinleistungsgrenze und die Einhaltung des minimalen Leistungsfaktors.

Die eigentliche Funktion, welche optimiert wird, ist die Minimierung der Blindleistungsabgabe oder des Verbrauchs. Dies bedeutet, man versucht die Spannungen der kritischen Knoten mit möglichst geringem Aufwand - was die Blindleistungsproduktion oder den -bezug der Anlagen betrifft - im erlaubten Band zu halten.

$$\text{Minimiere } crit = \sum_i^{n_{DG}} |Q_i + \Delta Q_i| \quad \text{unter der Randbedingung}$$

$$0.94 < \begin{bmatrix} U_{CN1} \\ U_{CN2} \\ \vdots \\ U_{CNn} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \Delta U_{CN1} \\ \Delta U_{CN2} \\ \vdots \\ \Delta U_{CNn} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} U_{CN1} \\ U_{CN2} \\ \vdots \\ U_{CNn} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} a_{Q|1,1} & a_{Q|1,2} & \cdots & a_{Q|1,m} \\ a_{Q|2,1} & a_{Q|2,2} & \cdots & a_{Q|2,m} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ a_{Q|n,1} & a_{Q|n,2} & \cdots & a_{Q|n,m} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta Q_1 \\ \Delta Q_2 \\ \vdots \\ \Delta Q_m \end{bmatrix} < 1.03$$

Einhaltung des definierten Spannungsbandes an den kritischen Knoten

sowie

$$|Q_i + \Delta Q_i| \leq P_i \tan(\arccos(0.9))$$

Einhaltung des definierten Leistungsfaktors

$$|Q_i + \Delta Q_i| \leq \sqrt{S_{i,\max}^2 - P_i^2}$$

Einhaltung der maximalen Scheinleistung der Anlage

Abbildung 25: Gleichzeitige Optimierung der Spannung aller kritischen Knoten (beispielhaft für Blindleistungsoptimierung)

Bezüglich der Verwendung eines L1 Kriteriums (also Summe der Beträge der Blindleistungen an den Anlagen) ist folgendes zu sagen: Bei Verwendung eines L2 Kriteriums (Summe der Quadrate der Beträge) würden Lösungen bevorzugt, bei welchen sich möglichst viele Anlagen an der Regelung beteiligen. Dies ist nicht unbedingt erwünscht. Das L1 Kriterium führt zu „sparse“ Lösungen, was für diese Zwecke besser geeignet scheint (Das bedeutet das der Blindleistungsdemandvektor für die regelbaren Anlagen viele Nullen enthält, also eine Lösung bei der möglichst wenige Anlagen beitragen, was ja wünschenswert ist).

Aus mathematischer Sicht wäre natürlich ein L2 Kriterium zu bevorzugen, da die Ableitungen an jedem Punkt existieren und stetig sind, auch der Rechenaufwand kann minimiert werden. Es können jedoch Methoden herangezogen werden, die sehr gut mit solch einem Problem umgehen können („interior point Methoden“).

Aus mathematischer Sicht ist es ein konvexes Optimierungsproblem (d.h. wenn eine lokale Lösung gefunden wird, diese auch global optimal ist), dass sich sehr gut und in vernünftiger Zeit lösen lässt. Weiters lässt sich dieses Optimierungsproblem auch dann robust lösen, wenn es Unsicherheiten in den Koeffizienten der Beitragsmatrix und den Spannungsmessungen gibt. Man greift dann auf intervallarithmetische Verfahren zurück. Das Optimierungsproblem verliert dann zwar seine Konvexität, trotzdem lässt es sich mit heutzutage verfügbaren Algorithmen robust lösen (durch Berechnung der konvexen Hülle, usw.).

In Abbildung 26 ist die Kostenfunktion (Aufwand an Blindleistung für die Spannungsregelung) für den Fall zweier Anlagen, welche Blindleistungen liefern können, dargestellt.

Verwendetes Gütekriterium – Anschauliche Darstellung

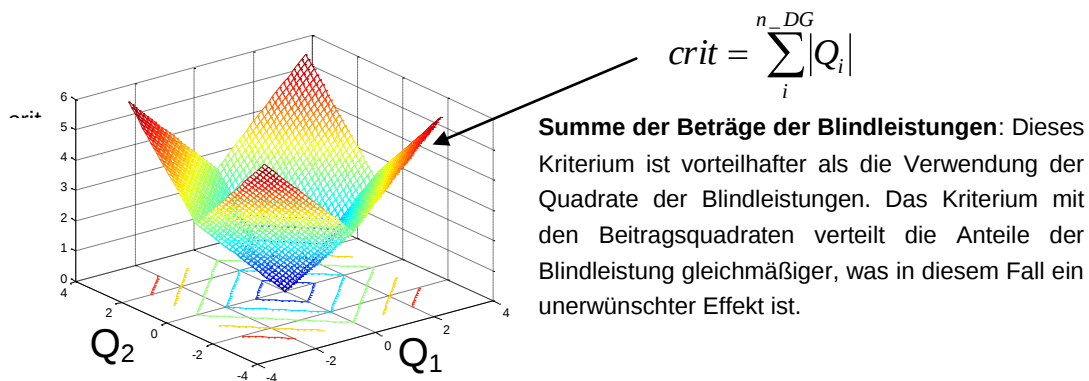


Abbildung 26: Darstellung des verwendeten Gütekriteriums für zwei Anlagen

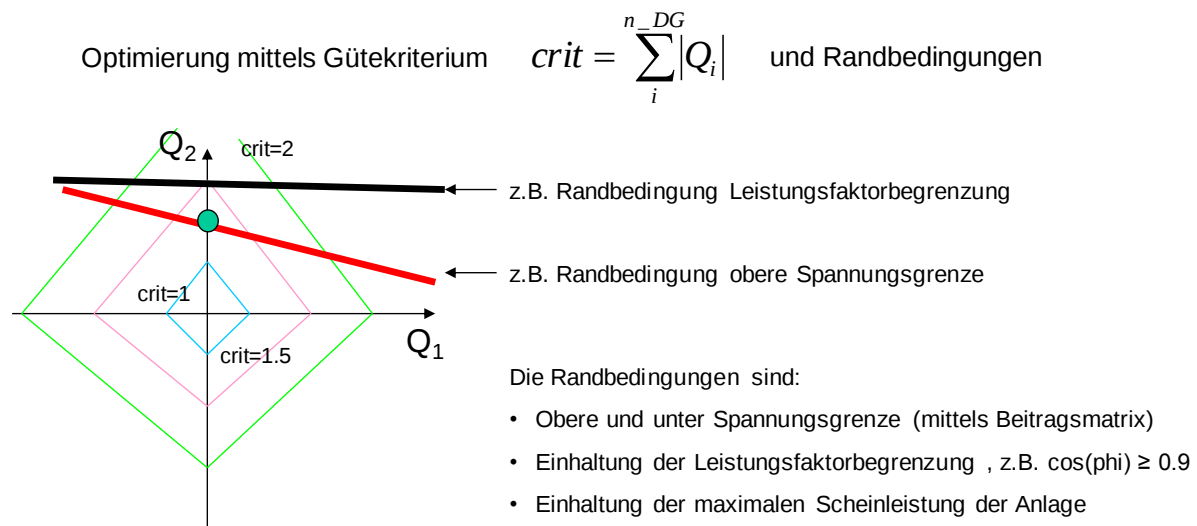


Abbildung 27: Beispielhafte Darstellung der Optimierung mit 2 Anlagen

Im Folgenden wird die Arbeitsweise des Reglers bzgl. Blindleistungsmanagements in einer Simulation dargestellt. Hierbei wird angenommen, dass die Möglichkeiten des Stufenstellers erschöpft sind und der Regler in seinen Zustand „Nummer 3“ wechseln muss, um die Spannungswerte innerhalb der zulässigen Grenzen zu halten (siehe Abbildung 28).

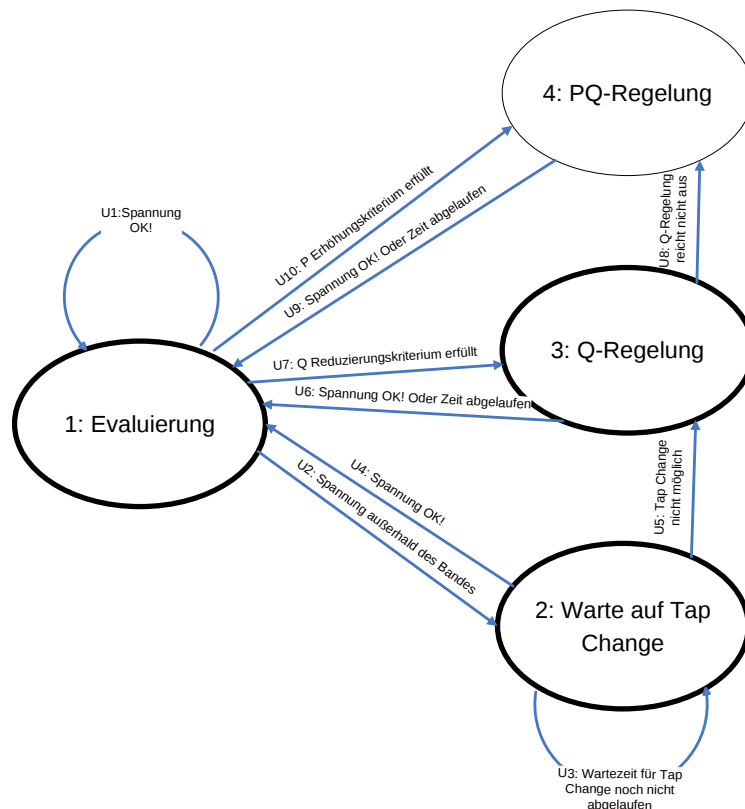


Abbildung 28: Zustandsmaschine und Abfolge von Zuständen beim Blindleistungsmanagement

In Abbildung 29 ist der Spannungsverlauf der kritischen Knoten in einem generischen Netz in der Teilgrafik links oben dargestellt. Man sieht, dass das erlaubte Spannungsband (unter der Annahme das erlaubte Spannungsband sei zwischen 0.94 p.u. und 1.03 p.u.) verletzt wird.

In Abbildung 30 ist der Spannungsverlauf der kritischen Knoten (links oben) im selben Teilnetz bei Anwendung des Reglers (im speziellen Blindleistungsmanagement) dargestellt. Das Spannungsband wird nunmehr nicht mehr verletzt, gleichzeitig werden die Leistungsfaktorgrenze (Annahme $PF > 0.9$) und die Scheinleistungsgrenze der Anlagen (Annahme $SN < 5.5 \text{ MVA}$) nicht verletzt.

Eine wesentliche Funktion ist, dass der Regler versucht, sobald ein zusätzlicher Blindleistungskonsum (oder -produktion) der regelbaren, verteilten Erzeugungsanlagen nicht mehr erforderlich ist, diesen auch wieder zu reduzieren.

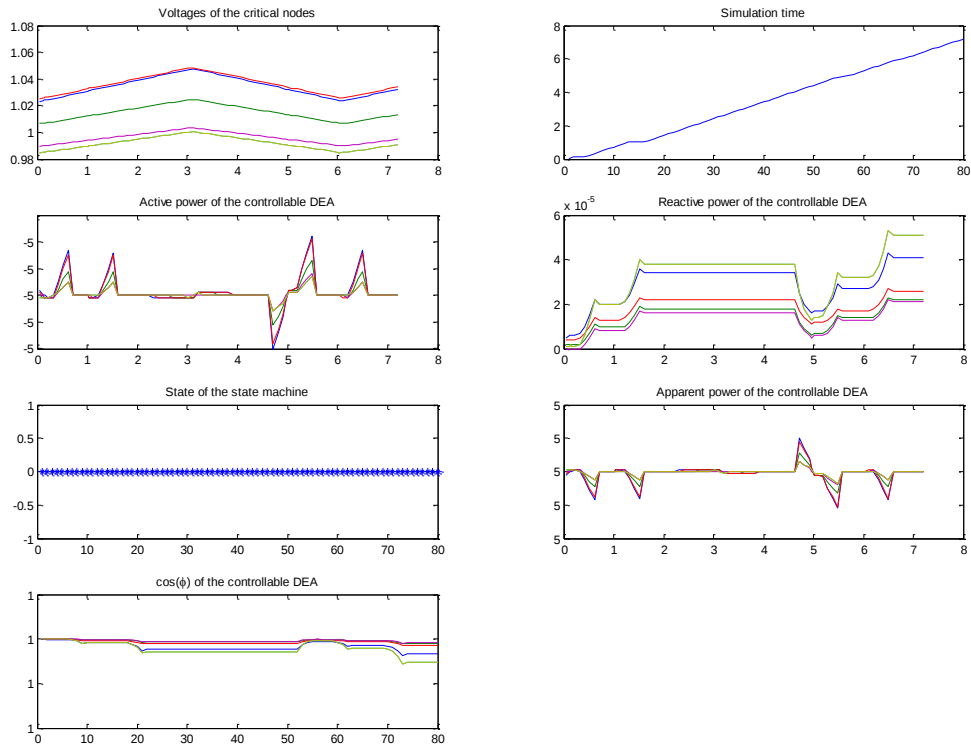


Abbildung 29: Beispielhafter Spannungsverlauf im ungeregelten Betrieb

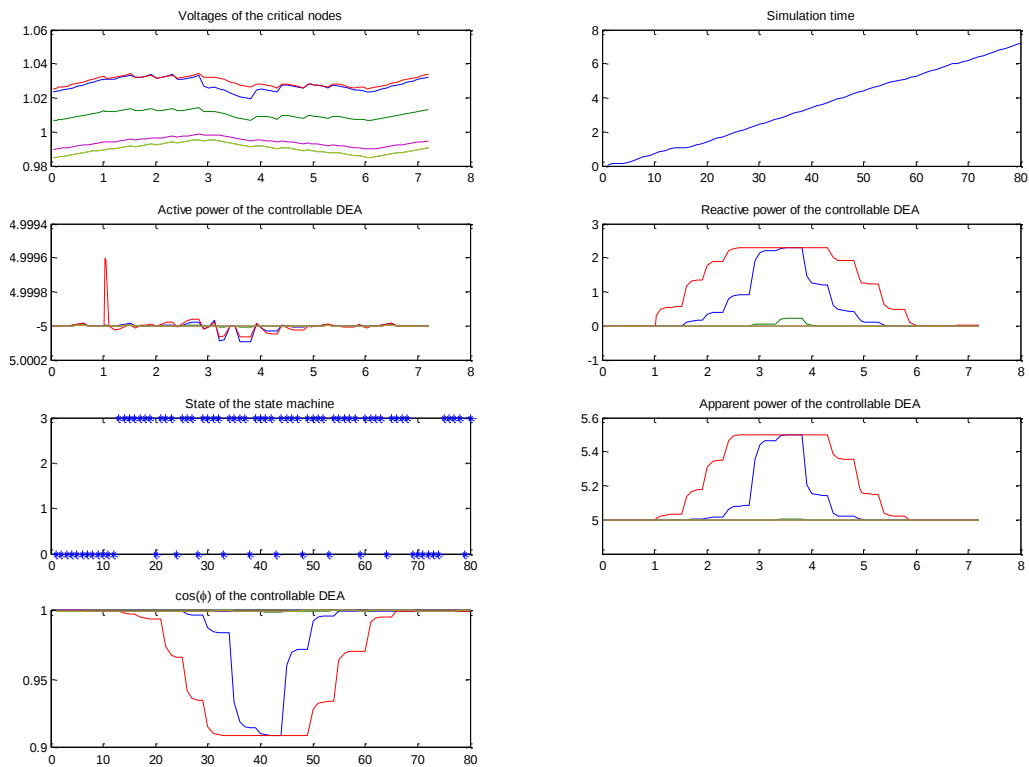


Abbildung 30: Beispielhafter Spannungsverlauf im geregelten Betrieb (Blindleistungsmanagement)

2.1.2.4 Wirk- und Blindleistungsmanagement zur Spannungsregelung (P&Q-Regelung) mittels Optimierung

Die Optimieraufgabe bei kombinierten Wirk- und Blindleistungsmanagement ist komplexer als bei der reinen Q-Regelung. Es wird hierbei versucht, durch minimale Reduktion der Wirkleistung der Erzeugungsanlagen, wieder einen Zustand herzustellen, bei welchen sich die Spannungen der kritischen Knoten wieder im erlaubten Band befinden. Dabei soll gleichzeitig die Möglichkeiten des Blindleistungsmanagements soweit wie möglich ausgenutzt werden, um die Reduktion der Wirkleistung so gering wie möglich zu halten.

$$\begin{aligned} &\text{Minimiere} \quad \text{crit} = \sum_i^{n_{DG}} |\Delta P_i| \quad \text{unter der Randbedingung} \\ &0.94 < \begin{bmatrix} U_{CN1} \\ U_{CN2} \\ \vdots \\ U_{CNn} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \Delta U_{CN1} \\ \Delta U_{CN2} \\ \vdots \\ \Delta U_{CNn} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} U_{CN1} \\ U_{CN2} \\ \vdots \\ U_{CNn} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} a_{Q|1,1} & a_{Q|1,2} & \cdots & a_{Q|1,m} \\ a_{Q|2,1} & a_{Q|2,2} & \cdots & a_{Q|2,m} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ a_{Q|n,1} & a_{Q|n,2} & \cdots & a_{Q|n,m} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta Q_1 \\ \Delta Q_2 \\ \vdots \\ \Delta Q_m \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} a_{P|1,1} & a_{P|1,2} & \cdots & a_{P|1,m} \\ a_{P|2,1} & a_{P|2,2} & \cdots & a_{P|2,m} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ a_{P|n,1} & a_{P|n,2} & \cdots & a_{P|n,m} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta P_2 \\ \vdots \\ \Delta P_m \end{bmatrix} < 1.03 \\ &\quad \text{Einhaltung des definierten Spannungsbandes an den kritischen Knoten} \\ &\quad \text{sowie} \\ &\quad |Q_i + \Delta Q_i| \leq P_i \tan(\arccos(0.9)) \quad \text{Einhaltung des definierten Leistungsfaktors} \\ &\quad |Q_i + \Delta Q_i| \leq \sqrt{S_{i,\max}^2 - P_i^2} \quad \text{Einhaltung der maximalen Scheinleistung der Anlage} \\ &\quad -P_i < \Delta P_i < 0 \quad \text{Wirkleistungsreduktion} \end{aligned}$$

Abbildung 31: Mathematische Formulierung der Optimieraufgabe für die P&Q Regelung

Abbildung 31 zeigt die mathematische Formulierung dieses Optimierproblems auf, vom mathematischen Standpunkt aus, ist die Optimieraufgabe anspruchsvoller, was vor allem auf die komplexeren Randbedingungen zurückzuführen ist.

Generell wird im Projekt BAVIS davon ausgegangen, dass die Beschränkung der Wirkleistung der verteilten Erzeugungsanlagen der allerletzte Schritt ist, da dieser Schritt mit ökonomischer Einbußen des Ertrages verbunden ist und dafür erst entsprechende Geschäftsmodelle gefunden werden müssen.

2.1.2.5 Zusammenfassung der Reglertopologie und der Grundidee des koordinierten Reglers

Vor der Darstellung der Simulationen der koordinierten Spannungsregelung, werden an dieser Stelle kurz die grundlegende Reglertopologie und das Grundkonzept des Reglers zusammengefasst.

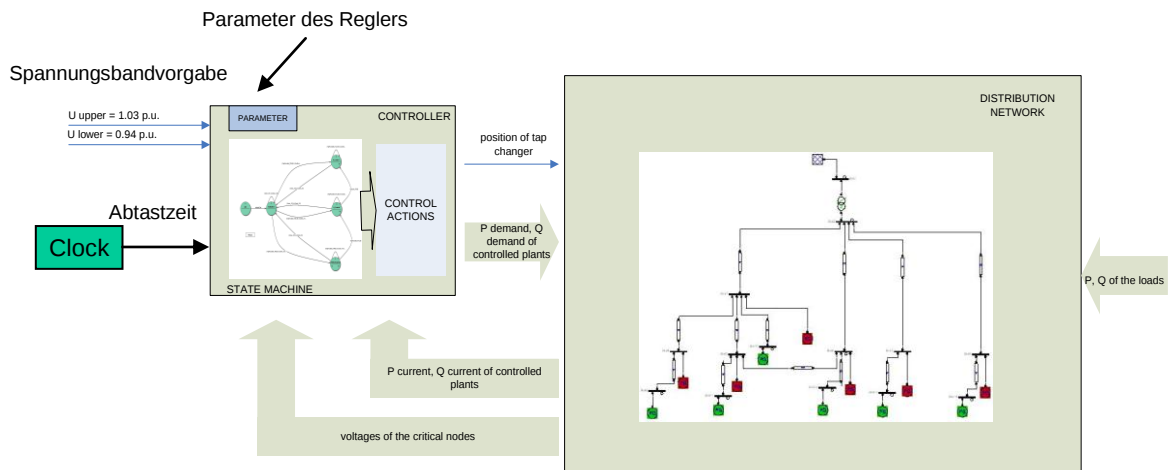


Abbildung 32: Grundlegende Reglertopologie

In Abbildung 32 ist das Gesamtsystem Regler + Reglerstrecke dargestellt. Regelungstechnisch gesehen wird die Sollgröße durch die obere und untere Grenze des erlaubten Spannungsbandes vorgegeben. Als Stellgröße können der Sollwert für den Stufenstellerregler (unter Berücksichtigung des überlagerten Netzes), sowie die Blindleistungsvorgaben und die Wirkleistungsvorgaben für die regelbaren Erzeugungsanlagen betrachtet werden. Als Störgrößen wirken die unbekannten Lastverhältnisse, aber auch die Wirkleistungserzeugung der verteilten Anlagen, welche außer wenn der Regler sich im Zustand „Nummer 4“ befindet, nicht vom Regler beeinflusst werden können.

Messgrößen des Reglers sind die Spannungen der kritischen Knoten, aber auch die Wirk.- und Blindleistungsproduktion der verteilten, regelbaren Anlagen.

Der Regler arbeitet mit einer bestimmten Zykluszeit (Abtastzeit), mit der er getaktet wird. Zusätzlich ist bei langen Zykluszeiten auch ein zusätzlicher Betrieb bei plötzlichen, bedeutsamen Änderungen von Messwerten möglich (eventbasiert).

Die prinzipielle Logik des Reglers ist in Abbildung 33 dargestellt. Es werden laufend die Spannungen der kritischen Knoten überwacht, durch eine Zustandsmaschine abhängig vom Status und der Vorgeschichte geeignete Aktionen ausgewählt, eine nichtlineare Optimierung mit Nebenbedingungen mit Hilfe eines linearen Modells des Verteilnetzes zum Blindleistungsmanagement bzw. zum gemeinsamen Blind- und Wirkleistungsmanagement durchgeführt und dann dem Stufenstellerregler und den regelbaren, verteilten Erzeugungsanlagen die entsprechenden notwendigen Vorgaben übergeben.

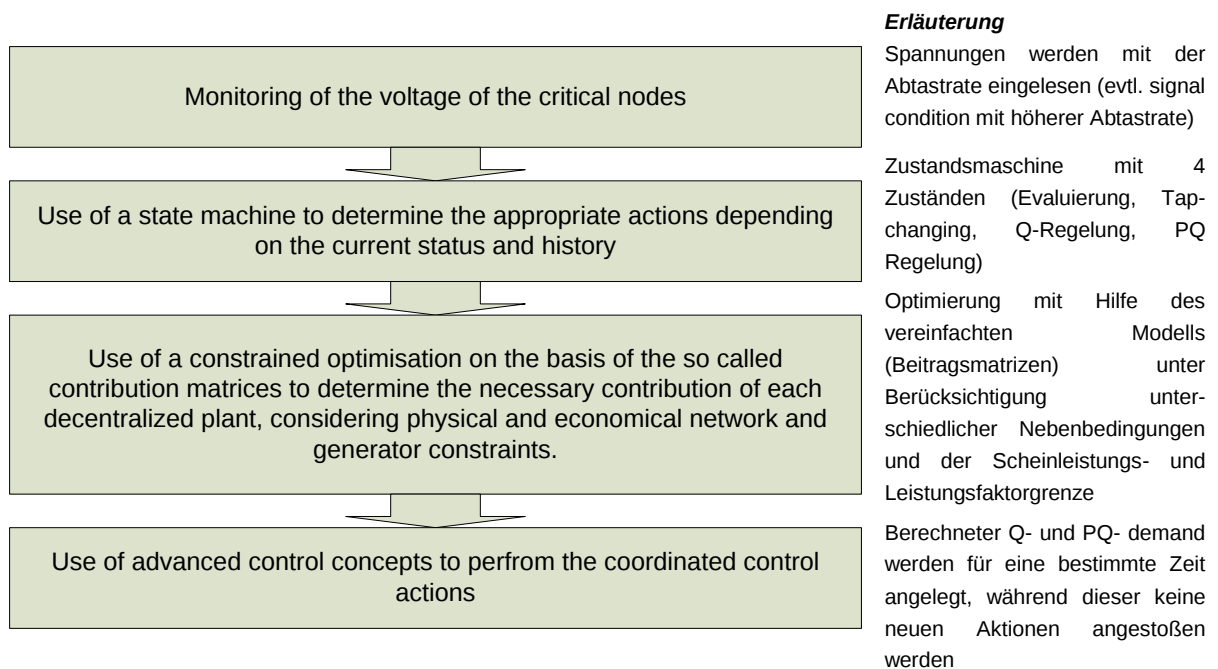


Abbildung 33: Prinzipielle Logik des Reglers

Eine detailliertere Darstellung des Reglers ist in Abbildung 34 zu finden. Der Regler enthält einen Parametersatz, welcher Größen wie die Blindleistungs- und Wirkleistungsbeitragsmatrix, die Anzahl der kritischen Knoten und der regelbaren Anlagen, wie auch gewisse Toleranzen und Zeitkonstanten beinhaltet, die den Ablauf im Regler festlegen. Die obere und untere Grenze des erlaubten Spannungsbandes sind Parameter die ebenfalls enthalten sind.

Der Regler benötigt eine Auswerteeinheit für die Kommunikation, diese kann innerhalb des Reglers oder außerhalb abgesetzt sein. Ein Punkt, der noch zu berücksichtigen ist, ist jener der Ersatzstromversorgung und Trennstellenverlagerung. Tritt ein solcher Fall ein, so muss der Regler davon in Kenntnis gesetzt werden, damit er die Liste der relevanten kritischen Knoten (also jener Knoten, die vom Umspannwerk, in welchem der Regler sitzt, versorgt werden) aktuell halten kann.

Die Detektion der aktuellen Topologie (welche Knoten gehören zum aktuellen Umspannwerk?) kann zum Beispiel durch die Auswertung der Kommunikation erfolgen (Weg der Energie = Weg der Kommunikation). Ob dies mittels einer sogenannten Power Line Carrier Kommunikation auch praktisch möglich ist, kann erst im Folgeprojekt DG DemoNetz - Validierung geklärt werden. Als mögliches Hindernis hierbei gilt das Übersprechen dieser Art von Kommunikation bei Schaltern und Schirmleitern, was eine Topologiedetektion durch die Kommunikation unmöglich macht.

Von der Ausgestaltung im Regler her, lässt sich die Entscheidungslogik klar von der Optimierlogik trennen.

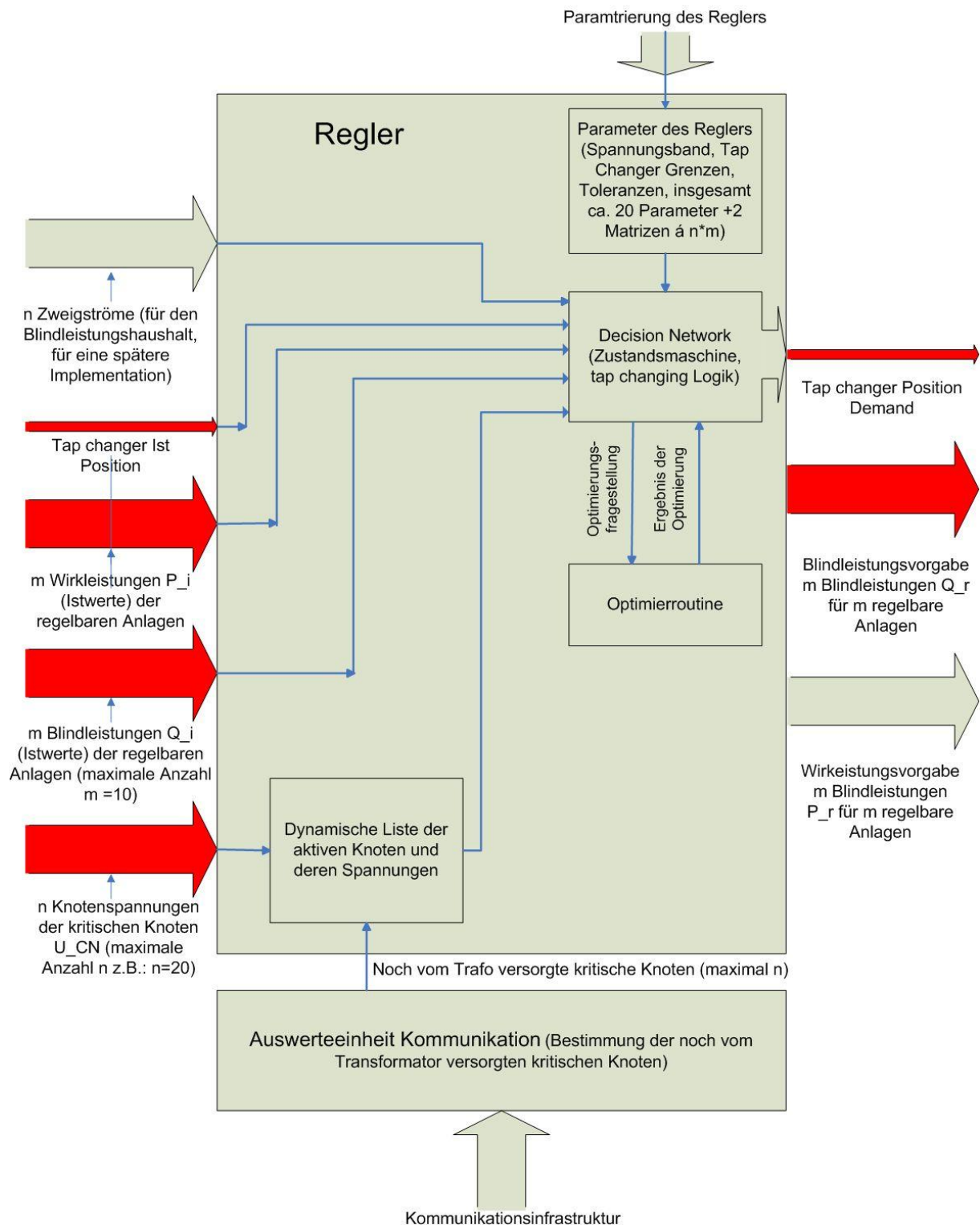


Abbildung 34: „Innenleben“ des Reglers

In einer Vollausbauphase des Reglers können auch die einzelnen Zweigströme dem Regler als Messwert zugeführt werden, dadurch können die Anlagen optimal für den lokalen und globalen Blindleistungsausgleich betrieben werden und falls erforderlich, die Anlagen so wenig wie möglich vom Blindleistungsoptimum ausgelenkt werden, um das Spannungsband einzuhalten.

2.1.2.6 Entwicklung des Reglercodes

Im Projekt „BAVIS“ wird ein gültiger Funktionsprototyp des Reglers erstellt, der simulativ getestet werden kann. Es wird - aufgrund der Flexibilität und Mächtigkeit der Programmiersprache - entschieden, den Regler in der m-Skriptsprache von MathWorks MATLAB umzusetzen.

Die Lastflusssimulationen wurden im Wesentlichen mittels DIGSILENT/Power Factory durchgeführt. Zum Test des Reglers ist es erforderlich, den Regler mit der Lastflusssimulation zu koppeln. DIGSILENT Power Factory bietet eine Schnittstelle zur MATLAB Umgebung, jedoch kann bei Benutzung derselben der Code nicht mehr auf Fehler untersucht werden, da die Debugging Fähigkeiten von MATLAB nicht mehr benützt werden können.

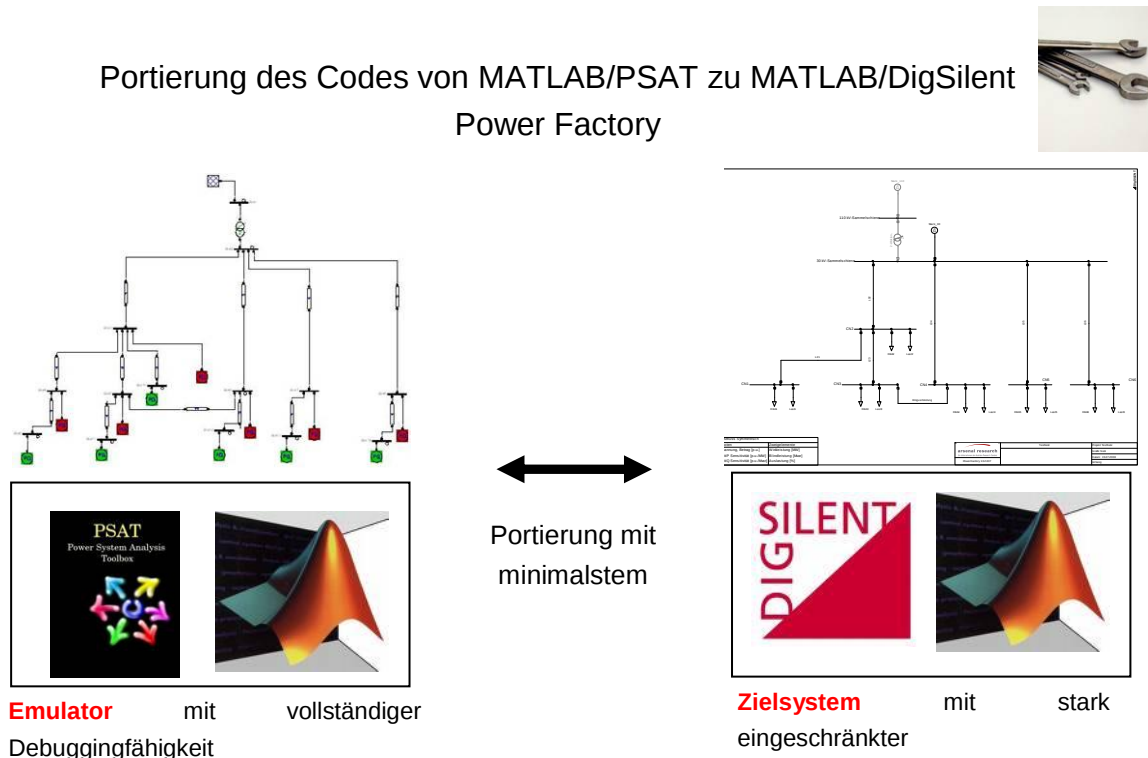


Abbildung 35: Portierung vom Emulatorsystem ins Zielsystem

Um in der Entwicklung des Reglerprogramms die Debuggingfähigkeiten voll ausschöpfen zu können, wird aus diesem Grunde ein Emulatorsystem implementiert.

Das Emulatorsystem besteht aus der Verbindung von MathWorks MATLAB und PSAT. PSAT ist ein Open Source Lastflusssimulator basierend auf MATLAB. Deshalb ist in diesem Emulatorsystem eine durchgängige Debuggingfähigkeit gegeben.

Nach Entwicklung des Reglercodes wird dieser in das Zielsystem portiert (siehe Abbildung 35) und Simulationen zur Eignung des Reglers für die in diesem Projekt beschriebene Aufgabe getestet.

2.1.3 Simulative Evaluierung der verbesserten Regelalgorithmen im DemoNetz Vorarlberg

Nachfolgend werden die Ergebnisse der Simulationen mit dem Regler dargestellt. Es wurde hierbei ein Netz aus dem DG DemoNetz Gebiet in Vorarlberg betrachtet. Zur Verfügung standen Erzeugungs- und Lastprofile eines ganzen Jahres (im 15 Minuten Raster).

Um die nachfolgenden Simulationsergebnisse interpretieren zu können, werden in Abbildung 36 die einzelnen Subdiagramme näher erläutert: Links oben sind die Spannungen der einzelnen kritischen Knoten in unterschiedlichen Farben dargestellt. Als erlaubtes Spannungsband gilt für die Zwecke der

Simulation [0.94 p.u.; 1.02 p.u.]. Unmittelbar darunter befindet sich der Verlauf der jeweiligen Wirkleistungsproduktion der regelbaren Anlagen (minus bedeutet in diesem Fall Erzeugung - Verbraucherzählpeilsystem (VZS)). Links an dritter Stelle ist dargestellt in welchem Zustand sich der Regler gerade befindet (Die Nummerierung orientiert sich an jener der vorangegangenen Kapiteln). Links unten ist der Verlauf der Leistungsfaktoren der regelbaren Anlagen dargestellt.

Rechts oben ist in binären Werten angegeben, welche regelbare Anlage gerade aufgrund der Einhaltung des Spannungsbandes in ihrer Wirkleistungsproduktion beschnitten wird. Darunter befindet sich die Blindleistungsproduktion oder -verbrauch der regelbaren Anlagen (minus bedeutet induktive Blindleistung wird produziert, plus bedeutet induktive Blindleistung wird verbraucht.). Unter diesem Diagramm ist der Verlauf der Scheinleistung der regelbaren Anlagen aufgetragen. Ganz unten rechts ist der Verlauf des Stufenstellers über die Zeit aufgetragen.

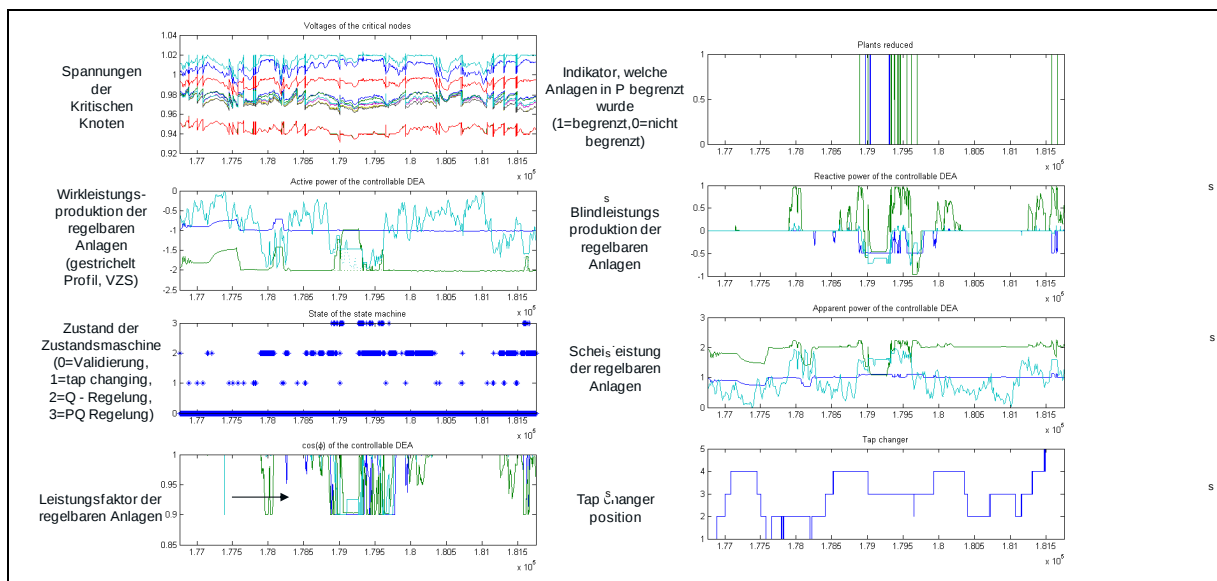


Abbildung 36: Erläuterung zum Verständnis der Simulationsauswertungen

Anhand der Diagramme ist es möglich, die Wirkungsweise des Reglers zu verstehen und gleichzeitig die korrekte Arbeitsweise des Reglers zu überprüfen. Dabei sind vor allem die technischen und organisatorischen Grenzen zu berücksichtigen, die nicht verletzt werden dürfen (Leistungsfaktorgrenze und Scheinleistungsgrenze).

Im Folgenden sind ausgewählte Zeitausschnitte und deren Auswertung in Diagrammform der Jahressimulation zu sehen. Es werden dabei Zeitpunkte gewählt zu denen sowohl wenig als auch viel Reglerintervention notwendig ist:

A) Simulationszeitraum 1.-7. Jänner 2006

In Abbildung 37 ist ersichtlich, dass relativ häufig der Stufensteller zur Regelung betätigt wird, dies aber fast ausreichend erscheint, es wird noch leicht mit Blindleistungsmanagement (max. $\pm 5\text{ kVAr}$) nachgeholfen. Keine regelbare Anlage muss in ihrer Wirkleistungsproduktion beschnitten werden.

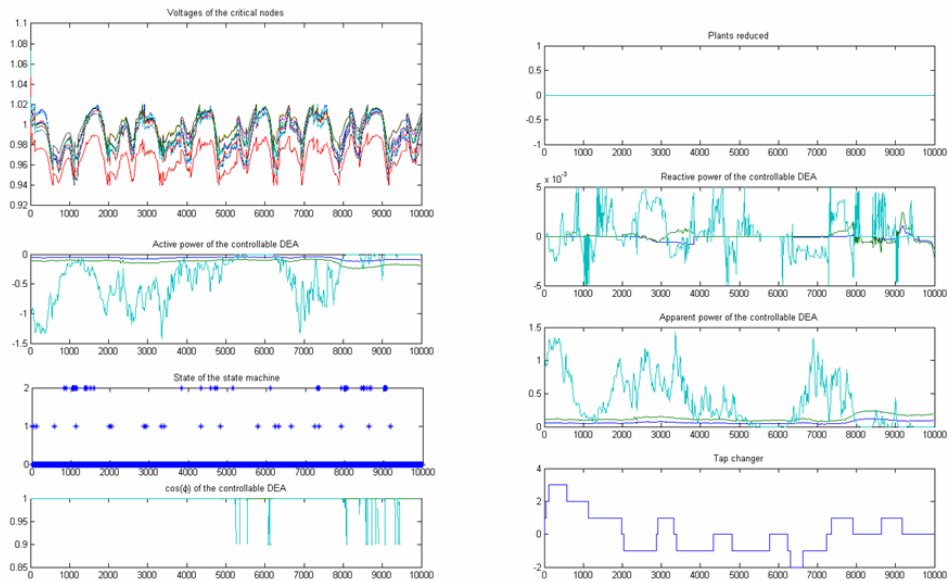


Abbildung 37: Spannungsreglersimulation 1.Jänner-7.Jänner

B) Simulationszeitraum 25.August - 7. September 2006

Es zeigt sich, dass relativ häufig der Stufensteller zur Regelung betätigt wird, und die reine Betätigung des Stufenreglers schon fast ausreichend ist. Es wird nur im sehr kleinen Umfang zusätzlich Blindleistungsmanagement (max. $\pm 5\text{kVAR}$) notwendig (siehe Abbildung 38). Keine regelbare Anlage muss in ihrer Wirkleistungsproduktion beschnitten werden.

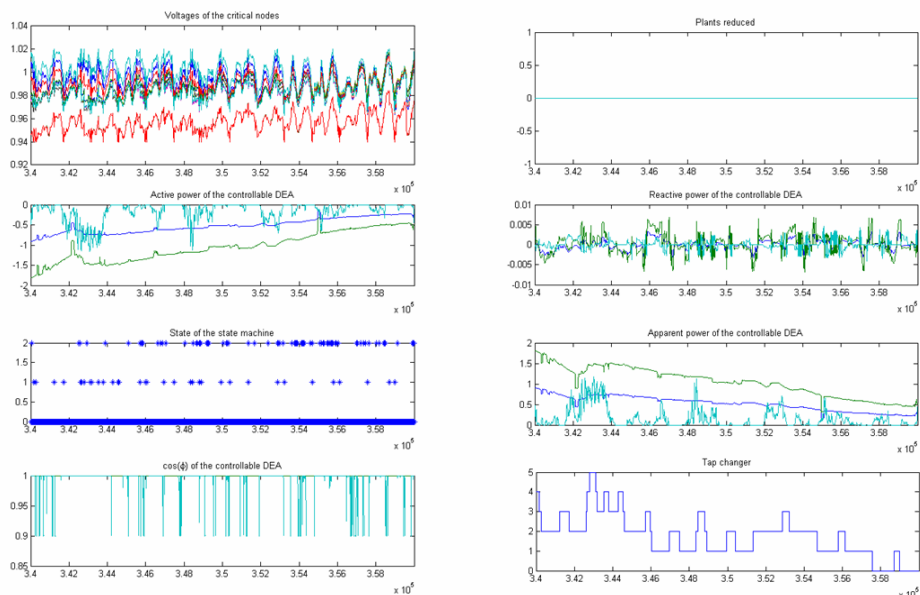


Abbildung 38: Spannungsreglersimulation 25.August-7.September

C) Simulationszeitraum 29. April – 12. Mai 2006

Es ist zu sehen, dass der Stufensteller relativ häufig zur Regelung betätigt wird. Zusätzlich muss zeitweise sehr stark mittels Blindleistungsmanagement eingegriffen werden. Dies reicht aber auch nicht immer vollständig aus, teilweise müssen Anlagen in ihrer Wirkleistungsproduktion beschnitten werden (siehe Abbildung 39).

In diesem Zeitraum führt die Schneeschmelze in diesem Tal zu einer starker Erzeugung und damit muss den auftretenden Spannungsüberhöhungen entgegen gewirkt werden, gleichzeitig muss in anderen Netzabschnitten Unterspannung vermieden werden.

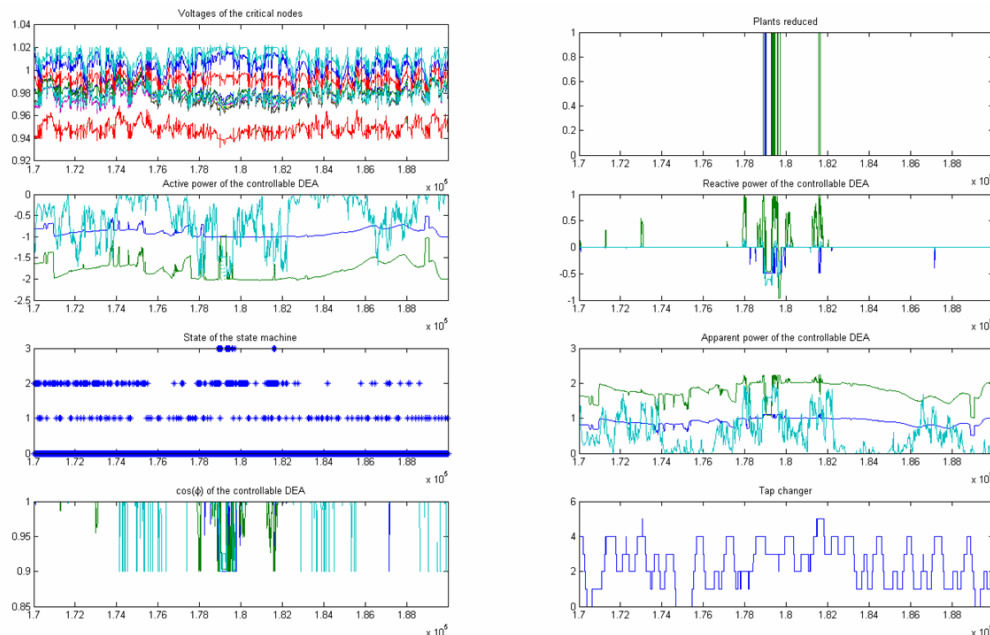


Abbildung 39: Spannungsreglersimulation 29. April - 12. Mai

D) Simulationszeitraum 3. Mai – 6. Mai 2006

Dieser Fall ist ein Ausschnitt der Simulation in C). Sehr deutlich kann in den Diagrammen gesehen werden, zu welchen Zeitpunkten die regelbaren Erzeugungsanlagen in ihrer Wirkleistungsproduktion beschnitten werden. (Punktiert ausgeführt sind die Wirkleistungen, die die regelbaren Anlagen ohne Beschränkung liefern könnten.)

Hierzu muss gesagt werden, dass dies rein in der Simulation möglich ist. Im realen Betrieb des Reglers wüsste man nicht, welche max. Wirkleistung eine regelbare Anlage, die durch den Regler in ihrer Wirkleistungsproduktion beschnitten worden ist, liefern könnte. In der Simulation sind die tatsächlich erreichbaren Wirkleistungen der Anlagen bekannt, soll heißen, der Regler kennt in seiner Optimierung die oberen Grenzen der Wirkleistungen der regelbaren Anlagen und kann diese, wenn es die Einhaltung des Spannungsbandes erlaubt, auch einstellen. Hier müsste man den Algorithmus des Reglers für eine reale Implementierung unter Einbeziehung einer Wirkleistungsbegrenzung geeignet ändern. Eine Wirkleistungsbegrenzung wird jedoch im Nachfolgeprojekt DG DemoNetz-Validierung nicht demonstriert werden.

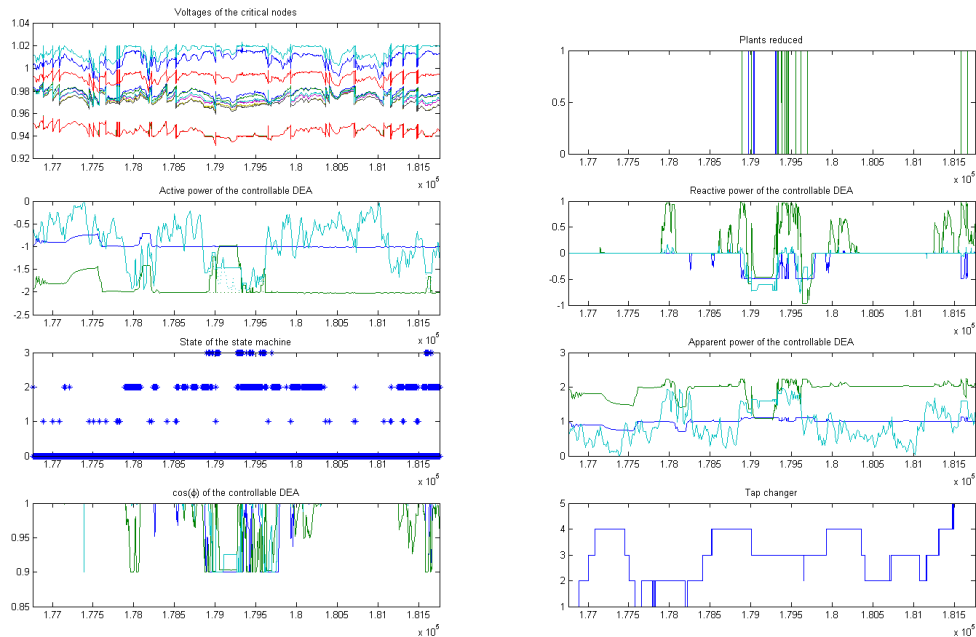


Abbildung 40: Reglersimulation 3.Mai - 6.Mai

2.1.4 Einbringen der Dynamik der Erzeugungsanlagen und Auswirkungen auf die Regelkonzepte

Besonderes für die lokale Spannungsregelung, aber auch für die Parametrierung der koordinierten Spannungsregelung ist das dynamische Verhalten der regelbaren, verteilten Erzeugungsanlagen in Hinblick auf eine Änderung der Blindleistungs- und Wirkleistungssollgröße wichtig. Ein einfaches Modell mit den Auswirkungen der Dynamik der Erzeugungsanlagen ist in Abbildung 41 dargestellt.

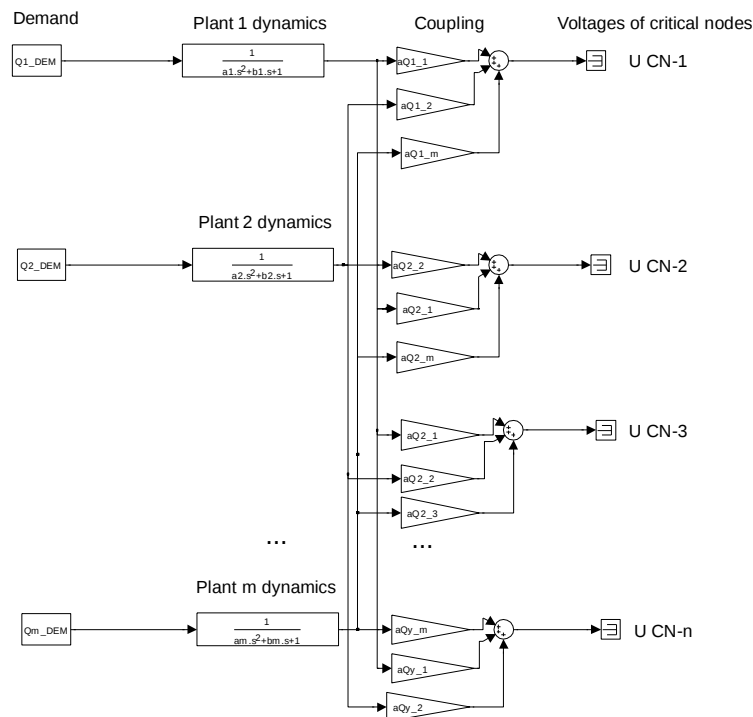


Abbildung 41: Modell der Auswirkung der Dynamik der Erzeugungsanlagen auf die Spannungen der kritischen Knoten

Gibt der Regler einer Erzeugungsanlage z.B. eine neue Blindleistungsvorgabe, so kann dies nicht unendlich schnell umgesetzt werden. Abhängig von der Technologie und der Ausführung des internen Reglers ergeben sich Verzögerungen oder Trägheiten, die sich im linearen Fall z.B. durch eine Übertragungsfunktion im Laplace Bereich beschreiben lassen. Die Änderung in der tatsächlichen Blindleistungsproduktion (oder -verbrauch) führt zu einer Änderung der Spannung der kritischen Knoten (gewichtet über Empfindlichkeitsfaktoren, die nichts anderes sind als die Koeffizienten der Beitragsmatrix).

Für die lokale Spannungsregelung sind die Übertragungsfunktionen der internen Blindleistungs- und Wirkleistungsregelung der Erzeugungsanlagen wesentlich, um durch geeignete Auslegung und Parametrierung, die Stabilität des Gesamtsystems und niedrige Schwingneigung zu erreichen, aber auch für die koordinierte Regelung können damit geeignete Echtzeitanforderungen ermittelt werden.

Aus diesem Grund werden in BAVIS Untersuchungen durchgeführt, welche die Beschreibung der internen Blind- und Wirkleistungsregelkreise der Erzeugungsanlagen zum Inhalt hat.

Dabei stellt sich heraus, dass die Beschreibungsart der Dynamiken im Wesentlichen abhängig von der Technologie ist (Abbildung 42). Als zusätzliches dynamisches Element wird auch der Stufensteller des Transformators betrachtet.

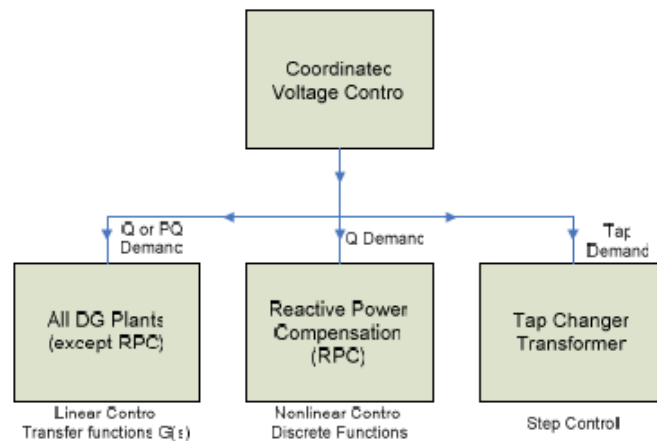


Abbildung 42: Beschreibungsarten der Dynamik in Abhängigkeit von der Technologie

Vorweg muss zwischen Blindleistungsregelung und Wirkleistungsregelung unterschieden werden, die sehr verschiedenes Verhalten haben.

Die wesentlichsten zu unterscheidenden Technologien für die Blindleistungsregelung sind in Abbildung 43 wiedergegeben und der entscheidende Zusammenhang im Generator in Abbildung 44. Die wichtigen Technologien für die Wirkleistungserzeugung sind in Abbildung 45 angegeben. Die dynamischen Modelle für die interne Blind- und Wirkleistungsregelung sind in Abbildung 46 und Abbildung 47 angegeben.

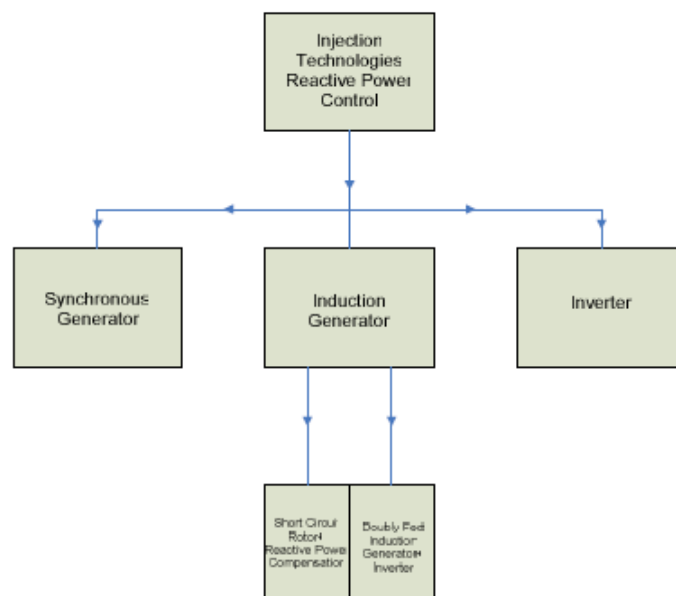


Abbildung 43: Grundsätzliche Einteilung der Technologien für die interne Blindleistungsregelung der Erzeugungsanlagen

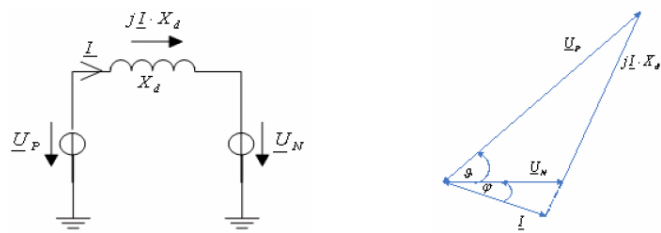


Abbildung 44: Entscheidender Zusammenhang im Generator für die Blindleistungserzeugung

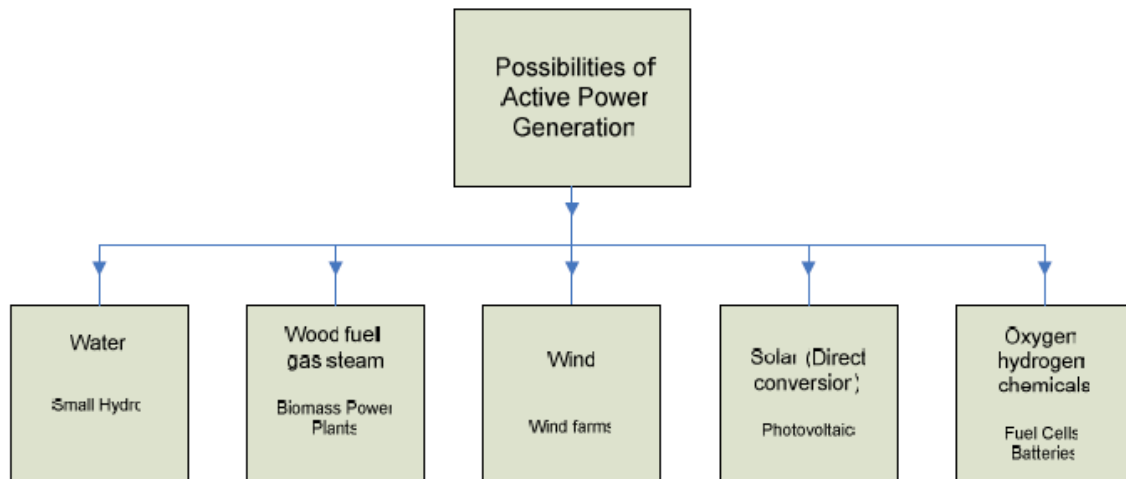


Abbildung 45: Technologien für die Wirkleistungserzeugung

Technology	Open Loop Transfer Function	Closed Loop Transfer Function	R
Synch. Generator	$G_O(s) = \frac{K_A}{1+s \cdot T_A} \cdot \frac{K_E}{1+s \cdot T_E} \cdot \frac{K_R}{1+s \cdot T_R} \cdot \frac{K_P}{T_n} \cdot \frac{1+T_n \cdot s}{s}$	$G_*(s) = \frac{K_i \cdot K_s \cdot K_y \cdot K_z \cdot (1+T_n \cdot s)}{(1+s \cdot T_d) \cdot (1+s \cdot T_s) \cdot (1+s \cdot T_R) \cdot T_n \cdot s + K_A \cdot K_s \cdot K_y \cdot K_z \cdot (1+T_n \cdot s)}$	a
Reac.Power.Comp.	Non-Linear Control	Non-Linear Control	b
DFIG	$G_o(s) = k_i \cdot \frac{1 + \frac{L}{R} \cdot s}{s} \cdot \frac{1}{R + L \cdot s}$	$G_w(s) = \frac{k_i \cdot \left(1 + \frac{L}{R} \cdot s\right)}{k_i \cdot \left(1 + \frac{L}{R} \cdot s\right) + s \cdot (R + L \cdot s)}$	c
Inverter	$G_o(s) = \frac{K_R \cdot K_T}{(1+T_T \cdot s)}$	$G_w(s) = \frac{K_R \cdot K_T}{s \cdot T_T + K_R \cdot K_T + 1}$	d

Abbildung 46: Dynamische Modelle der internen Blindleistungsregelung der Erzeugungsanlagen

Technology	Open Loop Transfer Function	Closed Loop Transfer Function	R
Hydro Power	$G_O(s) = \frac{C(s) \cdot K_s \cdot K_T}{1+C(s) \cdot \frac{K_s \cdot K_T}{s \cdot (1+T_T \cdot s)} (1-e^{-sT_d}) \cdot s \cdot (1+T_T \cdot s)} \cdot e^{-sT_d}$	$G_w(s) = \frac{K_R \cdot \frac{1+T_R \cdot s}{s} \cdot K_s \cdot K_T \cdot e^{-sT_d}}{K_R \cdot \frac{1+T_R \cdot s}{s} \cdot K_s \cdot K_T + 1}$	a.
Wind Power	$G_O(s) = \frac{K_s \cdot K_y \cdot (1+T_s \cdot s)}{s} \cdot \frac{K_R \cdot K_z \cdot (1+T_z \cdot s)}{K_s \cdot K_y \cdot (1+T_s \cdot s) + s \cdot (1+T_s \cdot T_y)} \cdot \frac{1}{(1+T_y \cdot s)}$	$G_w(s) = \frac{s^2 \cdot (K_1) + s \cdot (K_2) + K_3}{s^4 \cdot (K_4) + s^3 \cdot (K_5) + s^2 \cdot (K_6) + s \cdot (K_7) + K_8}$	b.
Biomass	$G_O(s) = \frac{K_R \cdot K_s \cdot K_T \cdot (1+T_R \cdot s)}{s \cdot (1+T_s \cdot s) \cdot (1+T_T \cdot s)}$	$G_w(s) = \frac{s \cdot K_R \cdot K_s \cdot K_T \cdot T_R + K_R}{s^3 \cdot T_s \cdot T_T + s^2 \cdot (T_T + T_s) + s \cdot (K_R \cdot K_s \cdot K_T \cdot T_R + 1) + K_s \cdot K_T \cdot K_R}$	c.
PV	$G_O(s) = \frac{K_R \cdot K_T \cdot (1+T_R \cdot s)}{s \cdot (1+T_T \cdot s)}$	$G_w(s) = \frac{s \cdot (K_R \cdot K_T \cdot T_R + 1) + K_R \cdot K_T}{s^2 \cdot T_T + s \cdot (K_T \cdot K_R \cdot T_R + 1) + K_T \cdot K_R}$	d.

Abbildung 47: Dynamische Modelle der internen Wirkleistungsregelung der Erzeugungsanlagen

Die in Abbildung 46 und Abbildung 47 angeführten dynamischen Modelle werden beim Reglerdesign entsprechend berücksichtigt.

2.1.5 Beitrag von Netznutzern an der Spannungsregelung

Für eine aktive Spannungsregelung im Netz können sowohl Erzeugungsanlagen als auch Verbraucher in beitragen. Die existierenden verbrauchseitigen Ansätze, Konzepte und Steuerungsverfahren für die Umsetzung und Einbindung von Demand Side Management (DSM) in die Spannungsregelung in Mittelspannungsnetzen stelle die Basis einer Potentialabschätzung für das DemoNetz Energie AG dar. Als erster Schritt wurden die steuerbaren Lasten so wie sie beim Netzbetreiber gemeldet sind (unterbrechbare Lieferung mit entsprechenden Stromtarifen) näher untersucht.

Für die Analyse wurden die Profile der unterbrechbaren Lasten für zwei Ortsnetze in DemoNetz Energie AG herangezogen. Die einzelnen Lastprofile wurden auf Basis von synthetischen Lastprofilen, normiert auf den Jahresbezug, erstellt. Damit erfolgte die DSM Potentialabschätzung (z.B. Ableitung des Höchstverbrauchs und Erfassung aller möglichen unterbrechbaren Arten jeder Last).

2.1.5.1 Existierende Verbraucherseitige Ansätze

Was ist Demand Side Management:

Demand Side Management (DSM) ist der Überbegriff für verbrauchseitige Maßnahmen des Energiemanagements. Eine Anpassung der Nachfrage an die zur Verfügung stehende Leistung kann prinzipiell durch Änderung der bezogenen Leistung oder der bezogene Arbeit erreicht werden.

In der elektrischen Energieversorgung muss zu jedem Zeitpunkt die Gleichheit zwischen Erzeugung und Verbrauch hergestellt sein. Speziell in dezentralen Systemen kann dies bei Dargebotsschwankungen aufgrund der physikalischen Voraussetzungen zu Herausforderung führen (z.B. Spannungshaltung im Netz).

Die Idee von Demand Side Management ist, wie der Name schon sagt, auch die Verbraucherseite als flexiblen Part in der Energieversorgung zu betrachten, der seine Leistungsaufnahme gezielt verändern kann. So ist in einem solchen System nicht mehr nur die Erzeugerseite dafür zuständig, dass der Bedarf an elektrischer Leistung gedeckt wird, sondern es sollen auch die Verbraucher ihren Anteil dazu leisten [29].

Unter DSM werden alle Aktivitäten gefasst, die eine zeitliche Entkopplung des Strombedarfs von der Erzeugung erlauben. Dies kann durch eine zeitliche Verlagerung oder durch das Abschalten unkritischer Stromanwendungen geschehen. Es werden auch klassische DSM -Maßnahmen wie der Einsatz energieeffizienter Geräte behandelt.

Die Umsetzung kann dann entweder durch eine direkte Regelung relevanter Verbraucher durch den Energieversorger realisiert werden oder durch indirekte Steuerung durch die Stromkunden.

Hinsichtlich Demand Side Management sind durch die Tarifstrukturen drei Gruppen von Kunden zu unterscheiden:

- Nicht gemessene Kunden ev. mit unterbrechbarer Lieferung oder Nachtstromtarif
- Gemessene Kunden - Maximalwerterfassung
- Gemessene Kunden – Lastprofilmessung

Für nicht gemessene Kunden gibt es die Zählung des Jahresverbrauchs und eine technische Leistungsbeschränkung durch eine Sicherung. In diesem Umfang kann der Kunde jederzeit Leistung beziehen

Besonderheiten im Verteilnetz:

In den überwiegend vorzufindenden Netztopologien werden die meisten Verteilnetze ausschließlich aus den übergeordneten Netzebenen versorgt. In der übergeordneten Netzebene wird der Ausgleich zwischen Erzeugung und Nachfrage sichergestellt (derzeit primär auf der Erzeugerseite – „generation follows demand“). Bei einem steigenden Anteil an dezentralen Erzeugungsanlagen, wie z.B. PV-

Anlagen, Kleinwasserkraft, Biomasse, können sich Rückspeisungen aus dem elektrischen Verteilnetz in die übergeordnete Netzebene ergeben. Dies ist teilweise schon derzeit in bestehenden Mittelspannungsabzweigen mit z.B. einer signifikanten Wasserkrafterzeugung der Fall. In diesen Netzabschnitten wurden bislang die Leitungen entsprechend den Anforderungen dimensioniert. Mit steuerbaren Lasten, könnte man einen Teil der überschüssigen Leistung nahe der Erzeugungsanlage verbrauchen. Dafür gibt es aber natürliche Grenzen wie z.B. die Kombination einer Kette von Wasserkraftwerken und einem Skigebiet wobei Dargebot und Jahreslastgang nicht zusammenpassen (Lastspitze im Winter und Erzeugungsspitze im Frühjahr). Im Fall besserer Übereinstimmung, wie sie für PV durchaus gegeben sein kann, wird durch einen koordinierten Betrieb der Verbraucher ein Beitrag zu deren Netzintegration geleistet. Unter Umständen kann auch auf Anforderungen aus den übergeordneten Netzen reagiert werden, wobei technische Randbedingungen im Verteilnetz, z.B. Spannungshaltung, Übertragungsleistungen, Fehlererkennung und maximale Kurzschlussleistungen, weiterhin erfüllt werden müssen. Grundsätzlich ist die Leistung der möglichen Einspeisung aus dezentralen Erzeugern in Verteilnetzsegmente begrenzt, nicht nur wegen der Belastungsgrenzen der Betriebsmittel, sondern vor allem auch aus Gründen der Einhaltung der Spannungsqualität, insbesondere der Spannungshaltung im Netz.

Langfristig jedoch kann eine Anpassung der Lastprofile an das Erzeugungsprofil („demand follows generation“) einen zentralen Beitrag zum weiteren Ausbau der dezentralen Erzeuger leisten.

Konzepte und Steuerungsverfahren zur Umsetzung von DSM

Demand Side Management (DSM) ist der Überbegriff für verbraucherseitige Maßnahmen des Energiemanagements. Eine Anpassung der Nachfrage an die zur Verfügung stehende Energie kann prinzipiell durch Änderung der bezogenen Leistung oder der bezogenen Arbeit erreicht werden. Das führt zu, dass der Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch nicht nur durch die Bereitstellung entsprechender Kraftwerkskapazitäten erfolgen kann, sondern auch durch eine verbraucherseitige Beeinflussung der Last [28][30].

1. Änderung der bezogenen Leistung

Bei dieser Form der Lastgangänderung wird unterstellt, dass die innerhalb eines längeren Zeitraumes bezogene Energiemenge konstant ist, diese jedoch im kurzfristigen Bereich variiert werden kann. Diese konventionelle Art von DSM dient zur Summenlastgangglättung, wobei z.B. durch günstige zeitvariable Tarife ein Anreiz zur Verlagerung von zeitunkritischen Verbrauchern von Hochlast- in Niedriglastzeiten geschaffen wurde und dadurch Lastspitzen vermieden werden (Abbildung 48). Eine klassische Realisierungsmöglichkeit ist die Anwendung eines Maximumwächters, der nach festgelegter Reihenfolge Verbraucher vom Netz nimmt (Lastabwurf) und zeitversetzt wieder zuschaltet [30].

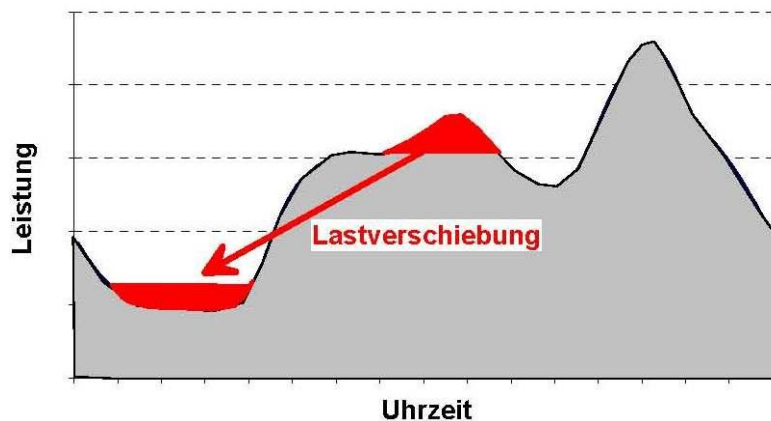


Abbildung 48: DSM durch Lastverlagerungen

Diese Form von DSM durch Lastverlagerung kann aber auch zur Anpassung des Verbrauchlastganges an den Wind- bzw. solarbedingt stochastischen Erzeugungslastgang genutzt werden, mit dem Ziel die Leistungsdifferenz zu senken (Ausgleich von Schwankungen bzw. Prognosefehlern). Für Haushaltskunden stehen im Wesentlichen folgende steuerbaren Verbrauchergruppen zur Verfügung:

- Kühl- und Gefriergeräte,
- Wasch-, Spül-, Trockengeräte und
- elektrische Heizung und Warmwasserbereitung (falls vorhanden)

2. Änderung der bezogenen Arbeit

Eine andere Möglichkeit der Lastgangänderung ist die Änderung der bezogenen Arbeit. Bei dieser Form wird unterstellt, dass sich innerhalb eines bestimmten Zeitbereichs die bezogene Energiemenge entweder dauerhaft ändert oder in bestimmten Intervallen variieren lässt (Abbildung 49: DSM durch Änderung des Energiebedarfes). Eine langfristige Senkung ist z.B. über Energiesparaktionen möglich bzw. eine langfristige Anhebung erfolgt durch die Förderung neuer Stromanwendungen.

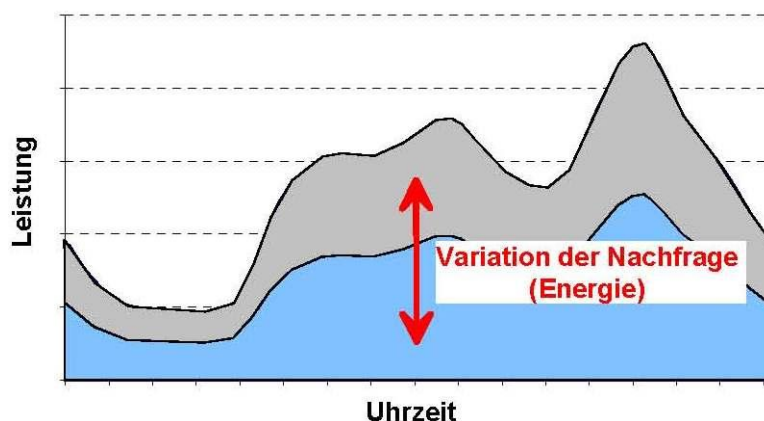


Abbildung 49: DSM durch Änderung des Energiebedarfes

Eine weitere Möglichkeit zur Änderung des Nachfrageverhaltens besteht durch Variation zwischen unterschiedlichen Energieformen für bestimmte Verwendungen. Eine typische Anwendung für diese Form des DSM sind Heiz- und Warmwasserbereitungssysteme über verschiedene Energieträger z.B. die Substitution von Strom durch Gas. Für den Ausgleich von Windschwankungen bzw.

Windprognosefehlern ist jedoch auch die umgekehrte Substitution möglich, d.h. die Umstellung von konventionellen Gas- und Ölheizungen auf bivalente Systeme mit elektrischen Zusatzheizungen. Günstig wirkt sich hierbei das hohe Substitutionspotential sowohl im lang- als auch im kurzfristigen Bereich aus, da flexibel auf Erzeugungsänderungen reagiert werden kann. Die Vorteile können durch einen fiktiven Öl-Substitutionsnutzungsgrad beschrieben werden.

Neben der seit langem etablierten Tonfrequenzrundsteuerung, welche vor allem zur Laststeuerung für Elektrowärmeanwendungen eingesetzt wird, werden vielfältige weitere Möglichkeiten diskutiert, beispielsweise Tarifierungen für Privatkunden und Gewerbebetriebe, um eine freiwillige tageszeitabhängige Lastreduktion zu bewirken. Da jedoch in der Regel noch keine geeigneten Zähler vorhanden sind, sind diese Methoden derzeit nur in sehr geringem Maße umsetzbar. Weiter wird abschaltbare Leistung im Gewerbebereich teilweise angeboten. Von übergeordneter Bedeutung sind jedoch Maßnahmen im industriellen Bereich, weil hier mit vergleichsweise wenig organisatorischem und steuerungstechnischem Aufwand hohe Verbraucherleistungen beeinflusst werden können.

Im industriellen Bereich können mehrere Möglichkeiten zur Verfügung stehen. Im Idealfall sind einzelne überdimensionierte Anlagenteile vorhanden, welche bei Vorhandensein eines ausreichenden Produktspeichers kurzzeitig abgeschaltet werden können, ohne dass der Gesamtproduktionsprozess dadurch beeinflusst wird. Weiters sind in manchen Fällen Notstromaggregate oder stillstehende Eigenerzeugungsanlagen vorhanden, welche bei entsprechender Eignung zum Netzparallelbetrieb als zusätzliche Erzeugungskapazitäten herangezogen werden können. Eine dauerhafte Reduktion von Leistungsspitzen kann eine Verlagerung wöchentlicher Wartungsarbeiten vom Wochenende auf einen Wochentag bringen, wobei in der Regel jedoch zusätzliche Kosten für die Auslagerung der Produktion auf das Wochenende anfallen. Weiters stellt sich die Frage, ob eine Verlagerung von Betriebsurlauben eine sinnvolle Lösung darstellen kann. Letztendlich kann auch die freiwillige kurzzeitige Unterbrechung der Produktion eines Betriebs in Erwägung gezogen werden. Aufgrund der dabei auftretenden hohen Kosten, d.h. des Verlustes an Wertschöpfung, kann diese Möglichkeit jedoch nur als Notfallmaßnahme betrachtet werden.

Neben der Verringerung der Spitzenlast und der dafür notwendigen Kraftwerkskapazitäten hat die Verschiebung des Verbrauches von Spitzenlast- in Niederlastzeiten eine Vergleichmäßigung des Lastprofils zur Folge. Daraus ergibt sich ein weiterer Vorteil für die Elektrizitätsunternehmen durch die bessere Auslastung des Kraftwerksparks. Durch die Vergleichmäßigung des Lastprofils könnte theoretisch auch eine Verringerung der quadratisch mit dem Strom zunehmenden ohmschen Leitungsverluste ($P_V = I^2 \cdot R$) im Netz erreicht werden.

Die im Rahmen des Lastmanagements involvierten Verbraucher haben den Vorteil, dass sie günstigere Tarife erzielen können, was angesichts der Entwicklung der Strompreise in den letzten Jahren insbesondere für stromintensive Industriebranchen von hoher Bedeutung sein kann.

In Ländern mit einem hohen Windkraftanteil wie z.B. in Deutschland können verbraucherseitige Maßnahmen auch dazu eingesetzt werden, den Bedarf an Reservekraftwerken bzw. Ausgleichsenergie zu verringern.

Des Weiteren können verbraucherseitige Maßnahmen gezielt eingesetzt werden, um in Ausnahmesituationen des Übertragungsnetzes effektiv reagieren zu können.

Die Nutzung von Energiedienstleistungsspeichern (EDLS) stellt eine kurzfristig realisierbare und kostengünstige Maßnahme zur Lastbeeinflussung in Industriebetrieben dar [28]. Die dahinter stehenden Überlegungen sollen in Folge dargestellt werden.

Im Normalfall wird elektrische Energie nicht direkt „konsumiert“, sondern zur Erbringung einer Energiedienstleistung eingesetzt. Diese Energiedienstleistung kann beispielsweise die Umwandlung elektrischer Energie in andere Energieformen wie Licht, Druckluft, Wärme oder Kälte darstellen oder

etwa in industriellen Produktionsprozessen die Veränderung der Eigenschaften und Erscheinungsformen von Materialien bewirken, z.B. beim Trocknen, Umformen, Mahlen, Schreddern, Sieben, Mischen oder Beschichten. In der industriellen Produktion tritt das Resultat der Energiedienstleistung zumeist als Änderung des physikalischen oder chemischen Zustandes eines Zwischen- oder Endprodukts in Erscheinung. Oftmals ist es möglich, diese Produkte im Voraus zu produzieren und zu lagern, dabei wird eigentlich die Energiedienstleistung gespeichert. Beispielsweise ist die Energiedienstleistung in einer Mühle das Mahlen von Getreide zu Mehl. Das Mehl kann in einem Silo gelagert werden, der Silo stellt daher einen Energiedienstleistungsspeicher dar. Durch den gezielten Einsatz derartiger EDLS kann eine Entkopplung des Zeitpunkts des Stromverbrauchs vom Zeitpunkt der Nachfrage nach der Energiedienstleistung erreicht werden. Der EDLS stellt daher eine Möglichkeit der indirekten Speicherung von elektrischer Energie dar. In der Industrie sind derartige Speicher (Vorlagen, Bunker, Tanks, Lager, etc.) vielfach vorhanden, da verschiedene Produktionsschritte oft unterschiedliche Produktionskapazitäten oder Chargendauern aufweisen.

Einschränkungen:

Folgende Einschränkungen bzw. Voraussetzungen können für die Implementierung von verbraucherseitigen Maßnahmen definiert werden:

- In Anlagen wo große einzelne Stromverbraucher vorhanden sind (z.B. in Großbetrieben) sind Demand Side Management Maßnahmen einfacher und kostengünstiger realisierbar als in kleinen Gewerbebetrieben oder im einzelnen Haushalt.
- Die Komplexität der Produktionsprozesse mit vielen aufeinander abgestimmten Verfahrensschritten erschwert die Implementierung von Maßnahmen.
- Die Bereitschaft von Industriebetrieben, an verbraucherseitigen Maßnahmen mitzuwirken, hängt primär von betriebsinternen Kosten - Nutzen – Überlegung ab.

In diesem Zusammenhang in Betrieben der Branche Steine und Erden ergeben sich oftmals Unterschiede zwischen Sommer- und Wintermonaten. In Monaten mit wenigem Volllaststunden ist eine zeitliche Lastverschiebung durch den gezielten Einsatz des Anlagenparks in Schwachlastzeiten und Lagerung des Produkts auf Halde oder in einem Silo am einfachsten möglich.

Viele Maschinen können mit einer Vorlaufzeit von wenigen Minuten bzw. teilweise direkt vom Netz genommen werden, daher sind Spitzenwächter mit automatischem Lastabwurf in der Branche Steine und Erden weit verbreitet.

2.1.5.2 Allgemeine Anforderungen für die aktive Einbindung von Netznutzern in die Spannungsregelung

Anforderungen für die Einbindung von Verbrauchern

Die Einbindung Verbraucher in den Netzbetrieb wäre grundsätzlich wünschenswert, wenn das Kosten-Aufwand/Nutzen Verhältnis dafür spricht. Folgende Grundsätzliche Anforderungen können definiert werden:

- Vorhandensein einer bedeutenden Leistung an einem geeigneten („empfindlichen“) Netzknoten
- Vorhandensein einer gewisser Flexibilität (Möglichkeit die Last zu verschieben)
- Vorhandensein einer adäquaten Kommunikationsschnittstelle

Die größte Herausforderung aus diesen Punkten ist zweifellos das Vorhandensein einer gewissen Flexibilität. Hier muss grundsätzlich zwischen Haushalt-, Gewerbe- und Industrieverbrauchern unterschieden werden. Bei Haushaltsverbrauchern kann die Flexibilität vor allem durch

Wärmespeicherung (z.B. anhand von Elektroboiler oder Wärmepumpen bei ausreichendem Wärmespeicher) gewonnen werden, Adäquate Dimensionierungstools für die Auslegung dieser Wärmespeicher müssten noch entwickelt werden.

Bei Industrieverbraucher kann eventuell bei Wärmeprozessen eine gewisse Flexibilität vorhanden sein. Bei Produktionsprozessen kann jedoch meist nur selten eingegriffen werden, weil diese in der Regel schon optimiert sind. Zusätzlich kann die Entkopplung des Zeitpunkts des Stromverbrauchs vom Zeitpunkt der Nachfrage eine Energiespeicherung (in Form einer Speicherung der Produktion) bewirken. Diese erwähnten Freiheitsgrade müssen allerdings für jeden Verbraucher spezifisch genau quantifiziert werden.

Des Weiteren spielt die geographische Komponente eine wesentliche Rolle für den Nutzen von DMS beim Netzbetrieb. Sollte DSM -Maßnahmen zum Zweck der Spannungshaltung eingesetzt werden kann die Spannung an gewisse „kritische Knoten“ nur beeinflusst werden wenn eine ausreichende steuerbare Last sich in der elektrischen Nähe des kritischen Knoten befindet. Dies ist eine wesentliche Unterscheidung zwischen DSM-Ansätzen auf Region/Landesebene und DSM-Ansätzen für den Betrieb eines Mittelspannungsnetzes, da beim ersten Fall die steuerbare Last fast unabhängig vom Standort aufsummiert werden kann.

Sollten tatsächlich DSM-Ansätze für den Netzbetrieb verwendet werden, muss sichergestellt werden, dass dies mit hoher Zuverlässigkeit erfolgt. Bei der Wärmespeicherung müssten zum Beispiel eine Methode zur zuverlässigen Abschätzung des tatsächlichen „Füllstands“ des Speichers, sowie eine entsprechende Prognose vorhanden sein. Dies ist bei einer kleinen Anzahl von Teilnehmer, aufgrund deren stochastischen Nutzerverhaltens, sehr schwer realisierbar.

Bei kleineren Betrieben können höhere Kosten für die Umsetzung von DSM Maßnahmen als bei großen Betrieben erwartet werden. Die Bereitschaft von Industriebetrieben, an DSM mitzuwirken, hängt vor allem von betriebsinterner Kosten/Nutzen-Überlegung ab.

Anforderungen für Netzbetreiber

Der Übergang zum aktiven Netzbetrieb (durch z.B. Einbindung von Netznutzern) stellt auch für den Netzbetreiber selbst wesentliche Herausforderungen dar:

Eingriff in den Netzbetrieb

Der Eingriff in den Netzbetrieb bedeutet eine Erhöhung der Komplexität. Hier sind vor allem Netzstörungen oder vom normalen Netzbetrieb (Schaltzustand) abweichende Bedingungen zu berücksichtigen. Es muss sichergestellt werden, dass die Mechanismen, die einen aktiven Netzbetrieb ermöglichen, fähig sind solche Betriebszustände zu beherrschen. Die Änderung der Netztopologie (in Folge eines Netzfehlers z.B.) könnte eine Anpassung (Umkonfiguration) der Steuerungslogik bedingen. Erfolgt dies nicht fernwirktechnisch, muss das Personal dafür bereitgestellt werden.

Anforderungen an Kommunikation

Um das Netz „aktiver“ betreiben zu können spielen Steuer- und Kommunikationsinfrastruktur eine wesentliche Rolle. Das Niederspannungsverteilnetz wird heute nahezu ohne Fernwirktechnik bzw. Automatisierung betrieben. Auch wenn sich das möglicherweise zukünftig ändert (z.B. mit der Einführung von Smart Meters) muss man bedenken, dass die Anforderungen an die Kommunikationsinfrastruktur für einen sicheren aktiven Netzbetrieb sehr hoch sind. Die Kommunikationslösungen müssten eine ähnliche Zuverlässigkeit wie die Netzbetriebsmittel selbst aufweisen damit die Versorgungszuverlässigkeit und -Qualität aufrecht erhalten werden kann.

Anforderungen an die Netzplanung

Nicht nur der Netzbetrieb sondern auch die Netzplanung wird beim Übergang zum aktiven Netzbetrieb komplexer werden. Wichtig ist es dabei entsprechende Tools zur Verfügung zu stellen um dem

Netzbetreiber eine effiziente Netzplanung zu ermöglichen. Dies ist unter anderen umso wichtiger, da die Erhöhung der Durchdringung dezentraler Einspeisung gleichzeitig „Dynamisierung“ des Netzes bedeutet. Dem Netzbetreiber soll es somit möglich sein eine Anschlussbeurteilung automatisiert durchzuführen ohne für jede Anschlussanfrage eine Sonderplanung machen zu müssen.

Energienetze werden als Versorgungsnetze ohne Engpässe ausgelegt. Das ist in Datennetzen oder Verkehrsnetzen in der Regel nicht der Fall und bringt z.B. Wartezeiten für den Kunden. Dahinter steht in der Regel eine beschränkte Ausbaukapazität, nicht aber ein Geschäftsmodell wie es oft für die Smart Grids gefordert wird. Lösungen, die Beschränkungen ausschließlich in Bereichen steuern in denen Kunden die Einschränkungen nicht störend empfinden sind bislang noch nicht bekannt.

2.1.5.3 DSM Potentialanalyse für das Projekt BAVIS (Fallstudie DG DemoNetz EAG)

Als erster Schritt wurden die steuerbaren Lasten so wie sie beim Netzbetreiber gemeldet sind (unterbrechbare Lieferung mit entsprechenden Stromtarifen) näher untersucht. Im betrachteten Netz gibt es sieben Klassen von unterbrechbaren Lasten:

- ULA: Warmwasserspeicher ohne Tagnachladung
- ULB: Warmwasserspeicher mit Tagnachladung
- ULC: Nachtspeicherheizung ohne Tagnachladung
- ULE: Mischanlage ohne Tagnachladung
- ULF: Mischanlage mit Tagnachladung
- EAGU1: Nachtspeicherheizung ohne Tagnachladung
- EAGU2: Nachtspeicherheizung mit Tagnachladung

Es wurden die Profile der unterbrechbaren Lasten im Netz analysiert. Da die synthetischen Lastprofile auf den Jahresbezugs normiert sind, wurden sie einzeln analysiert (z.B. Ableitung des Höchstverbrauchs und Verfassung aller möglichen unterbrechbaren Arten jeder Last). Die Analyse wurde für die Zeit zwischen 22:00 und 22:15 Uhr nach der Einschaltung der Boiler durchgeführt.

Tabelle 2: Zusammenfassung der unterbrechbaren Lasten

Typ der Lasten	Mit UL- Zuordnung	Gesamtsumme
Anzahl der Lasten	296	422
Maximalleistung $P_{\max}$ (kW) aller Lasten	88	1357.0805

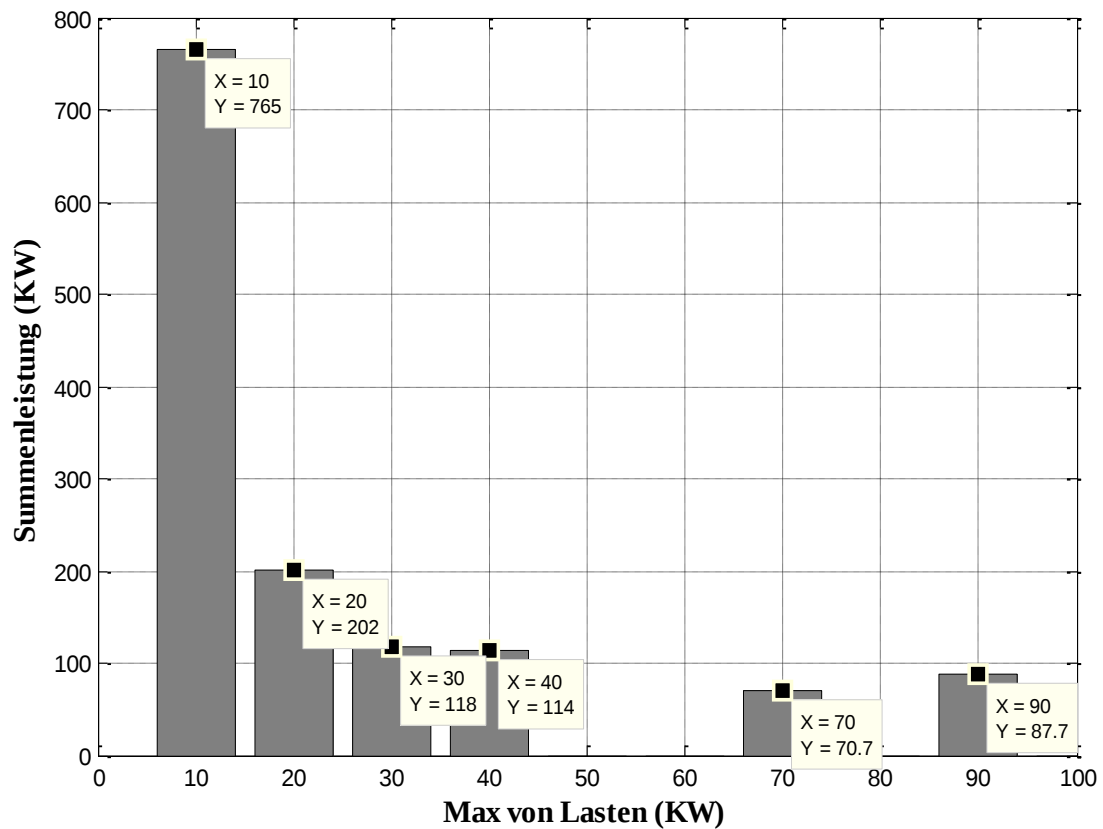


Abbildung 50: die Summenleistung des Maximums der Lasten mit unterbrechbarer Lieferung

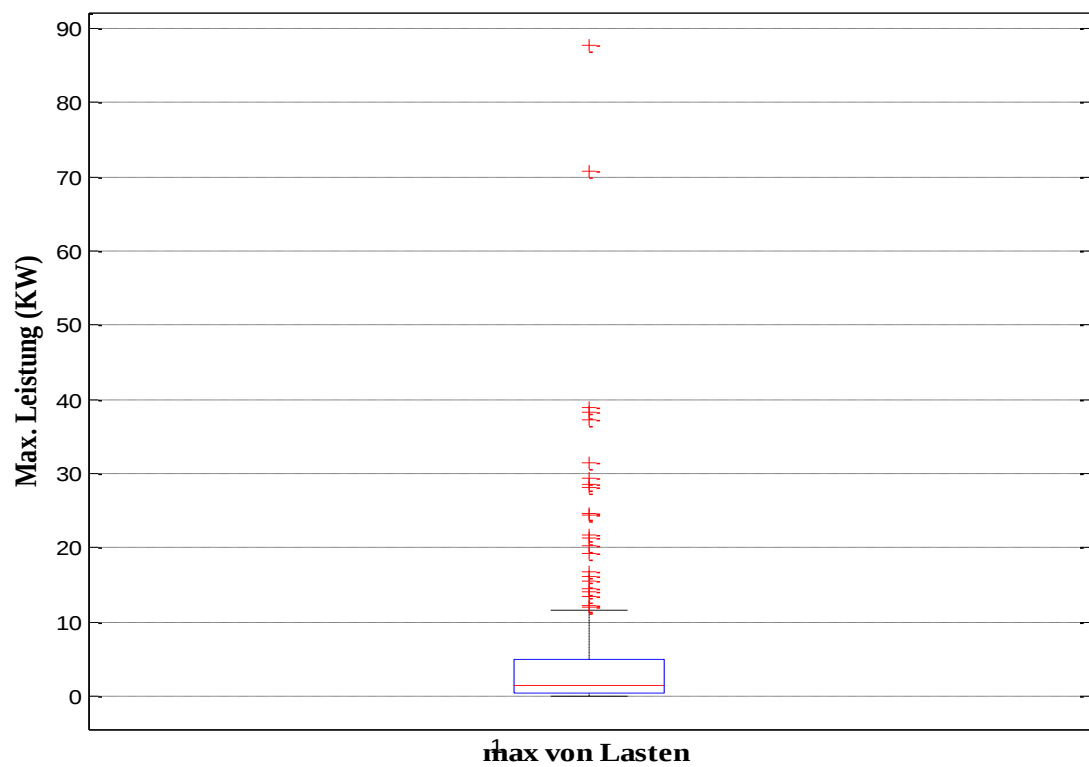


Abbildung 51: Prozentuelle Verteilung des Maximums der Lasten mit unterbrechbarer Lieferung.

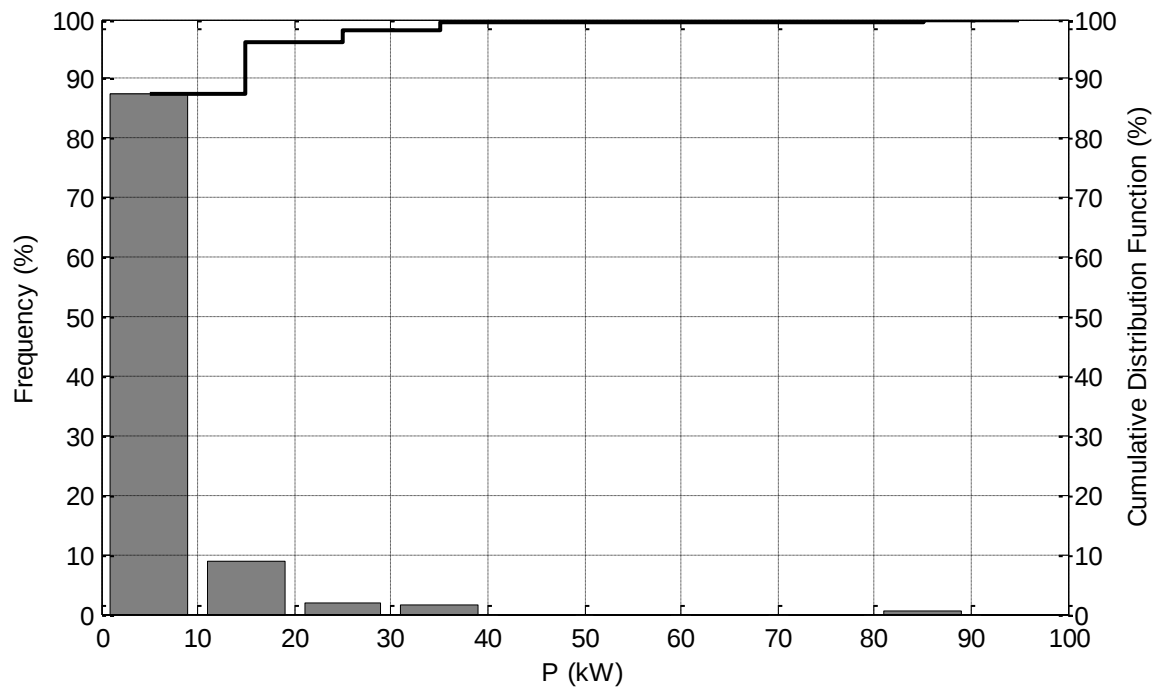


Abbildung 52: Die kumulierte Verteilung des Maximums der Lasten mit unterbrechbarer Lieferung

Tabelle 3: Zusammenfassung der Prozentteile der unterbrechbaren Lasten

Prozent %	Max_Last (kleiner als) KW
25	0.55
50	1.5035
75	5.0574

Wie in Tabelle 2 erkennbar gibt es in Summe 422 Lasten von denen jedoch nur 296 Lasten eine Zuordnung als unterbrechbare Last (UL) haben. Das Maximum aller unterbrechbaren Lasten beträgt 88 kW und die Summenleistung aller unterbrechbaren Lasten ca. 1357.1 kW.

Aus Tabelle 2 ist erkennbar, dass ein Großteil dieser Lasten (75%) unter einem Leistungswert von ca. 5.06 kW liegt und damit keine spürbare Absenkung der Spannung im jeweiligen Knoten verursacht. Aus der Abbildung 52, es ist sichtbar, dass, 90% der Lasten kleiner als 11.7 kW ist.

Insgesamt kann somit das Demand Side Management auf Basis unterbrechbarer Lasten für die existierenden Steuermechanismen keinen Beitrag leisten. Wäre doch ein Potential vorhanden (z.B. theoretischer Beitrag zur Spannungshaltung), müsste noch die Machbarkeit und das Kosten-Nutzen Verhältnis analysiert werden.

2.1.6 Berücksichtigung regulatorischer und wirtschaftlicher Aspekte in Spannungsregelungskonzepten für einen aktiven Verteilnetzbetrieb

Das vorliegende Kapitel zeigt, in Anlehnung an die Ergebnisse des Projekts „DG DemoNetz-Konzept“, praxisorientierte wirtschaftliche Rahmenbedingen für einen zukünftig aktiveren Anlagen- und Netzbetrieb. Entsprechende Möglichkeiten alternativer Kostenallokationsoptionen schließen diese Betrachtungen mit ein, wobei auch auf die derzeitigen Regeln in Österreich und auf internationaler Basis eingegangen wird.

2.1.6.1 Kostenparameter der Regelungskonzepte

Tabelle 4 und Tabelle 5 geben Überblick zu Kostenparametern der im Projekt BAVIS behandelten Regelungsstrategien. Diese Parameter werden als Bewertungsbasis für die im Projekt entwickelte „Easy-Check-Methode“ (vgl. Deliverable 6 „Easy-check Methode zur Planung einer aktiven Spannungsregelung“) herangezogen. Jährliche Kosten notwendiger Installationen werden mit diesen Kostendaten, die als exogener Parameter geändert werden können, je Regelungsstrategie berechnet und miteinander verglichen. Ein entsprechendes Ranking der Lösungen kann dadurch abgeleitet

Tabelle 4: Aufstellung zu Investitions- und Wartungskosten für Spannungsmessung, Regler und Kommunikationstechnik der einzelnen Regelungskonzepte

Netzintegrationsstrategie	Investkosten	Einheit	Wartungskosten	Einheit
Referenzvariante (Netzverstärkung)				
Gesamtkosten für die Verlegung neuer Kabel (übliche Kabeltypen)	120000	€/km	4800	€/km*Jahr
Gesamtkosten für einen Seiltausch	20000	€/km	800	€/km*Jahr
Längsregler Lösung				
Gesamtkosten für den Einbau eines 15 MVA Längsreglers	300000	€/Stück	3000	€/Stück/Jahr
Fernregelung				
CVCU (Leitrechner, Schnittstelle Stufenregler, gesicherte Versorgung)	10000	€/Stück	1000	€/Stück/Jahr
PLC Receiver	1600	€/Stück		€/Stück/Jahr
Messschnittstelle bei den kritischen Knoten (Wandler, Umformer)	5000	€/Stück	200	€/Stück/Jahr
PLC Repeater (inkl. Entkoppler/Koppler)	1600	€/Stück		€/Stück/Jahr
Funkstrecke: Kommunikation bei den kritischen Knoten (Umformer, Sender)	15000	€/Stück	500	€/Stück/Jahr
Lokale Regelung				
Regler pro Erzeuger	40000	€/Stück	1000	€/Stück/Jahr
Koordinierte Regelung				
CVCU (Leitrechner, Schnittstelle Stufenregler, gesicherte Versorgung)	10000	€/Stück	1000	€/Stück/Jahr
PLC Receiver	1600	€/Stück		€/Stück/Jahr
Messschnittstelle bei den kritischen Knoten (Entkoppler, Wandler, Umformer)	5000	€/Stück	200	€/Stück/Jahr
PLC: Repeater (Entkoppler/Koppler)	1600	€/Stück		€/Stück/Jahr
Funkstrecke: Kommunikation bei den kritischen Knoten (Umformer, Sender)	15000	€/Stück	500	€/Stück/Jahr
Blind- und Wirkleistungsregler pro Erzeuger	10000	€/Stück	100	€/Stück/Jahr
Funkstrecke: Kommunikation bei den Erzeugern	15000	€/Stück	500	€/Stück/Jahr

Tabelle 5: Überblick zu Kapitalkosten (Weighted Average Cost of Capital – WACC, Abschreibdauern und Annuitäten) auf jährlicher Basis und daraus resultierender Gesamtkosten pro Jahr für die im Projekt BAVIS betrachteten Regelungskonzepte

Netzintegrationsstrategie	WACC	Abschreibdauer	Einheit	Annuität	Einheit	Gesamtkosten/Jahr	Einheit
Referenzvariante (Netzverstärkung)							
Gesamtkosten für die Verlegung neuer Kabel (übliche Kabeltypen)	6%	40	Jahre	7,975	€/km*Jahr	12,775	€/km*Jahr
Gesamtkosten für einen Seiltausch	6%	40	Jahre	1,329	€/km*Jahr	2,129	€/km*Jahr
						-	
Längsregler Lösung							
Gesamtkosten für den Einbau eines 15 MVA Längsreglers	6%	40	Jahre	19,938	€/Stück*Jahr	22,938	€/Stück/Jahr
						-	
Fernregelung							
CVCU (Leitrechner, Schnittstelle Stufenregler, gesicherte Versorgung)	6%	10	Jahre	1,359	€/Stück*Jahr	2,359	€/Stück/Jahr
PLC Receiver	6%	10	Jahre	217	€/Stück*Jahr	217	€/Stück/Jahr
Messschnittstelle bei den kritischen Knoten (Wandler, Umformer)	6%	10	Jahre	679	€/Stück*Jahr	879	€/Stück/Jahr
PLC Repeater (inkl. Entkoppler/Koppler)	6%	10	Jahre	217	€/Stück*Jahr	217	€/Stück/Jahr
Funkstrecke: Kommunikation bei den kritischen Knoten (Umformer, Sender)	6%	10	Jahre	2,038	€/Stück*Jahr	2,538	€/Stück/Jahr
						-	
Lokale Regelung							
Regler pro Erzeuger	6%	10	Jahre	5,435	€/Stück*Jahr	6,435	€/Stück/Jahr
						-	
Koordinierte Regelung							
CVCU (Leitrechner, Schnittstelle Stufenregler, gesicherte Versorgung)	6%	10	Jahre	1,359	€/Stück*Jahr	2,359	€/Stück/Jahr
PLC Receiver	6%	10	Jahre	217	€/Stück*Jahr	217	€/Stück/Jahr
Messschnittstelle bei den kritischen Knoten (Entkoppler, Wandler, Umformer)	6%	10	Jahre	679	€/Stück*Jahr	879	€/Stück/Jahr
PLC: Repeater (Entkoppler/Koppler)	6%	10	Jahre	217	€/Stück*Jahr	217	€/Stück/Jahr
Funkstrecke: Kommunikation bei den kritischen Knoten (Umformer, Sender)	6%	10	Jahre	2,038	€/Stück*Jahr	2,538	€/Stück/Jahr
Blind- und Wirkleistungsregler pro Erzeuger	6%	10	Jahre	1,359	€/Stück*Jahr	1,459	€/Stück/Jahr
Funkstrecke: Kommunikation bei den Erzeugern	6%	10	Jahre	2,038	€/Stück*Jahr	2,538	€/Stück/Jahr

2.1.6.2 Netzanschlussregeln in Österreich

Viele nationale (z.B. KONDEA) und internationale Forschungsprojekte (z.B. GreenNet-Incentives² oder IMPROGRES³) adressieren in ihren Untersuchungen die Problematik des Netzanschlusses für dezentrale Stromerzeugungseinheiten (DG) sowie damit verbundene Kosten. Darin wird unter anderem erhoben, welche Barrieren und Auswirkungen durch in den jeweiligen Ländern der EU implementierten Netzkostenallokationsschemata für DG entstehen. Dieses Kapitel hat daher zum Ziel, die österreichischen Netzanschlussregeln zusammenfassend und als Basis für spätere Betrachtungen darzustellen. Dies soll einen Vergleich der in Kapitel 3 vorgestellten alternativen Netzregelungsstrategien mit der derzeit üblichen Kostenallokation aus Sicht der Netz- und Anlagenbetreiber ermöglichen. Die österreichischen technischen und organisatorischen Regeln zum Netzanschluss werden daher eingehend betrachtet.

Technische und organisatorische Regeln - Teil C

In [22] werden die Anschlussbedingungen für den Neuanschluss von Netzbenutzern im Versorgungsgebiet österreichischer Verteilernetzbetreiber (VNB) geregelt. Die folgenden wichtigen Punkte können dabei zitiert werden:

- „Die technische Ausführung des Anschlusses ist zwischen dem Netzbenutzer und dem VNB vertraglich festzulegen.“ ...
- „Die Errichtung der Anlagen eines Netzbenutzers hat unter Beachtung der einschlägigen gesetzlichen Bestimmungen und allfälliger behördlicher Auflagen normen- und vorschriftenkonform sowie entsprechend den unternehmensspezifischen Regelungen des VNB zu erfolgen.“ ...
- „Für den Anschluss von Erzeugungsanlagen gelten zusätzlich die Festlegungen gemäß **TOR, Teil D4 "Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen mit Verteilernetzen"**.“

Dies bedeutet, dass der Netzanschluss von Netzbenutzern nach eindeutigen Verträgen und Normen geregelt ist. Seitens des Verteilernetzbetreibers hat dazu im Vorfeld eine Netzanschlussbeurteilung nach folgenden Regeln zu erfolgen (vgl. [22]):

“Beurteilung eines Netzanschlusses

- (1) Netzbenutzer und VNB tauschen alle zur Beurteilung eines Netzanschlusses erforderlichen technischen Daten ihrer Anlagen bzw. Netze sowie gegebenenfalls das Konzept der Betriebsführung aus.
- (2) Der VNB überprüft unter anderem, ob die an den bestehenden oder geplanten Netzanschlusspunkten vorherrschenden Netzverhältnisse technisch geeignet sind, um die Anlage des Netzbenutzers am Netz
 - entsprechend dem gewünschten Umfang der Netznutzung,
 - entsprechend der vom Netzbenutzer gewünschten Spannungsqualität,
 - ohne Gefährdung des Betriebes von Anlagen anderer Netzbenutzer und □ ohne unzulässige Rückwirkungen auf Anlagen des VNB und anderer Netzbenutzer betreiben zu können.Grundlagen für die Prüfung sind das Netzkonzept des VNB und die Zielstellung eines sicheren und zuverlässigen Systembetriebes.
- (3) Ist die gewünschte Netznutzung über den bestehenden oder geplanten Netzanschlusspunkt nicht möglich, so wird der VNB Alternativen vorschlagen.
- (4) Ist die gewünschte Netznutzung über den bestehenden oder geplanten Netzanschlusspunkt möglich, werden die zu realisierenden Maßnahmen festgelegt.

² vgl. www.greennet-europe.org

³ vgl. www.improgres.org

- (5) *Bei Kundenanlagen mit integrierten Erzeugungsanlagen und bei Schnittstellen zu anderen VNB mit Kraftwerkseinspeisungen ist der Umfang der Netznutzung für den Normalbetriebszustand zu definieren. Für die Fälle von Ersatzversorgungen kann der VNB einen eingeschränkten Umfang der Netznutzung vereinbaren.*

Konsensfindung betreffend eines neuen oder die Abänderung eines bestehenden Netzanschlusses

- (1) *Entsprechen die Netzverhältnisse nicht den besonderen Anforderungen des Netzbenutzers, so beraten sich der VNB und der Netzbenutzer über technisch und wirtschaftlich geeignete Maßnahmen in der geplanten Anlage des Netzbenutzers und/oder in den Anlagen des VNB unter Berücksichtigung des Ausbau- und Netzkonzeptes des VNB.*
- (2) *Sind Maßnahmen im Verteilernetz erforderlich, so legt der VNB die für den vorgesehenen Betrieb der geplanten Anlage erforderlichen Ausbaumaßnahmen im Verteilernetz fest.*
- (3) *Werden durch den Anschluss von Anlagen eines Netzbenutzers die Netze weiterer Netzbetreiber beeinflusst, so stimmen sich die betroffenen VNB über das Vorgehen und die erforderlichenfalls zu treffenden Maßnahmen ab.“*

Technische und organisatorische Regeln - Teil D4

Wie oben angeführt gelten für Erzeugungsanlagen die zusätzlichen Bestimmungen nach [23]. In Bezug auf den Netzanschluss kann dabei folgendermaßen zitiert werden:

„ ... Mehrere verteilte Erzeugungsanlagen, die über einen Verknüpfungspunkt an das Verteilernetz angeschlossen werden ("Kraftwerkspark"), gelten für die Beurteilung als eine Erzeugungsanlage. Der Netzanschlusspunkt und der Verknüpfungspunkt werden unter Berücksichtigung der gegebenen Netzverhältnisse, der Einspeiseleistung und der mit dem zukünftigen Betreiber abgestimmten Betriebsweise der Erzeugungsanlage vom Netzbetreiber festgelegt. Damit soll unter anderem sichergestellt werden, dass die Erzeugungsanlage keine unzulässigen Netzurückwirkungen verursacht. ...

Der Netzbetreiber erstellt entsprechend den Allgemeinen Bedingungen auf der Grundlage der vorgelegten vollständigen Unterlagen ein technisch geeignetes Anschlusskonzept. Alternativen können im Rahmen eines Planungsauftrages gesondert analysiert werden.

Liegen dem Netzbetreiber mehrere Anfragen auf Netzanschluss vor, die sich gegenseitig beeinflussen, so erfolgt die Beurteilung in der Reihenfolge deren Einlangens. Netzanschlussanfragen unterliegen hinsichtlich ihrer Gültigkeit grundsätzlich einer zu vereinbarenden zeitlichen Frist, beginnend ab dem Zeitpunkt der Angebotslegung durch den Netzbetreiber (z.B. 6 Monate).

Die zulässige Einspeiseleistung am Anschlusspunkt (Anschlusswirkleistung) wird nach Stellung des Netzanschlussantrages des Netzbenutzers als Ergebnis der Netzanschlussprüfung festgelegt und darf nicht überschritten werden. ...

Kann die geplante Erzeugungsleistung nicht zur Gänze über den vorgesehenen oder vorhandenen Netzanschlusspunkt in das öffentliche Netz eingespeist werden, so legt der Netzbetreiber die mögliche Einspeiseleistung fest. Darüber hinaus schlägt der Netzbetreiber technische Alternativen für die Einspeisung der Gesamtleistung vor.

Netzanschluss Mittelspannung

Die minimale Leistung, ab der ein Anschluss an das Mittelspannungsnetz erforderlich ist, und die maximale Leistung, bis zu der ein Anschluss an das Mittelspannungsnetz möglich ist, hängen von der Art und der Betriebsweise der Erzeugungsanlage sowie von den Netzverhältnissen (z.B. Netzkurzschlussleistung) ab. Eine pauschale Leistungsangabe ist nicht möglich. Dies kann im Einzelfall nur durch eine Netzberechnung festgestellt werden. Details über den technisch möglichen Anschlusspunkt werden dem Netzbewerber schriftlich bekannt gegeben.“

Bedeutung der Netzanschlussregeln für Erzeugungsanlagen

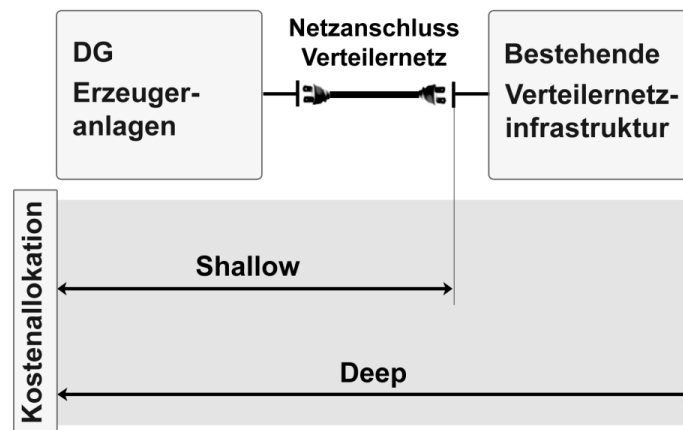


Abbildung 53: Skizze zu gängigen Modellen der Netzkostenallokation

Abbildung 53 veranschaulicht unterschiedliche Vorgehensweisen zur Allokation von Netzanschlusskosten. Der Terminus „Deep“ wird dabei als Kostenallokation interpretiert, die sowohl Kosten für eine Anschlussleitung vom DG–Kraftwerk bis zum nächsten Netzanschlusspunkt inkludiert, als auch jene Kosten beinhaltet, die für notwendige Netzverstärkungen im Verteilernetz anfallen. Eine „Shallow“ Kostenallokation beinhaltet diese Kostenfaktoren der Netzverstärkung im Allgemeinen nicht, sondern beinhaltet lediglich die Kosten für den unmittelbaren Aufwand für die Anschlussleitung der DG-Anlage. Die folgende Abbildung illustriert zudem schematisch, welche Kosten durch verstärkte DG Netzintegration entstehen können. Dies sind neben gegebenenfalls notwendigen Verstärkungen im Übertragungs- und Verteilernetz vor allem die notwendigen Anschlussleitungen der einzelnen dezentralen Erzeugertechnologien.

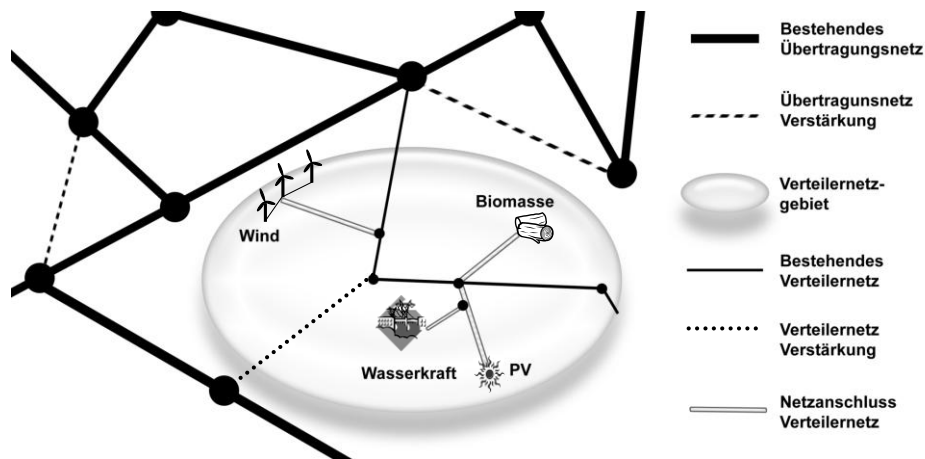


Abbildung 54: Schematische Darstellung zu möglichen Auswirkungen vermehrter DG Integration auf Übertragungs- und Verteilernetze

Vor allem die Frage, ob in Österreich eine „Shallow“ oder „Deep“ Kostenallokation zur Anwendung kommt, kann nicht durch eine allgemein gültige Antwort geklärt werden. Dazu sei nochmals Punkt 1 aus 0 zitiert (vgl. [22]):

„Entsprechen die Netzverhältnisse nicht den besonderen Anforderungen des *Netzbenutzers*, so beraten sich der *VNB* und der *Netzbenutzer* über technisch und wirtschaftlich geeignete Maßnahmen in der geplanten Anlage des *Netzbenutzers* und/oder in den Anlagen des *VNB* unter Berücksichtigung des Ausbau- und Netzkonzeptes des *VNB*.“

Diese Regelung bewirkt eine jeweils individuelle Vorgehensweise bei der Anschlussbewertung von dezentralen Erzeugungsanlagen. Dies bedeutet, dass je nach Netzsituation und geografischer Lage der DG Anlage ein geeigneter Netzanschlusspunkt durch den VNB ermittelt wird. Dieser Netzanschlusspunkt kann im Optimalfall wie vom Anlagenbetreiber gewünscht in unmittelbarer Nähe der DG Anlage liegen (vgl.

Abbildung 55a), insofern die Netz-situation und -auslastung dies zulässt. In diesem Fall erscheinen die Barrieren für den Netzzugang aus der Anlagenbetreibersicht gering, da die Kosten der Anschlussleitung niedrig ausfallen können. Diese Kostenallokation entspricht einer „Shallow“ Variante.

Eine völlig andere Situation kann sich für den Anlagenbetreiber ergeben, wenn der nächstgelegene Netzanschlusspunkt nicht in unmittelbarer Nähe der DG Anlage aufgrund entsprechender Netzsituation bzw. Netzauslastung resultiert. Dies kann unter Umständen bedeuten, dass sehr lange Netzanschlussleitungen installiert werden müssten, um die DG Anlage an das Netz anschließen zu können (vgl.

Abbildung 55b). Dementsprechend hohe Kosten für den Netzanschluss können daher resultieren und eine Barriere für DG-Anlagen darstellen, obwohl die Netzkostenallokation nach wie vor eine „Shallow“ Variante darstellt.

Abbildung 55c veranschaulicht schließlich eine weitere Option die vom Netzbetreiber vorgeschlagen werden kann. Ist es wirtschaftlich nicht sinnvoll (z.B. zu hohe Kosten durch lange Leitung), die DG-Anlage am technisch plausibelsten Netzanschlusspunkt (mit ausreichender Kurzschlussleistung) anzuschließen, besteht die Möglichkeit die Anlage zwar mit dem nächstgelegenen Netzanschlusspunkt anzuschließen, impliziert aber gleichzeitig Netzverstärkungsmaßnahmen. Die für diese Netzverstärkung anfallenden Kosten werden dem Anlagenbetreiber entweder im vollen Umfang, oder aber teilweise in Rechnung gestellt, je nach dem wie stark andere Netzbenutzer von dieser Netzverstärkung profitieren. Diese Form der Kostenallokation entspricht durchaus der Variante „Deep“ und kommt bei den

Verteilernetzbetreibern in Österreich bei gegebener ökonomischer Plausibilität für den Anlagenbetreiber zur Anwendung.

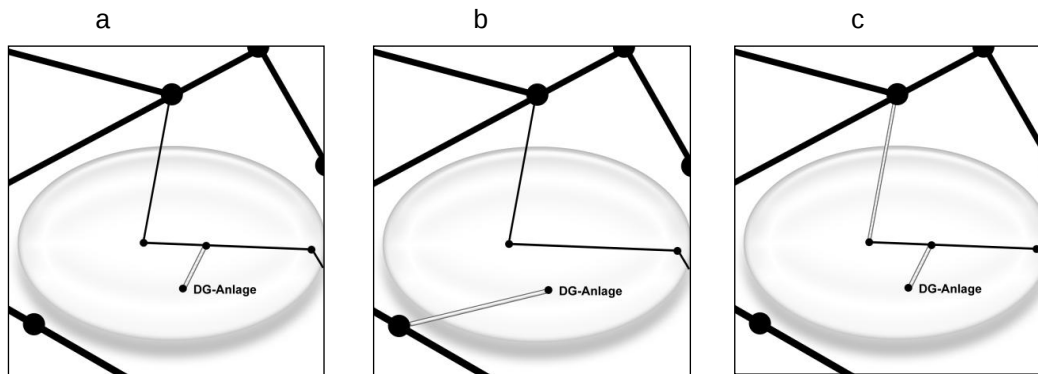


Abbildung 55a-c: Unterschiedliche Varianten des Netzanschlusses für eine DG-Anlage in Abhängigkeit der Netzsituation bzw. Netzauslastung

Da das Projekt BAVIS neben diesen in Österreich derzeit geltenden Regeln der Integration von Netzbenutzern in bestehende Verteilernetze auch alternative Möglichkeiten untersucht (vor allem für die Variante Fernregelung, da diese in Form eines Entwicklungsprojektes konkret getestet werden soll), wird im folgenden Kapitel die Vorgehensweise in weiteren Ländern der Europäischen Union skizziert, wobei auch „Best Practise“ Beispiele und mögliche regulatorische Alternativen diskutiert werden.

2.1.6.3 Internationale Bewertung wirtschaftlicher und organisatorischer Rahmenbedingungen

Wie im vorigen Kapitel erläutert, kann die Netzanschlussfrage zu entscheidenden Barrieren für Betreiber dezentraler Stromerzeugungsanlagen führen. Dies ist vor allem der Fall, wenn die damit verbundenen Kosten in einem signifikanten Anteil an den Fixkosten der jeweiligen DG-Anlage resultieren.

Im Zuge der Liberalisierung der Elektrizitätswirtschaft wurden in den EU Mitgliedsstaaten keine einheitlichen Kostenallokationsmechanismen implementiert, deren Gestalt jedoch einen signifikanten Einfluss auf die DG und Erneuerbarenentwicklung hat. Tabelle 6 gibt dazu einen Überblick der jeweils in den EU27 Staaten implementierten Schemata (vgl. [25]). Die Netzanschlusskosten werden dabei im überwiegenden Maße von den Anlagenbetreibern bezahlt. Eine Ausnahme stellen hier Ungarn sowie Wind Offshore Technologien in Dänemark und Deutschland dar, da in diesen Fällen die anfallenden Kosten durch die Netztarife an die Verbraucher weitergegeben werden.

In Bezug auf die Netzverstärkungskosten, die im Zusammenhang mit der Netzintegration von dezentralen Erzeugeranlagen stehen, sind zwei Tendenzen innerhalb der EU zu erkennen. In 17 der 27 untersuchten EU Mitgliedstaaten sind die Netzverstärkungskosten von den Anlagenbetreibern zu bezahlen, wohingegen 10 Mitgliedsstaaten die Sozialisierung der Kosten via Netztarif gewählt haben. Hierbei ist zu erwähnen, dass in Staaten, die einen „Shallowish“ Ansatz verfolgen (Mischung aus Shallow und Deep Kostenallokation) die Zuordnung der Netzverstärkungskosten ebenfalls auf der Seite der Anlagenbetreiber angenommen wurde, da eine technologiespezifische Trennung der Kostenallokation eine Vergleichbarkeit der Ergebnisse erschweren würde.

Vor allem die Kostenallokation der Netzverstärkungskosten in Richtung der Netztarife hat z.B. in Dänemark oder Deutschland zu einer massiven Steigerung dezentraler und erneuerbarer Erzeugertechnologien geführt (vgl. z.B. [4]). Dies hängt einerseits mit der damit verbundenen Reduktion der Fixkosten sowie entsprechenden Förderstrategien der jeweiligen Länder zusammen (vgl. [24]). In den folgenden Subkapiteln werden daher die Forschungs- und Innovationsrahmenbedingungen in drei ausgewählten Ländern - Großbritannien, Dänemark und Deutschland - dargestellt, die auf dem Gebiet von aktiven Verteilernetzen und der Schaffung von Innovationsanreizen eine Vorreiterrolle einnehmen.

Tabelle 6: Überblick zu nationalen Kostenallokationsschemen⁴ in den EU 27 Staaten (Quelle: [4])

	Netzanschluss	Netzverstärkung
Österreich	Anlagenbetreiber	Anlagenbetreiber
Belgien	Anlagenbetreiber	Netztarif
Bulgarien	Anlagenbetreiber	Netztarif
Dänemark	Anlagenbetreiber*	Netztarif
Deutschland	Anlagenbetreiber*	Netztarif
Estland	Anlagenbetreiber	Netztarif
Finnland	Anlagenbetreiber	Anlagenbetreiber
Frankreich	Anlagenbetreiber	Anlagenbetreiber
Griechenland	Anlagenbetreiber	Netztarif
Großbritannien	Anlagenbetreiber	Anlagenbetreiber
Irland	Anlagenbetreiber	Anlagenbetreiber
Italien	Anlagenbetreiber	Anlagenbetreiber
Lettland	Anlagenbetreiber	Anlagenbetreiber
Litauen	Anlagenbetreiber	Anlagenbetreiber
Luxenburg	Anlagenbetreiber	Anlagenbetreiber
Malta	Anlagenbetreiber	Netztarif
Niederlande	Anlagenbetreiber	Anlagenbetreiber
Polen	Anlagenbetreiber	Anlagenbetreiber
Portugal	Anlagenbetreiber	Anlagenbetreiber
Rumänien	Anlagenbetreiber	Anlagenbetreiber
Schweden	Anlagenbetreiber	Anlagenbetreiber
Slowakei	Anlagenbetreiber	Anlagenbetreiber
Slowenien	Anlagenbetreiber	Netztarif
Spanien	Anlagenbetreiber	Anlagenbetreiber
Tschechien	Anlagenbetreiber	Anlagenbetreiber
Ungarn	Netztarif	Netztarif
Zypern	Anlagenbetreiber	Netztarif

Innovationsanreizmechanismen in Großbritannien

In Großbritannien – als einer der Vorreiter in der Thematik der Anreizregulierung – wurde bereits im Jahr 1995 eine Price-Cap Regulierung implementiert. Obwohl dieser erste Regulierungsansatz in den ersten beiden Regulierungsperioden (1995 – 2005) seinen Zweck durch die Erhöhung der Kosteneffizienz in den Stromnetzen durchaus erfüllt hat, traten mit der Zeit fehlende Investitionsanreize in elektrische Netze zu Tage. Vor allem die fehlende Investitionstätigkeit in Verteilernetzinfrastrukturen konnte dabei beobachtet werden.

Aus diesem Grund wurden im Jahr 2005 fundamentale Änderungen in der Regulierung der Verteilernetze eingeführt, die einerseits konventionelle Investitionen in die Netze wieder stärken und andererseits zusätzliche Investitionen für Innovationen im Verteilernetz ermöglichen sollen, um eine schnellere und barrierenfreiere Integration von DG und Erneuerbaren ermöglichen sollen. Dazu wurden folgende Änderungen im bestehenden System der Anreizregulierung vorgesehen:

⁴ In Ländern mit "Shallowish" Kostenallokationsschemen (für einzelne Technologien) wurde angenommen, dass die Netzverstärkungskosten ebenfalls von den Anlagenbetreibern getragen werden

* Ausnahme Wind Offshore; die Kosten werden durch die Netztarife sozialisiert

- Die Netzkostenallokation wurde von einem „Deep“ System auf ein „Shallow“ System geändert.
- Die „traditionelle“ price-cap Regulierungsformel wurde um ein „ex-ante“ Element erweitert, wodurch die Sozialisierung von zusätzlichen Netzkosten durch DG in den Netztarifen ermöglicht wird.

Weiters erfordert der vermehrte Anschluss von dezentralen Stromerzeugungsanlagen weitere Innovationen im Netz, um vorhandene Infrastrukturen bestmöglich zu nutzen. Deshalb hat Großbritannien für die explizite Förderung von Forschungsaktivitäten im Netzbetrieb zwei ergänzende Maßnahmen initiiert (vgl. [26]):

- einerseits eine „Innovation Funding Incentive“
- andererseits die Einführung von so genannten „Registered Power Zones“.

Die Maßnahme Innovation Funding Incentive (IFI) zielt darauf ab, F&E Aktivitäten zu fördern, welche auf technische Aspekte von Netzplanung, -betrieb und -instandhaltung fokussieren. Das zentrale Ziel der IFI ist, durch Verbesserung der Effizienz von Betriebskosten und Investitionsausgaben sowie der Versorgungsqualität, einen Nutzen für die Konsumenten zu generieren. Einem Verteilnetzbetreiber wird dabei erlaubt, bis zu 0,5% seines jährlichen Erlöses für IFI Projekte zu verwenden und im ersten Jahr bis 90% und über die Laufzeit von 5 Jahren 80% der Kosten zu sozialisieren, d.h. auf die Kunden umzuwälzen.

Im Gegensatz dazu liegt der Fokus von Registered Power Zones (RPZ) in der Demonstration von kosteneffizienteren Möglichkeiten des Anschlusses und des Betriebes von dezentralen Erzeugungsanlagen. Sie sollen einen spezifischen Nutzen für die Erzeugungseinheiten und für die Endverbraucher im Allgemeinen liefern.

Im Vergleich zu den derzeit in Österreich implementierten Regeln schaffen vor allem die „Shallow“ Kostenallokation und „Innovation Funding Incentive“ klare Kostenvorteile für Anlagenbetreiber aber auch Netzbetreiber (durch die Weitergabe von Netzkosten). Die Vorteile für Verbraucher sind entsprechend zu prüfen. „Registered Power Zones“ erscheinen vor allem für österreichische Demonstrationsprojekte förderlich, um z.B. die im Projekt BAVIS entwickelten Regler großflächig testen zu können.

Die Vorreiterrolle in Dänemark für dezentrale Erzeugung

Dänemark ist ein besonderes Beispiel, da eine weitgehende Dezentralisierung der Stromerzeugung in den letzten Jahrzehnten erreicht werden konnte. Bereits über 50% der Erzeugungskapazität sind im Verteilnetz zu finden. Damit verbunden sind natürlich die in den Kapiteln zuvor beschriebenen Herausforderungen für den Systembetrieb.

Eine Besonderheit in der dänischen Energieforschung ist, dass Energinet.dk, der nationale Übertragungsnetzbetreiber, die Aufgabe der Finanzierung von Forschungsprojekten hat, die auf eine Lösung der zuvor erwähnten Herausforderungen als auch auf eine umweltfreundliche Energieerzeugung abzielen. Energinet.dk koordiniert im Elektrizitätsbereich dafür das sogenannte ForskEL⁵ Programm. Die Finanzierung für die Forschung von umweltfreundlicher Energieerzeugung erfolgt über Zuschläge in den Netztarifen (~0,054 c€/kWh⁶). Für kleine erneuerbare Erzeugungstechnologien wurde das ForskVE⁷ Programm ins Leben gerufen, welches Erzeugungstechnologien wie Photovoltaik, Wellenkraft, Biogas

⁵

<http://www.energinet.dk/en/menu/R+and+D/The+ForskEL+programme/The+ForskEL+programme.htm> online am 08.10.2009

⁶ 1 EUR = 7,44 DKK am 08.10.2009

⁷ <http://www.energinet.dk/en/menu/R+and+D/The+ForskVE+programme/ForskVE.htm>, online am 08.10.2009

etc. umfasst. Finanziert wird das Programm über einen Netztarifzuschlag von durchschnittlich 0,094 c€/kWh. Energinet.dk koordiniert die Ausschreibungen, nimmt jedoch nicht selbst daran teil. Dafür gibt es ein internes Forschungsprogramm namens ForskIn⁸, welches ebenfalls über die jeweiligen Netztarife finanziert wird.

Dansk Energi – NET, die Vereinigung der Verteilnetzbetreiber, stellt die Förderung von Forschungsprojekten, hinsichtlich eines effizienten Energieverbrauchs bereit und das “Strategic Research Council” für Energieforschungsprojekte im Bereich Erneuerbarer Energietechnologien und Energieumwandlung mit einem Fokus auf problemorientierte und interdisziplinäre Forschung. Zudem werden die Netzanschlusskosten wie in Großbritannien in einem „Shallow“ System an die Anlagenbetreiber weitergegeben. Entsprechend geringere Barrieren für den Netzzugang und energiepolitisch getragene Einspeisevergütungen für erneuerbare und dezentrale Energietechnologien haben damit eine hohe Marktdurchdringung von DG ermöglicht.

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass die dänische Regierung klare Vorgaben für die Energieforschung und Netzintegration von DG gibt, deren Finanzierung ermöglicht und die Verantwortung auf unterschiedliche Organisationen verteilt koordiniert. Besonders interessant ist, dass der staatliche Übertragungsnetzbetreiber selbst Forschungsprogramme koordiniert. Finanziert werden die Programme über die Netztarife, d.h. sehr stark über entsprechende regulatorische Mechanismen.

Entwicklungen in Deutschland

Die Entwicklung erneuerbarer Energietechnologien und DG in Deutschland zählt zu den erfolgreichsten in Europa. Dieser Erfolg wurde durch eine stabile Förderpolitik und Gesetzgebung ermöglicht, die unter anderem die Transparenz für den Netzzugang von DG Anlagen stärkt und eine entsprechende Tarifierung von Netzdienstleistungen vorsieht. Die Gesetzgebung zur Förderung erneuerbarer Energietechnologien geht auf das Jahr 1991 zurück. Im Jahr 2000 wurde das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) verabschiedet, welches 2004 und 2009 jeweils auf die technologischen Entwicklungen (Förderintensitäten) angepasst wurde. Die darin vorgesehenen Schemata der Förderpolitik und gesetzlichen Regelungen dienten als Vorlage für viele andere Staaten der EU, die daraus eigene nationale Gesetze und Regeln ableiteten. Die Netzanschlussfrage wurde in Deutschland strikt nach einem “Shallow” Ansatz verfolgt. Anlagenbetreiber tragen dabei die Kosten für Anschlussleitungen zum nächstgelegenen Netzanschlusspunkt. Im Falle von notwendigen Netzverstärkungen bzw. der Verlagerung des Netzanschlusspunktes werden die Zusatzkosten vom Netzbetreiber getragen, der diese an die Netzbenutzer über die Netztarife weitergeben kann. Zudem besteht eine Netzanschlusspflicht für DG-Anlagen.

Im Vergleich zu Großbritannien wurden bis dato keine weiteren Anreize zur DG Integration geschaffen. Jedoch bewirkt die klare Regelung der Kostenallokation und die Verantwortlichkeiten bei der Kostenweiterverrechnung des „Shallow“ Systems eine stabile und transparente Komponente für Investoren in DG- bzw. Erneuerbarenprojekte. Im Gegensatz dazu schaffen die Regeln Österreichs fallspezifische Unterschiede bei der Zuteilung und Höhe der Netzanschlusskosten (je Netzsituation, Netzauslastung und im Netzgebiet befindlichen weiteren Netzbenutzern), welche aus Investorensicht zu unerwünschten Barrieren führen können.

Auch für die Forschungsförderung im Bereich der erneuerbaren Energien, mit einem Fokus auf angewandter Forschung, Entwicklung und Demonstration, sind Initiativen durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) vorgesehen. Einer der Schwerpunkte ist die

⁸ <http://www.energinet.dk/en/menu/R+and+D/Energinet+dk+R+and+D/Energinet+dk+R+and+D.htm>,
online am 08.10.2009

Netzintegration und Optimierung der Energieversorgungssysteme. Dieser Punkt gewinnt, durch den im EEG geregelten vorrangigen Anschluss von Anlagen, die Strom aus erneuerbaren Energien erzeugen, sowie dessen vorrangige Abnahme, weiter an Bedeutung.

Einen wesentlichen Beitrag für den Betrieb zukünftiger Energiesysteme – wie auch im Projekt BAVIS angestrebt - werden Informations- und Kommunikationstechnologien spielen. Aus diesem Grund wurde in Deutschland der neue Förderschwerpunkt mit dem Titel „E-Energy: IKT-basiertes Energiesystem der Zukunft“ initiiert.

Zentrales Ziel von E-Energy ist die Schaffung von Modellregionen, die zeigen, wie das Optimierungspotenzial von Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) zur Erreichung einer wirtschaftlichen, sicheren und umweltverträglichen Stromversorgung genutzt werden kann. In regionalen Projekten werden IKT-Systemkonzepte entwickelt und erprobt. Die Systeme sollen die Energieversorgungsstruktur von der Erzeugung über Transport und Verteilung bis hin zum Verbrauch optimieren.

Tendenzen in Richtung aktive Verteilernetze

Im internationalen Kontext steigt auch zunehmend das Interesse am Konzept aktiver Netze bzw. Smart Grids. Dies ist vor allem durch die Schaffung entsprechender Institutionen und Plattformen und der zunehmenden Zahl wissenschaftlicher Publikationen und Projekte sowie Forschungsförderprogrammen zu erkennen. Im Folgenden seien daher ausgewählte internationale Aktivitäten gelistet.

Auf **U.S.-**amerikanischer Ebene ist die Plattform „GridWise“ entstanden, eine von der Industrie gegründete Allianz (www.gridwise.org). Gemeinsam mit dem „U.S. Department of Energy's Office of Electric Transmission and Distribution“ hat sich die GridWise Allianz das Vorhaben gesetzt, ein zuverlässiges und effizientes Elektrizitätssystem aufzubauen.⁹

Weiters ist das Projekt „*Smart Grid City*“ der Universität von Colorado in Boulder, welches 2008 gestartet ist, ein Beispiel dafür, wie großflächige Implementierungsprojekte angewendet auf eine gesamte Stadt aussehen können.¹⁰

In **Canada** hat die Vereinigung der unabhängigen Netzbetreiber (Independent Electricity System Operator (IESO)) das *Ontario Smart Grid Forum* koordiniert, wobei Experten im Laufe von sechs Monaten das Thema Smart Grids aufgearbeitet haben.

In **Japan** beschäftigt sich die Organisation NEDO (New Energy and Industrial Technology Development Organization)¹¹, mit der großflächigen Integration von Dezentraler Erzeugung.

In **Europa** wurde die Europäische Smart Grids Technologie Plattform (ETP) ins Leben gerufen, zu deren Mitgliedern hochkarätige Forscher, Vertreter unterschiedlicher Interessensgruppen sowie Regierungsvertreter und Regulatoren zählen (siehe www.smartgrids.eu).

Für detaillierte Informationen wird auf die jeweiligen Homepages der Plattformen verwiesen.

⁹ Vgl. GridWiseTM Action Plan, <http://www.gridwise.org/pdf/actionplan.pdf> vom 11.01.2009

¹⁰ Vgl. <http://smartgridcity.xcelenergy.com/>

¹¹ Vgl. <http://www.nedo.go.jp/english/index.html>

2.1.6.4 Die Auswirkung neuer Kostenallokationsmodelle für Netz- und Anlagenbetreiber

Referenzkosten bei konventionellem Netzanschluss

Wie in den Kapiteln zuvor eingehend dargestellt können sich die Netzanschlusskosten und die gewählte Methode der Kostenwälzung signifikant auf die Entwicklung von DG und Erneuerbaren auswirken. Innerhalb des Projekts BAVIS werden daher alternative Netzintegrationskonzepte technisch weiter verfeinert und vor allem die Bedeutung der Fernregelung für den Netzbetreiber, die Erzeuger sowie Verbraucher untersucht. Dabei werden auch alternative Kostenallokationsmöglichkeiten betrachtet und mit der derzeit üblichen Netzkostenallokation in Vergleich gestellt. Entsprechende Referenzkosten bei konventionellem Netzanschluss für Verteilernetzabschnitte in Österreich werden daher detailliert dargestellt.

Der in diesem Kapitel mit besonderem Fokus (aufgrund eines geplanten Feldtests in diesem Netzabschnitt) betrachtete Netzabschnitt innerhalb des Netzes der VKW Netz (vgl. Abbildung 56) 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 Stromeinspeisung.

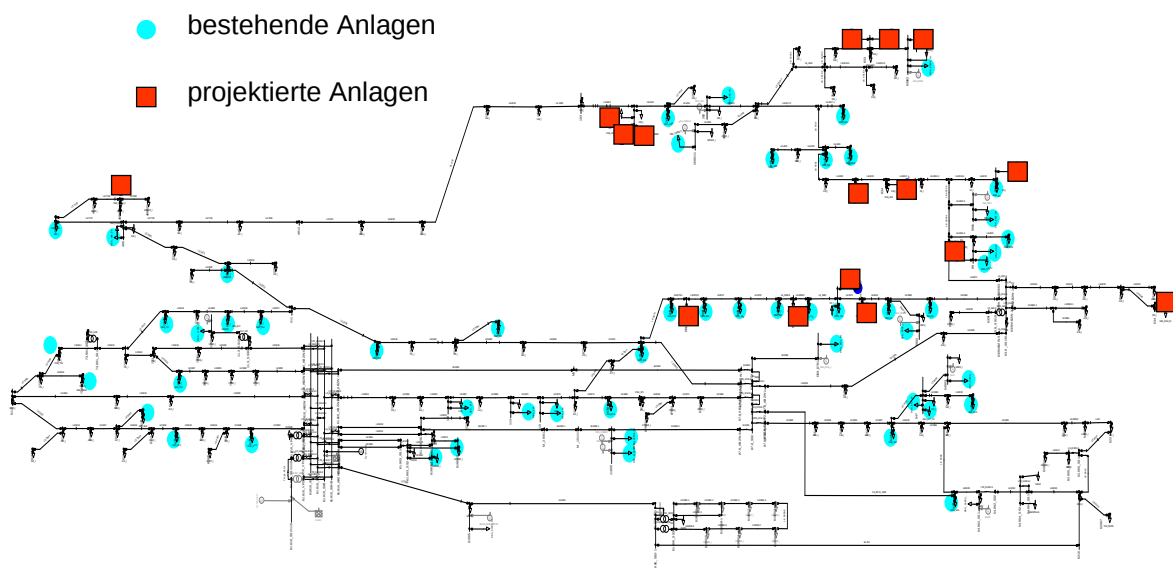


Abbildung 56: Skizze zum betrachteten Teilnetz der VKW

Für dieses Netzgebiet wurden im Rahmen der Analyse zusätzlich 16,8 MW (17 Anlagen; 56% Wasserkraft, 38% Wind, 4% Biomasse und 3% Photovoltaik) an realistischem Erzeugerpotential erhoben und auf Simulationsebene in den Netzabschnitt integriert. Es ist anzumerken, dass in diesem Netzabschnitt der bestehende Anteil der dezentralen Erzeugung gemessen an der Starklast mit 60% bereits heute als sehr hoch erachtet werden kann. Dies wird vor allem durch 2 große Wasserkraftwerke, die in Summe eine Leistung von 28 MW aufweisen, hervorgerufen.

Tabelle 7 gibt einen Überblick zu den im Projekt DG-DemoNetz ermittelten Netzanschlusskosten von 17 DG Anlagen, die in den nächsten 10 Jahren in der Simulationsumgebung im Netz der VKW angeschlossen werden. Die Kosten schwanken dabei zwischen 0 und ~870 € je kW je nachdem wann und wo die Anlage im Netzabschnitt integriert werden soll. Beispielsweise könnte die Anlage DG13_3 unter diesen Bedingungen keine wirtschaftliche Betriebsweise realisieren. Hierbei ist zu erwähnen, dass in einem ersten Schritt angenommen wurde, dass die DG Anlagen sämtliche Kosten der

Netzverstärkung tragen, da keine signifikanten Lastzuwächse im betrachteten Netzabschnitt zu erwarten sind.

Tabelle 7: Überblick zu konventionellen Netzanschlusskosten für 17 DG Anlagen im Netzgebiet der VKW

DG Zubau	Anlage	kW	Konventionelle Netzanschlusskosten
Jahr 1	DG11	100	€ 21.414
Jahr 1	DG1	500	€ 107.068
Jahr 1	DG2	500	€ 107.068
Jahr 1	DG12	100	€ 21.414
Jahr 1	DG3	500	€ 107.068
Jahr 1	DG4	500	€ 107.068
Jahr 2	DG5	500	€ 285.000
Jahr 2	DG7	500	€ 285.000
Jahr 2	DG6	1000	€ 570.000
Jahr 3	DG8	1000	€ 182.000
Jahr 4	DG13_1	1000	€ 318.000
Jahr 5	DG14	1200	€ 0
Jahr 6	DG15	2400	€ 355.000
Jahr 7	DG10	1000	€ 577.500
Jahr 8	DG13_2	2000	€ 863.100
Jahr 9	DG13_3	2000	€ 1.739.600
Jahr 10	DG9	2000	€ 203.500

Fernregelung: Kostenallokation via Netztarif

Wird die Möglichkeit in Betracht gezogen, dass für die in Kapitel 2.1.1.2 beschriebene Fernregelung sämtliche Installationen vorgenommen werden, um alle vorgesehenen Anlagen (ausgenommen DG9) in den nächsten 9 Jahren ans Netz anschließen zu können, resultiert dies in jährlichen Kosten von etwa 48 k€ . Diese Kosten setzen sich aus 11 Messpunkten im Netz und einer Spannungskontrolleinheit im Umspannwerk zusammen, die durch 11 Richtfunkstrecken mit den Messpunkten in Kontakt steht. Jährliche Annuitäten der Fixkosten sowie laufende Betriebskosten werden dabei berücksichtigt (vgl. Tabelle 8). Für die Berechnung der jährlichen Kosten wurde dabei in Zinssatz von 6% gewählt, wobei die Abschreibedauer für Messeinrichtungen und Regler mit 40 Jahren für IT-Installationen und die Spannungsregelungseinheit mit 10 Jahren angenommen wurde.

Tabelle 8: Kostenfaktoren für die Implementierung der Fernregelung im Netz der VKW

Kosten Fernregelung: VKW Netz		
Spannungsmessungspunkte	11	20,470
Betriebskosten Spannungsmesspunkte	11	1,210
Betriebskosten IT-Strecken	11	23,760
CVCU Fixkosten	1	1,359
CVCU Betriebskosten	1	1,000
Summe Betrieb Fernregelung [€/Jahr]		47,799

Werden diese Kosten auf den jährlichen Strombezug des Netzabschnittes bezogen, so ergeben sich mit rund 311 GWh Stromverbrauch etwa 0,154 €/MWh. Für einen durchschnittlichen Haushalt mit jährlichem Stromverbrauch von 3500 kWh würde dies Mehrkosten von etwa 55 Eurocent pro Jahr bedeuten. Für einen Großverbraucher mit 1 GWh immerhin 154 € pro Jahr, wenn die Kosten einer Fernregelung im Netzabschnitt der VKW gleichmäßig auf die Verbrauch aufgeteilt werden.

Fernregelung: Kostenallokation mit standortabhängiger Komponente

Werden die Kostendaten aus Tabelle 7 für die bessere Vergleichbarkeit für jede DG Anlage in jährliche Zahlungen umgerechnet (Berechnung des Annuitätenfaktors mit Zinssatz = 6% und Abschreibedauer =

40 Jahre) und die maximalen Kosten mit 150 k€/MW (die Annahme, dass DG Anlagen die gesamte Netzverstärkung bezahlen wird in dieser Untersuchung verworfen) begrenzt, so ergeben sich die Resultate wie in Tabelle 9 dargestellt.

Tabelle 9: Ergebnisse der Umrechnung der Referenzkosten in jährliche Zahlungen wobei das Kostenmaximum mit 150 k€/MW begrenzt ist

DG Zubau	Anlage	kW	Annuität Referenz
Jahr 1	DG11	100	€ 997
Jahr 1	DG1	500	€ 2,873
Jahr 1	DG2	500	€ 4,985
Jahr 1	DG12	100	€ 997
Jahr 1	DG3	500	€ 4,985
Jahr 1	DG4	500	€ 4,985
Jahr 2	DG5	500	€ 4,985
Jahr 2	DG7	500	€ 4,985
Jahr 2	DG6	1000	€ 9,969
Jahr 3	DG8	1000	€ 9,969
Jahr 4	DG13 1	1000	€ 9,969
Jahr 5	DG14	1200	€ 11,963
Jahr 6	DG15	2400	€ 23,594
Jahr 7	DG10	1000	€ 9,969
Jahr 8	DG13 2	2000	€ 19,938
Jahr 9	DG13 3	2000	€ 19,938
Jahr 10	DG9	2000	€ 13,525

Im Gegensatz zur vorher untersuchten reinen Netzkostenallokation via Netztarif untersucht dieses Kapitel die Möglichkeit, Netzkosten in Abhängigkeit der Auswirkung der DG Anlage auf das Netz zuzuteilen. Damit soll versucht werden, wie bei einer „Deep“ Kostenallokation Standortsignale verursachergerecht im Netz etablieren zu können. Gemeinsam genutzte Betriebsmittel (z.B. die Spannungsregeleinheit im Umspannwerk, Wartungskosten etc.) könnten dabei zu gleichen Teilen von jeder am Fernregelungskonzept beteiligten DG Anlagen getragen werden (vgl. Gemeinkosten in Abbildung 57).

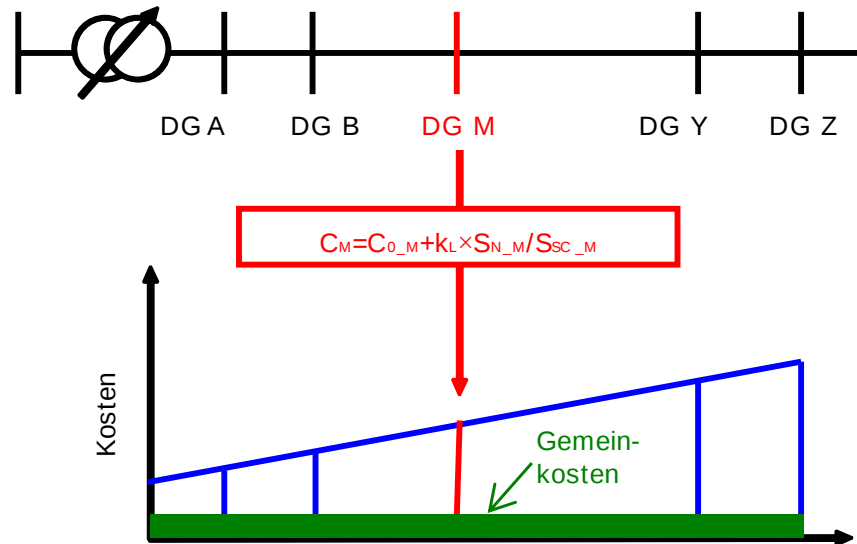


Abbildung 57: Netzkostenallokation mit Gemeinschaftsanteil und Standortsignal

$$\Delta U = \frac{S_N}{S_{SC}} \cos(\varphi - \psi) \quad (4)$$

$$C = C_0 + k_L \times \frac{S_N}{S_{SC}} \quad (5)$$

- S_N Nennscheinleistung des Generators
- S_{SC} Kurzschlussleistung im Netz
- φ Phasenverschiebungswinkel Generator
- ψ Phasenverschiebungswinkel Netz
- C Netzanschlusskosten
- C_0 Gemeinkostenanteil
- k_L Standortabhängiger Faktor

Wird eine Kostenallokation für zukünftig aktiveren Netzbetrieb gewünscht, so kann eine entsprechende Kostenbeteiligung je DG Anlage nach *Formel 5* berechnet werden, wobei der Einfluss auf das Spannungsband (abhängig von der jeweiligen Nennscheinleistung und Kurzschlussleistung im Netz) - wie in *Formel 4* angegeben - berücksichtigt wird.

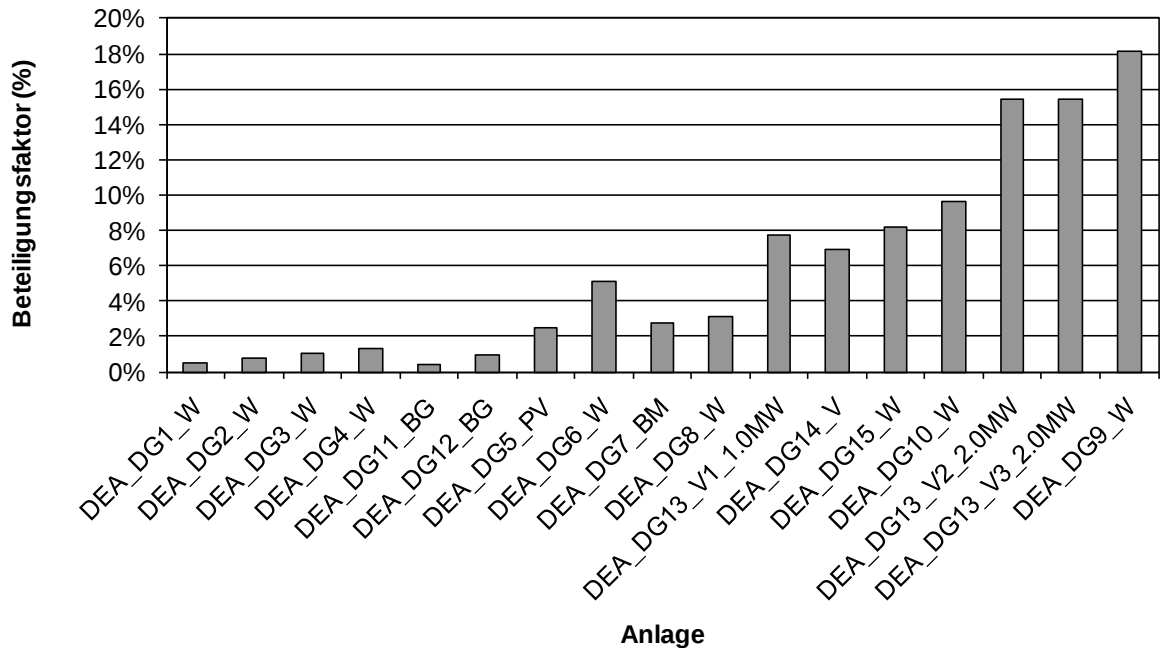


Abbildung 58: Resultierende Beteiligungsfaktoren für DG Anlagen im Netz der VKW

Da der Gemeinkostenanteil (C_0) in Formel 2 aus heutiger Sicht sehr schwer einzuschätzen ist, wurde er für die durchgeführten Untersuchungen nicht berücksichtigt. Erste Entwicklungs- und Demonstrationsprojekte werden zeigen, inwieweit gemeinsam genutzte Betriebsmittel funktionieren und welche Kosten durch ihren Betrieb entstehen.

Werden die Kosten der Fernregelung nach den in Abbildung 58 berechnetem Schema den einzelnen DG Anlagen zugerechnet, kann die in Abbildung 59 dargestellte Kostenkurve je DG-Anlage abgeleitet werden. Zudem zeigt der Vergleich mit den in Tabelle 9 berechneten jährlichen Referenzkosten, dass durch eine Fernregelung entscheidende Kostenvorteile erreicht werden können. Dies liegt jedoch der Annahme zugrunde, dass die Kosten der Fernregelung nur im Maße der errechneten Beteiligungsfaktoren an die Anlagenbetreiber weitergegeben werden und alle 16 vorgesehenen Anlagen an das Verteilernetz angeschlossen werden. Da dadurch die Gesamtkosten der Fernregelung erst nach 9 Jahren von allen DG-Anlagen getragen werden können, bedarf es einer zwischenzeitlichen Finanzierung der Fernregelung durch den Netzbetreiber bzw. durch den Netztarif.

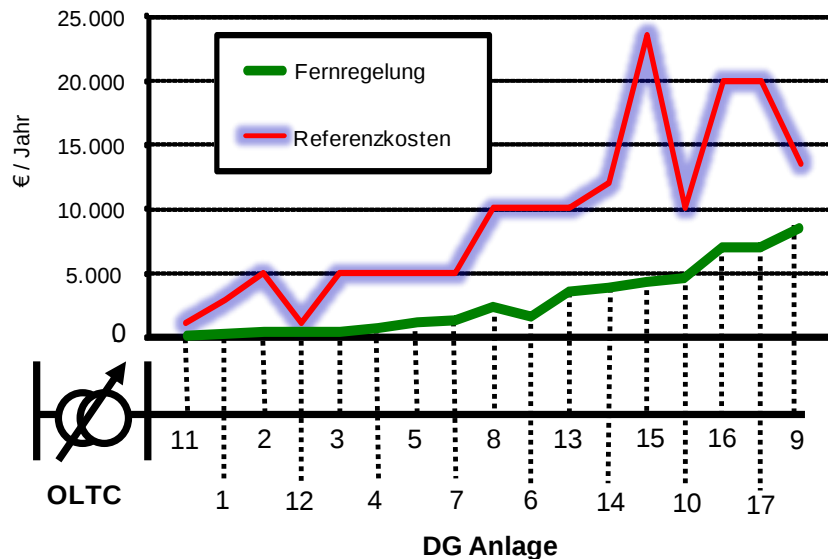


Abbildung 59: Vergleich der Referenzkosten mit der standortbezogenen Kostenallokation der Fernregelungskosten je DG-Anlage; dabei wurde angenommen, dass alle Anlagen in den nächsten 9 Jahren ins Verteilernetz der VKW zu integrieren sind.

Werden alle Anlagen an das Verteilernetz angeschlossen, so konvergieren die zusätzlichen Netztarife gegen Null. Die hinzukommenden Anlagen reduzieren den Netztarifanteil sukzessive (vgl. Abbildung 60). Dies bedeutet jedoch, dass für solch eine Kostenallokation im Vorhinein die Anzahl und der Zeitplan zur Integration einer Vielzahl an DG-Anlagen bekannt sein müssen.

Falls jedoch, z.B. durch geänderte Förderungsbedingungen lediglich in den ersten 3 Jahren die erwarteten DG-Anlagen den Netzanschluss beantragen, so besteht die Gefahr von „Stranded Cost“ (vgl. Netztarifanteil an Jahr 3 in Abbildung 61) durch die gewählte standortabhängige Kostenallokation der Fernregelung, da die Regelung für eine zu hohe Anlagenanzahl ausgelegt wurde.

Würde sich weiters die Berechnung der jeweiligen Beteiligungsfaktoren in der Praxis als schwierig herausstellen, da das Verteilernetz ein dynamisch wachsendes System darstellt, müssten deren Parameter laufend angepasst werden. Den Anlagenbetreibern würde eine dynamische Beteiligungsfaktoranpassung daher einerseits intransparent und andererseits risikobehaftet erscheinen.

Die Verteilernetzbetreiber im Projekt BAVIS schließen daher eine praxisorientierte Umsetzbarkeit der Kostenallokation mit standortabhängiger Komponente aus.

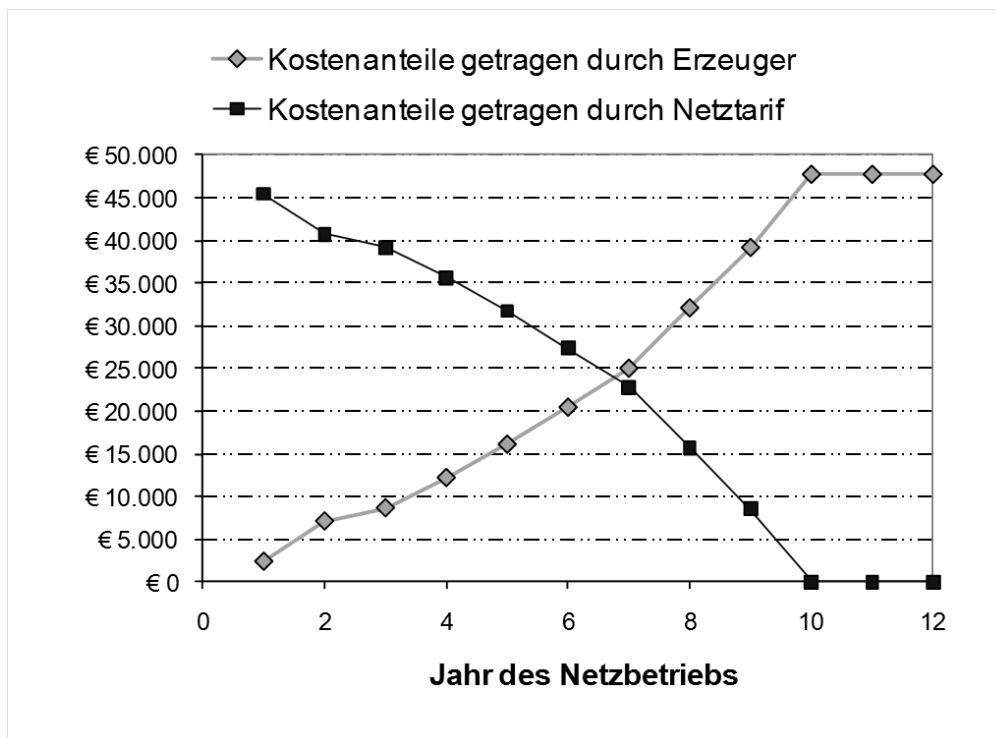


Abbildung 60: Kostenentwicklung für Anlagenbetreiber und Netztarif im Netz der VKW wenn alle DG-Anlagen wie vermutet einen Netzanschluss beantragen

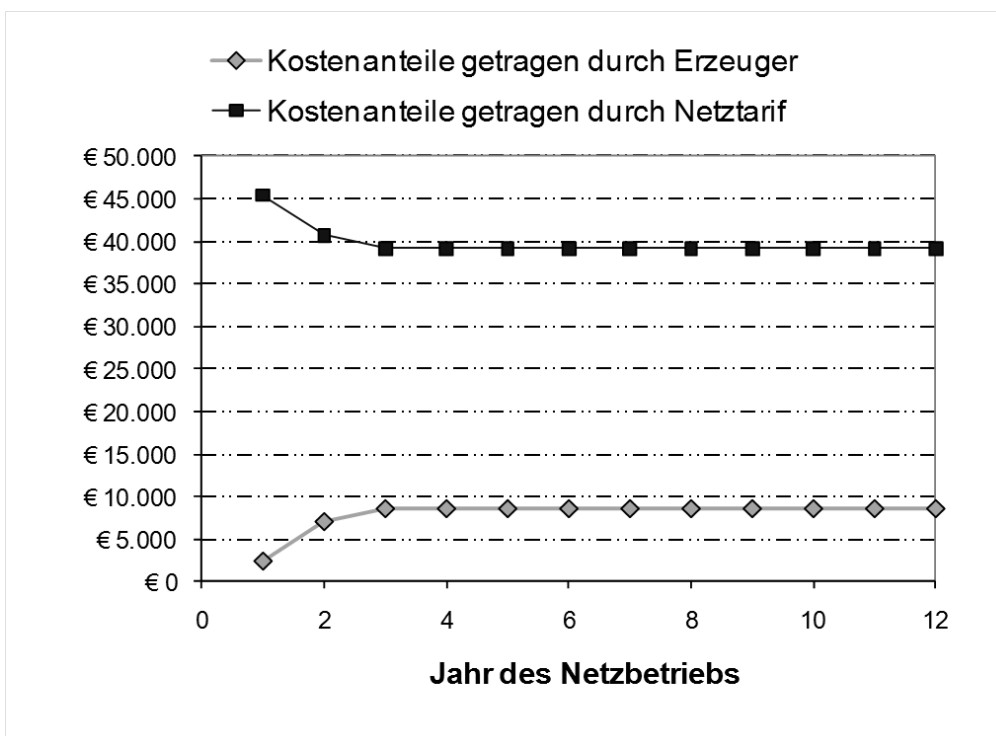


Abbildung 61: Kostenentwicklung für Anlagenbetreiber und Netztarif wenn durch externe Umstände ab den Netzbetriebsjahr 3 keine weiteren DG-Anlagen angeschlossen werden; Stranded Cost ab dem Jahr 3 wären die Folge

Fernregelung: Kostenallokation bezogen auf die Einspeiseleistung

Ähnlich dem vorangegangenen Kapitel wird die Berechnung der Annuitäten der Referenznetzanschlusskosten vorgenommen. Bei gleichem Zinssatz und einer Abschreibedauer von 20 Jahren werden die verrechneten Kosten auf die jeweilige Anschlussleistung der DG Anlagen bezogen. Dies bedeutet, dass die notwendigen Gesamtnetzverstärkungskosten pro Jahr durch die Gesamtleistung aller in diesem Jahr angeschlossenen DG-Anlagen dividiert und mit der jeweiligen Anlagenleistung multipliziert werden. Diese Vorgehensweise wird dabei sowohl für die Referenzkosten (konventionelle Netzverstärkung) als auch für die alternative Fernregelung vorgenommen. Die an die Anlagenbetreiber verrechneten Kosten decken dabei in Summe alle Aufwendungen für den Netzanschluss ab. Dieser Ansatz kommt einer „Deep“ Kostenallokation nahe, sieht jedoch die aliquote Aufteilung der Kosten (auf Jahresbasis) für die einzelnen DG Anlagen vor. Die folgende Diskussion ausgewählter Ergebnisse illustriert dabei vor allem die aussagekräftigsten Betrachtungszeiträume.

Analyse im DemoNetz VKW

VKW (Jahr 1 bis 10): Referenzkosten (Annuitäten)

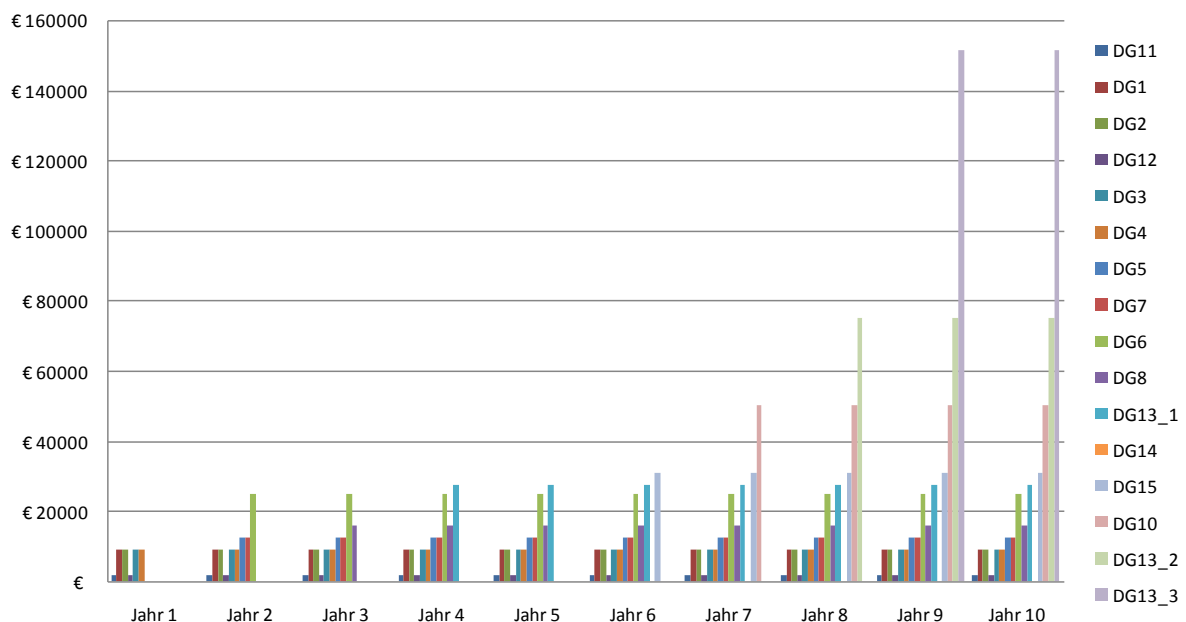


Abbildung 62: Darstellung der Referenzkosten für alle DG Anlagen, die im DemoNetz VKW angeschlossen werden und die Netzanschlusskosten als Teil der Fixkosten in den ersten 10 Jahren abschreiben

Abbildung 62 und Abbildung 63 illustrieren den jeweiligen Referenzkostenanteil der einzelnen DG Anlagen (vgl. Kapitel 0) für eine Abschreibedauer von 20 Jahren. Die vom Netzbetreiber errechneten Netzverstärkungskosten wurden den Anlagen dabei voll zugeordnet, da ein Netzausbau ohne Neuanschluss der DG-Anlagen nicht notwendig wäre. Nach schließlich 28 Jahren des Netzbetriebs hat die letzte im Jahr 9 angeschlossene Anlage die Referenzkosten abgeschrieben. Diese Kostenbetrachtung wurde dabei für die Netzanschlussreihenfolge „flach“ berechnet. Dies bedeutet, dass jene Anlagen zuerst an das Netz angeschlossen werden, die eine geringe Auswirkung auf die Netzspannung aufweisen (für Details siehe [2]).

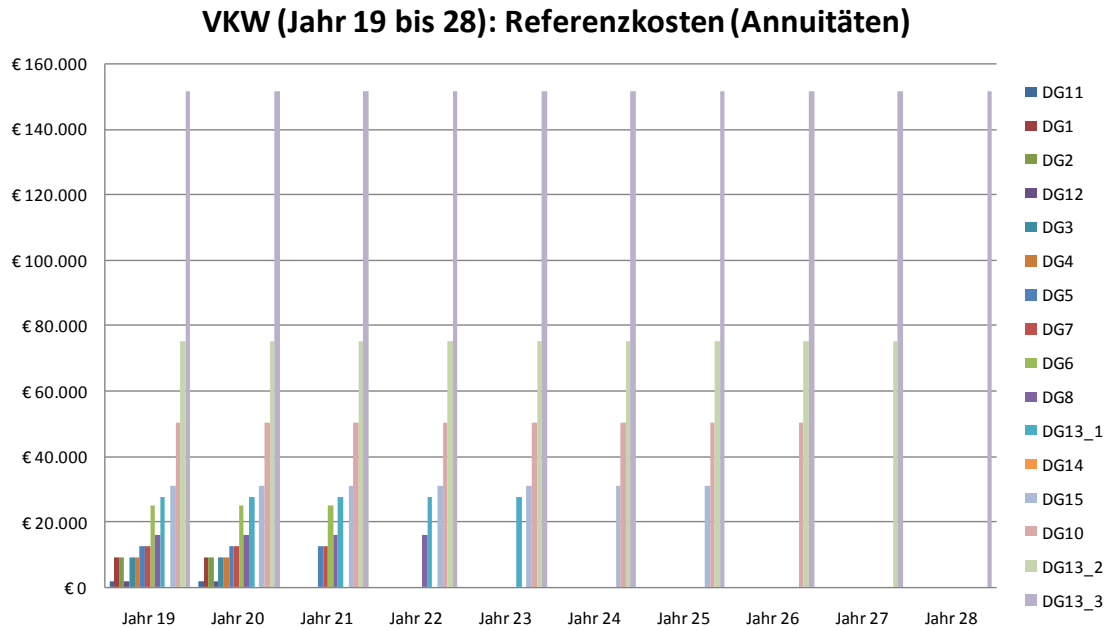


Abbildung 63: Darstellung der Referenzkosten für alle neu angeschlossenen DG Anlagen im DemoNetz VKW; die letzte Anlage die ans Netz angeschlossen wird hat somit die Netzkosten im Jahr 28 des Netzbetriebs abgeschrieben

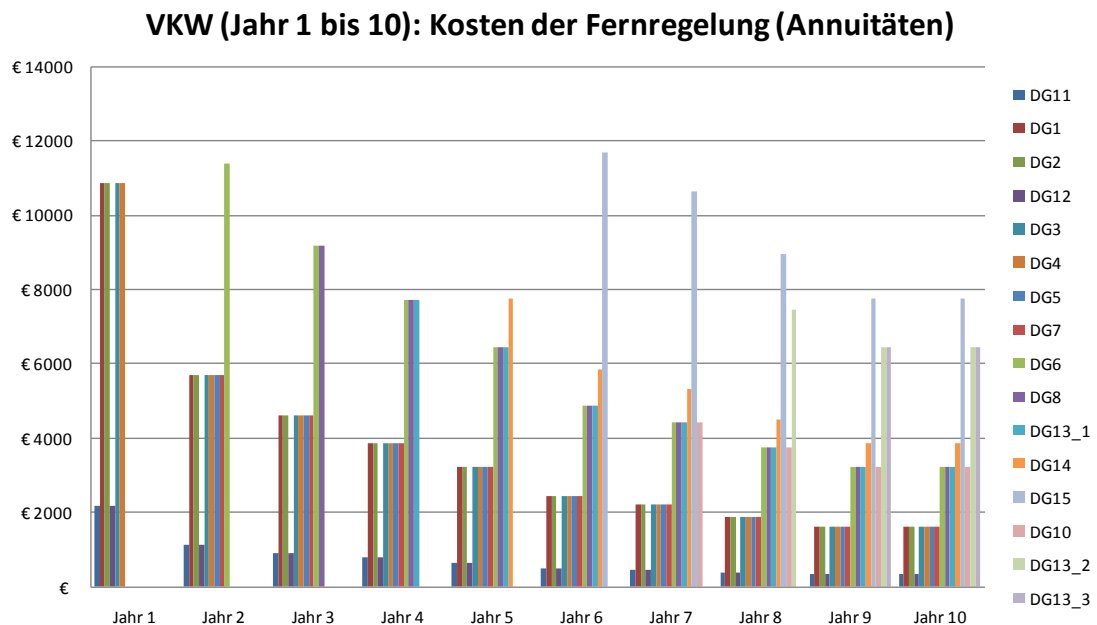


Abbildung 64: Kostenentwicklung je DG Anlage für die Netzintegrationsstrategie „Fernregelung“ in den ersten 10 Jahren; im Gegensatz zur Referenzkostenallokation werden die Fernregelungskosten von allen Anlagen als „Anlagenpool“ getragen

VKW (Jahr 19 bis 28): Kosten der Fernregelung (Annuitäten)

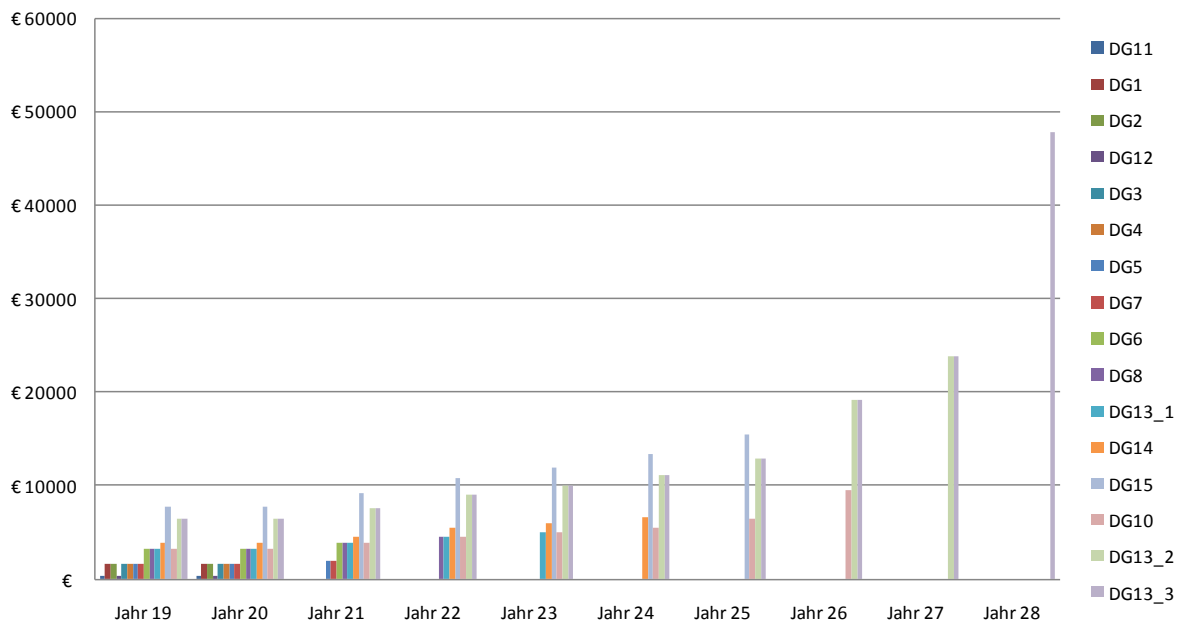


Abbildung 65: Kostenentwicklung für DG Anlagen nachdem die ersten Anlagen aus dem „Anlagenpool“ austreten, da die Abschreibedauer von 20 Jahren erreicht wurde

Werden die Kosten der Fernregelung in vergleichbarer Weise den Anlagen in Abhängigkeit der Anlagenleistung zugeordnet, so ergeben sich die in Abbildung 64 in Jahr 1 dargestellten Kostenverteilungen. Im Unterschied zur Referenzkostenentwicklung sinken jedoch die Anteile an den Fernregelungskosten für die einzelne DG-Anlage je mehr Anlagen an das Netz im Fernregelungsmodus angeschlossen werden. Dies resultiert aus einer Kostenzuteilung für den gesamten „Anlagenpool“ der an der Fernregelung teilnimmt (je mehr Anlagen im System desto größer die Gesamtleistung und geringer die Kosten je kW). Nach einer vereinbarten Abschreibedauer für die Kostenbeteiligung am Fernregelungskonzept (in diesem Fall wiederum mit 20 Jahren gewählt) scheiden die Anlagen in Jahresschritten aus dem Anlagenpool aus. Dies führt schließlich zu einer Kostensteigerung für die später angeschlossenen DG-Anlagen (vgl. Abbildung 65).

Vor allem der Kostenvergleich zwischen Referenz- und Fernregelungskosten zeigt, dass durch das Fernregelungskonzept mit Ausnahme des ersten Betriebsjahres weitgehende Kostenvorteile je DG-Anlage realisiert werden können (vgl. Abbildung 66). Im ersten Jahr sind die Fernregelungskosten im Vergleich zur Referenzabschreibung größer, da der Anlagenpool in Relation zu den Fernregelungskosten noch zu klein ist. **Ein entsprechend großer Anlagenpool oder eine Fördermaßnahme (z.B. für ein Demonstrationsprojekt) sind daher für einen risikofreien Systemstart erforderlich.** Wird der Kostenvergleich für Anlage DG14 betrachtet, so ist ersichtlich, dass für diese Anlage eine Referenzlösung günstiger wäre. Dies liegt vor allem daran, dass die Netzverstärkungen, die von den Anlagen, die vorher angeschlossen wurden, ausreichten, um DG14 ohne zusätzliche Netzverstärkungen anschließen zu können. **Dieser mögliche „Free-Rider“ Effekt kann in der Kostenzuteilung via Fernregelung Anlagenpools nicht mehr auftreten.**

VKW (Jahr 1 bis 10) Kostendelta: Referenz - Fernregelung (Annuitäten)

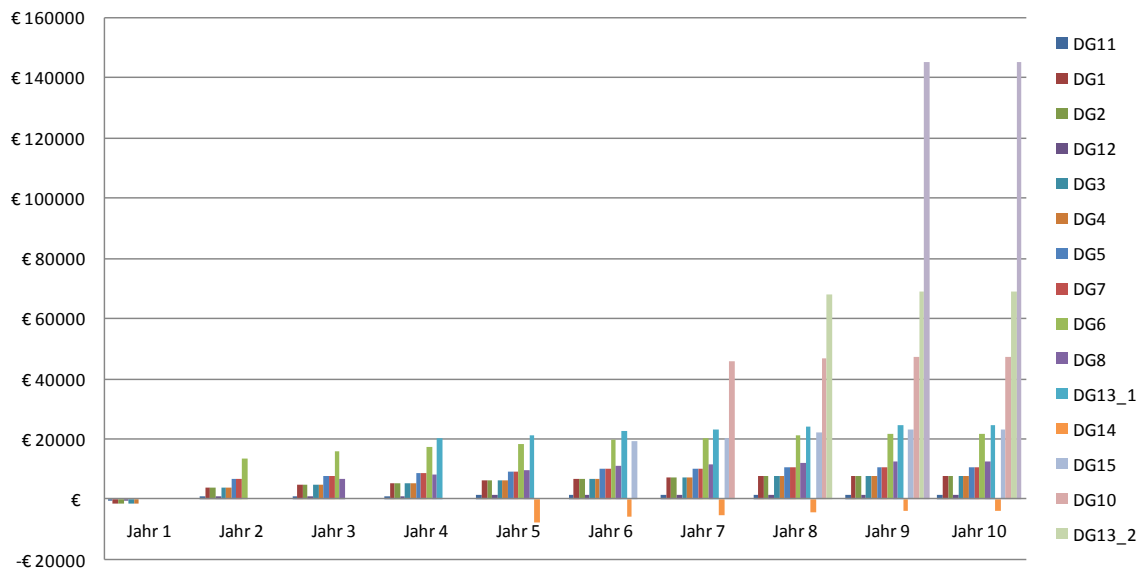


Abbildung 66: Entwicklung des Kostendeltas (Referenzkosten minus Fernregelungskosten) für die in den ersten 10 Jahren angeschlossenen DG-Anlagen; mit Ausnahme von Jahr 1 und der Anlage DG14 können im DemoNetz VKW große Kosteneinsparungen erreicht werden.

Durch die geringer werdende Anzahl an Poolmitgliedern nach der Erreichung der jeweiligen Abschreibedauern zeigt Abbildung 67, dass die Kostenvorteile je Anlage sinken, im Vergleich zum Referenzszenario für Anlage DG13_2 jedoch nach wie vor positiv bleiben.

VKW (Jahr 19 bis 28) Kostendelta: Referenz - Fernregelung (Annuitäten)

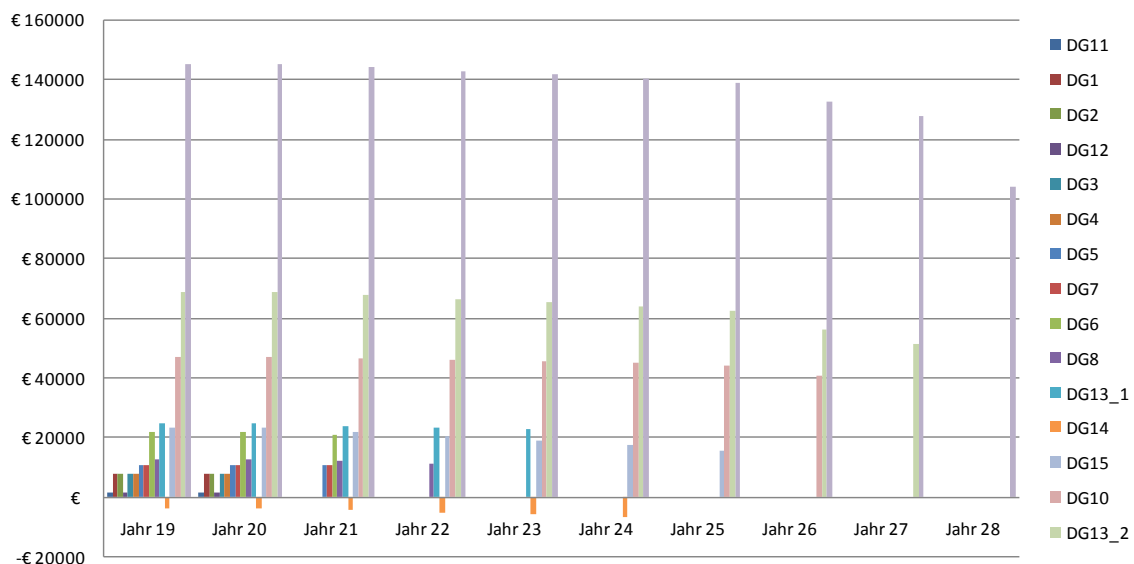


Abbildung 67: Verringerung des Kostenvorteils für einzelne DG-Anlagen, da der Anlagenpool zur Deckung der Fernregelungskosten kleiner wird

Ein ähnliches Auswertungsergebnis zeigen Abbildung 68 und Abbildung 69 für die Anschlussreihenfolge „steil“ im DemoNetz VKW, wobei jene Anlagen mit dem größten Einfluss auf die Netzspannung zuerst
Endbericht ENERGIE DER ZUKUNFT

angeschlossen werden (für Details siehe wiederum [2]). In dieser Variante ist das Kostendelta bereits im ersten Jahr des Fernregelungsbetriebs positiv, da die Anlage DG9 eine ausreichend große Leistung besitzt und im Referenzfall hohe Kosten zu zahlen hätte.

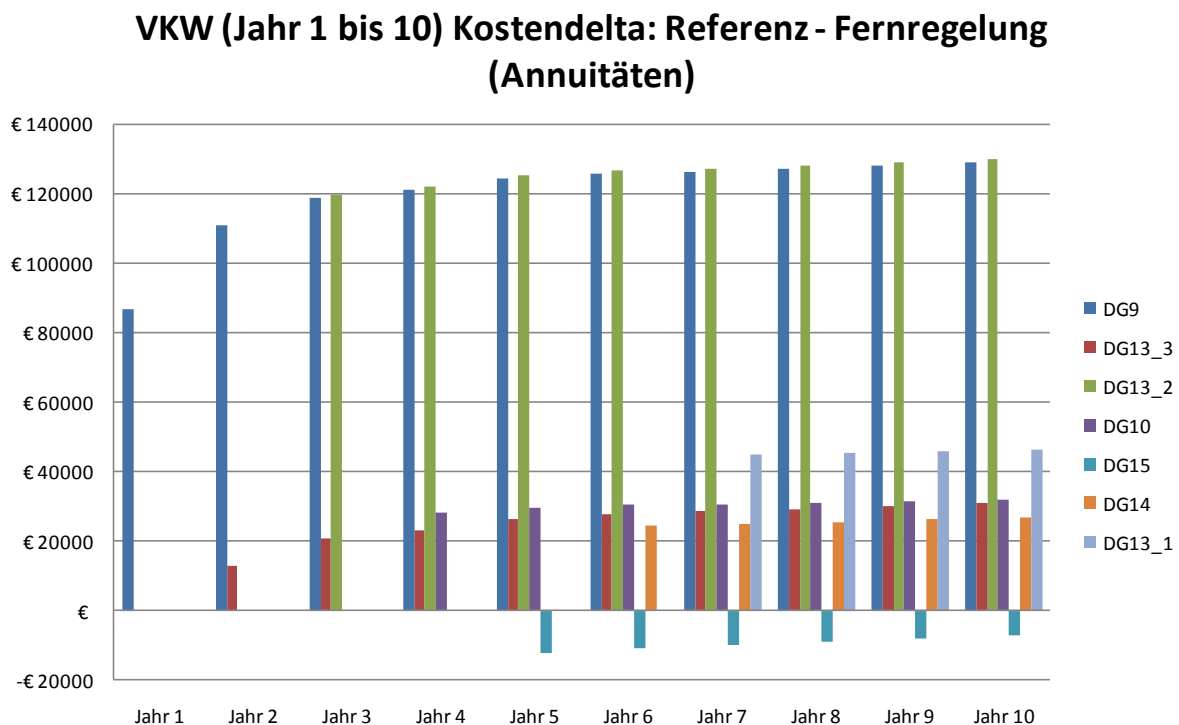


Abbildung 68: Entwicklung des Kostendeltas für DG-Anlagen in der Anschlussvariante „steil“ im DemoNetz VKW innerhalb der ersten 10 Jahre

Die untersuchte Variante der Kostenallokation im Anlagenpool für die Fernregelung bedeutet einschneidende Veränderungen in der Vorgehensweise beim Netzanschluss. Diese Änderungen sind vor allem durch jährliche Zahlungen (entsprechend den Abschreibungen und laufenden Kosten der Fernregelung) charakterisiert, die durch die Anlagenbetreiber an die Netzbetreiber zu entrichten wären. Im Vergleich zum derzeitigen System einer Einmalzahlung eine grundlegende Systemänderung. Entsprechende neue technische und organisatorische Regeln sind dafür zu erarbeiten. Zudem ist sicherzustellen, dass Anlagenbetreiber im Vergleich zu einem konventionellen Netzanschluss keinen Kostennachteil erleiden und im Falle weiterer DG Netzanschlüsse die Kosten zu gleichen Teilen im Anlagenpool geteilt werden. Weiters sind Zeiträume zu definieren, in denen die Anlagenbetreiber die Abschreibungen für den Fernregelungsbetrieb zu leisten haben. Nach deren Austritt aus dem Anlagenpool ist darzustellen, inwieweit ein Kostenvorteil für die restlichen Poolteilnehmer im Vergleich zum konventionellen Netzanschluss bestehen bleibt (vgl. Entwicklung des Kostendeltas in Abbildung 69).

VKW (Jahr 17 bis 26) Kostendelta: Referenz - Fernregelung (Annuitäten)

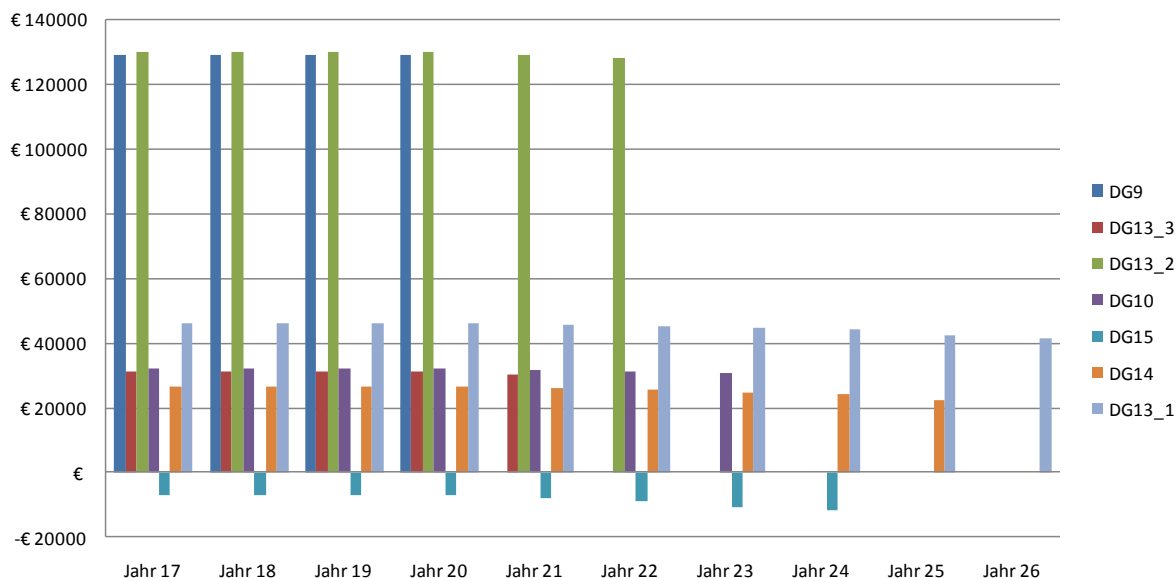


Abbildung 69: Entwicklung des Kostendeltas für die im Anlagenpool verbleibenden Anlagen bis zum Betriebsjahr 26 der Fernregelung innerhalb der Anschlussvariante „steil“ im Netz der VKW

Analyse im DemoNetz Salzburg Netz GmbH

SAG (Jahr 1 bis 10) Kostendelta: Referenz - Fernregelung (Annuitäten)

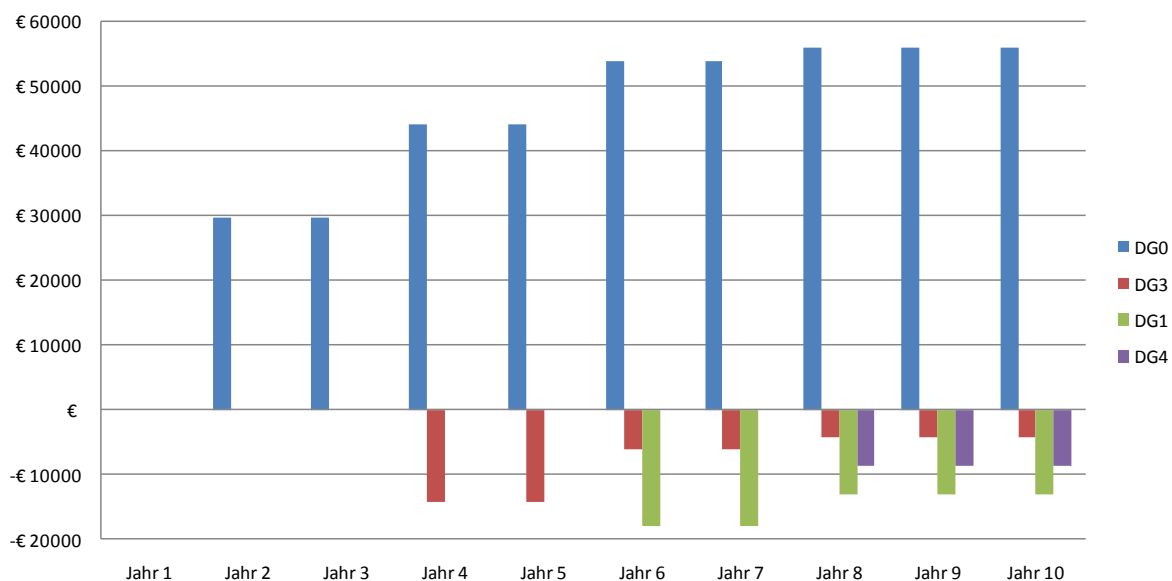


Abbildung 70: Kostendeltaentwicklung DemoNetz Salzburg Netz GmbH; Kostenvorteile können für die Anlagen DG0 erreicht werden, da diese Anlage im Referenzfall die Netzverstärkung auch für die weiteren Anlagen finanziert hätte

Im DemoNetz Salzburg Netz GmbH errechnen sich die jährlichen Kosten der Fernregelung zu etwa 30 k€. Für eine „flache“ Netzanschlusshierarchie (vgl. [2]) würde die Anlage DG0 im Referenzfall sämtliche Netzanschlusskosten¹² tragen. Daher bedeutet eine Fernregelungsvariante vor allem für DG0 einen Kostenvorteil, dass wiederum einen „Free-Rider“ Effekt für die Anlagen DG1, 3 und 4 ausschließt (vgl. Abbildung 70). Abbildung 71 zeigt den Verlauf des Kostendeltas in den Betriebsjahren 18 bis 27 der Fernregelung. ***Vor allem die Anlage DG4 trägt in den letzten beiden Jahren der Fernregelung deren Gesamtkosten. Der Anlagenbetreiber muss daher im Vorfeld einer Beteiligung am Fernregelungsanlagenpool eine ökonomisch „Worst Case“ Analyse vornehmen, um die Wirtschaftlichkeit der DG-Anlage abschätzen zu können. Diese „Worst Case“ Analyse kann daher nur die bereits im Pool befindlichen Anlagen und deren Verträge zur Bezahlung der Fernregelungskosten beinhalten. Kostenvorteile, die durch den Beitritt weiterer DG-Anlagen in den Pool entstehen, sind in diese Analyse nicht einzubeziehen.***

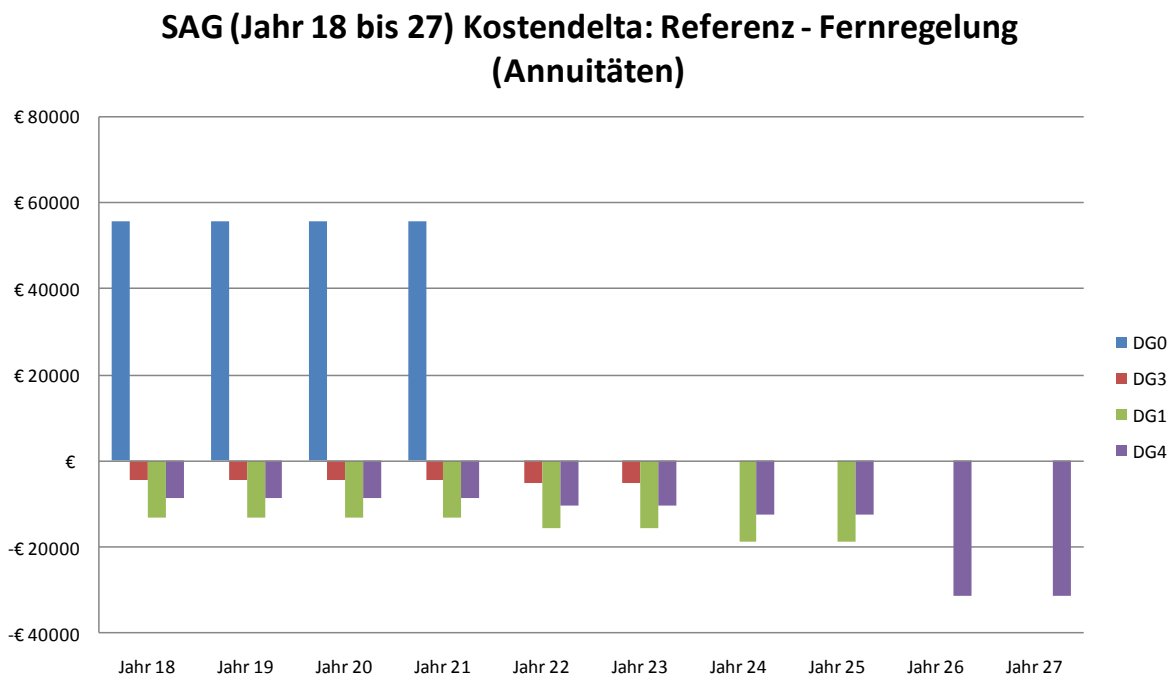


Abbildung 71: Verlauf des Kostendeltas DemoNetz Salzburg AG für die Netzbetriebsjahre 18 bis 27

In Bezug auf eine „steile“ DG-Anlagen Installationsreihenfolge kann durch die Fernregelung lediglich die Anlage DG0 ins Netz integriert werden. Der Kostenvorteil im Vergleich zum Referenzkostenszenario ist daher mit rund 31 k€/a über die Abschreibedauer von 20 Jahren konstant.

Analyse DG DemoNetz der Energie AG

Im DemoNetz Energie AG sind 2 Referenzvarianten zu unterscheiden (vgl. [2]). Jene, die eine kostengünstigere Netzverstärkung ermöglicht, da die Zubaureihenfolge der DG-Anlagen als bekannt angenommen wird. Eine dementsprechend günstigere Wahl der Netzverstärkungsmaßnahme kann damit realisiert werden. Eine zweite Variante, in der diese Annahme nicht getroffen wurde. Aufgrund der

¹² In der Praxis wäre eine Kostenumwälzung auf später angeschlossenen Anlagen möglich, insofern diese von der durch DG0 finanzierten Netzverstärkung profitieren

großen Anlagenanzahl, wurden die Betrachtungszeiträume in 5 Jahresschritte unterteilt und wiederum die aussagekräftigsten Ergebnisse kommentiert.

Für einen Zubau der DG-Anlagen in der Reihenfolge „flach“ und der günstigen Netzverstärkungsvariante resultiert daher das in Abbildung 72 dargestellte Kostendelta. Vor allem die Größe des Netzabschnittes verursacht Fernregelungskosten von etwa 90 k€/a. In diesem Fall ist das Delta für fast alle Anlagen negativ, wodurch die konventionelle Netzverstärkung die günstigere Lösung darstellt. Lediglich eine Anlage in Abbildung 73 kann einen Kostenvorteil erreichen, da im Referenzfall diese Anlage den Großteil der Netzverstärkungskosten tragen müsste. In Summe fallen die jährlichen Gesamtkosten der Fernregelung um etwa 23 k€/a höher aus als für die gewählte Netzverstärkungsvariante.

Diese Situation ändert sich jedoch grundlegend, wenn die Annahme einer möglichst günstigen Netzverstärkung nicht realisiert werden kann. Für ein „steiles“ Zubauszenario resultieren mit Ausnahme von wenigen Anlagen durchaus Kostenvorteile (vgl. Abbildung 74). Wie im DemoNetz Salzburg AG verringern sich diese Vorteile jedoch deutlich je weniger DG-Anlagen im Anlagenpool verbleiben und führen daher in Jahr 24 zu einem klaren Kostennachteil für Anlage PV5. Wiederum ist daher eine Worst Case Abschätzung für die Anlage im Vorfeld durchzuführen.

EAG (Jahr 1 bis 5) Kostendelta: Referenz - Fernregelung (Annuitäten)

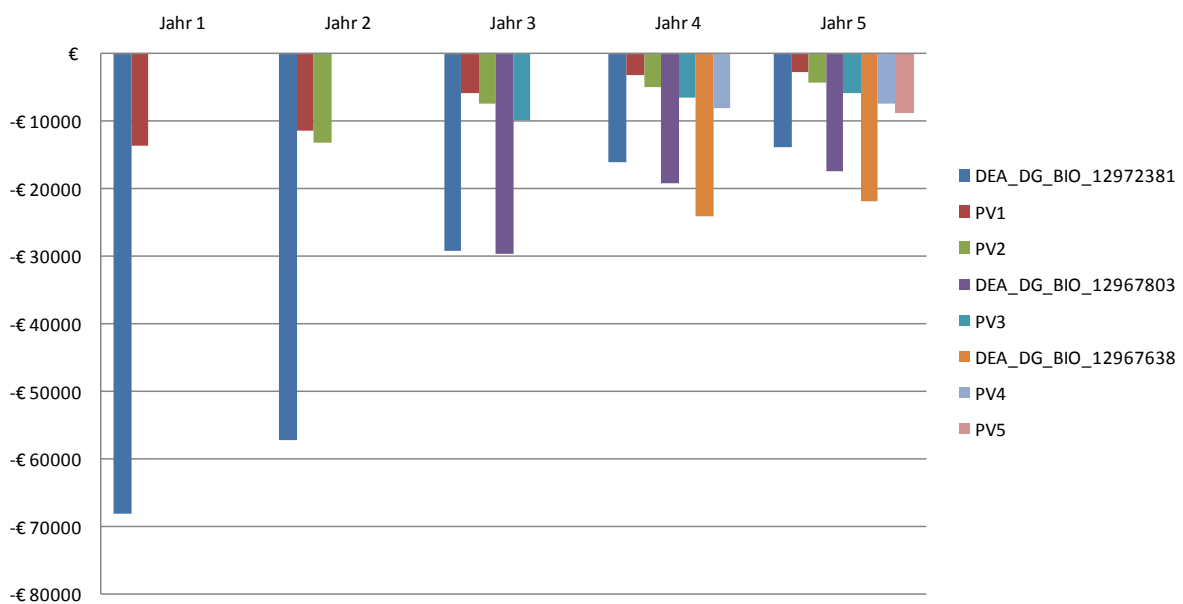


Abbildung 72: Kostendeltaverlauf für die Netzverstärkungsvariante „günstig“ und einem flachen DG Zubauszenario im DemoNetz Energie AG in den ersten 5 Jahren

EAG (Jahr 11 bis 15) Kostendelta: Referenz - Fernregelung (Annuitäten)

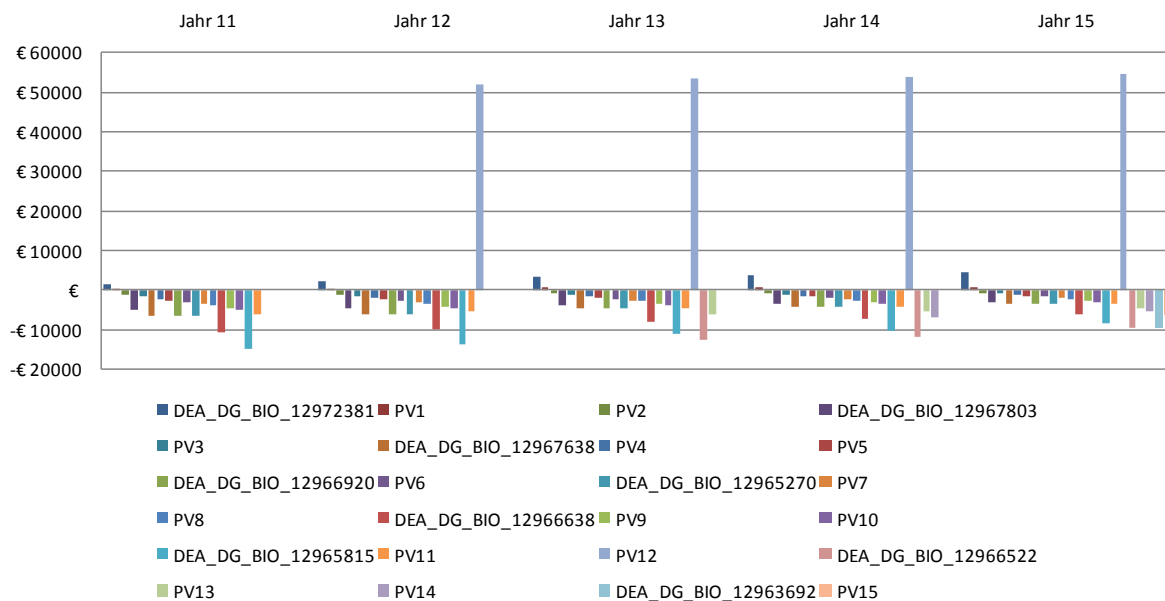


Abbildung 73: Kostendeltaentwicklung für die Netzverstärkungsvariante „günstig“ und einem flachen DG Zubauszenario Demonetz Energie AG für die Netzbetriebsjahre 11 bis 15

EAG (Jahr 1 bis 5) Kostendelta: Referenz - Fernregelung (Annuitäten)

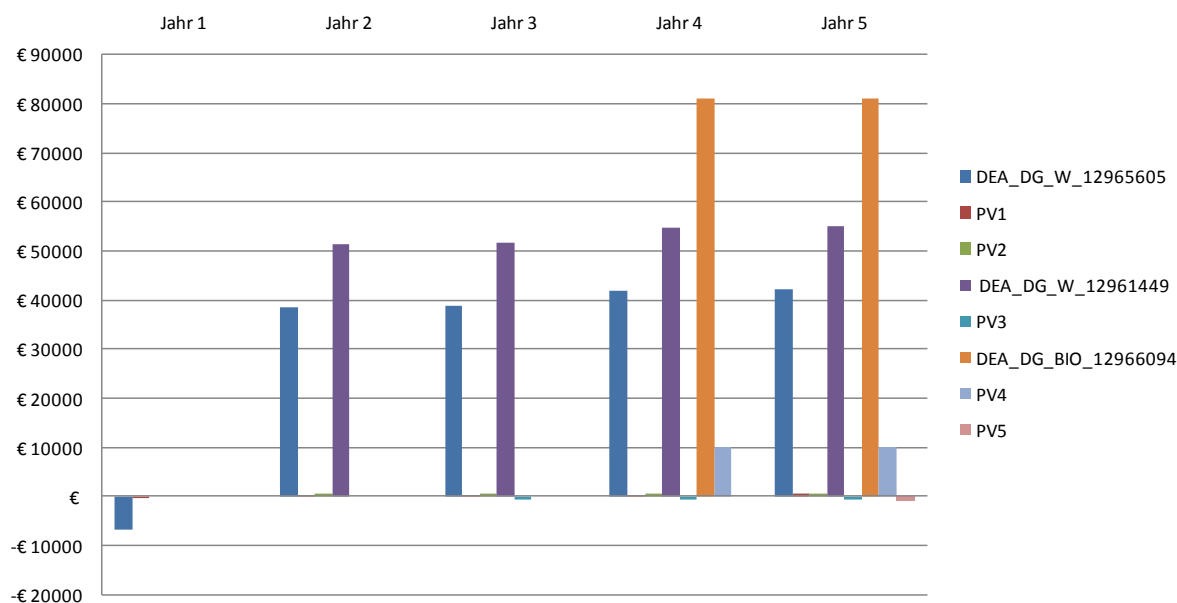


Abbildung 74: Kostendeltaverlauf für die Netzverstärkungsvariante „ungünstig“ und einem steilen DG Zubauszenario im DemoNetz Energie AG in den ersten 5 Jahren

EAG (Jahr 21 bis 25) Kostendelta: Referenz - Fernregelung (Annuitäten)

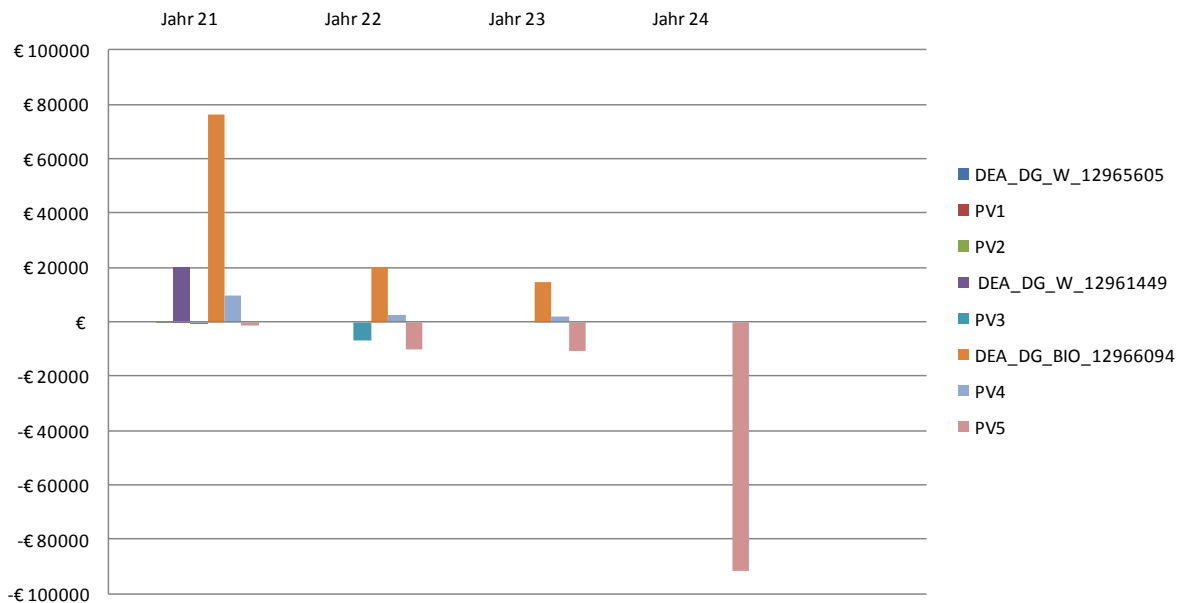


Abbildung 75: Kostendeltaentwicklung für die Netzverstärkungsvariante „ungünstig“ und einem steilen DG Zubausszenario DemoNetz Energie AG für die Netzbetriebsjahre 21 bis 24

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass im DG DemoNetz Energie AG der Einsatz der Fernregelungsvariante als nur bedingt geeignet erachtet werden kann. Dies liegt einerseits an der Netzstruktur und der Größe des Versorgungsgebiets und andererseits an den erreichbaren Kostenvorteilen einer konventionellen Netzverstärkung. Diese Kostenvorteile sind vor allem dann realisierbar, wenn die Anschlussreihenfolge der einzelnen DG-Anlagen im Voraus bekannt ist und Anlagen mit geringer Auswirkung auf die Netzspannung zuerst ins Netz integriert werden. Eine entsprechend langfristige Netzausbauplanung kann daher die Kosten für die DG-Integration im Vergleich zur Fernregelung reduzieren. Im Gegensatz dazu kann die Fernregelung jedoch auch Kostenvorteile bieten, wenn große Anlagen mit großer Auswirkung auf die Netzspannung angeschlossen werden. Falls die Netzverstärkung dabei nicht optimal geplant werden kann, ist die Fernregelung in der Lage Kostenvorteile zu bieten. **Jedenfalls zeigt das Fallbeispiel der Energie AG, dass für jedes Verteilernetz eine eingehende Untersuchung durchzuführen ist, inwieweit eine alternative Spannungsregelung geeignet ist, um Kosteneinsparungen für Netz- und Anlagenbetreiber realisieren zu können.**

Auswirkung für Anlagenbetreiber im DemoNetz VKW

Im Folgenden wird die Auswirkung einer jährlichen Kostenallokation für Referenznetzanschlusskosten sowie für die Fernregelung betrachtet. Dazu wurden für die im Netz der VKW zum Anschluss vorgesehenen DG-Anlagen eine Wirtschaftlichkeitsanalyse mit der Nettobarwertmethode und Cash Flows je Anlage vorgenommen. Die dafür verwendeten Kostendaten sind Tabelle 10 zu entnehmen. Zur Bewertung der Einnahmesituation der DG-Anlagen wurden Mittelwerte der erzeugten Strommengen auf Monatsbasis generiert und für die jeweilige Lebensdauer der DG-Anlagen abgeleitet. Abbildung 76, Abbildung 77 und Abbildung 78 zeigen dabei schematisch die generierten Erzeugerprofile der Kleinwasserkraftanlage DG1, der Windkraftanlage DG13_1 und der Biomasseanlage DG7 im Netz der VKW.

Tabelle 10: Überblick zu ökonomischen Parametern der im Netz der VKW installierten DG-Anlagen (Quelle: [27])

Anlagenart	Investitionskosten	Betriebskosten	Anlagenlebensdauer
	[€/kW _{el}]	[€/(kW _{el} *Jahr)]	[Jahre]
Biogas	3374	138	25
Biomasse	1553	103,45	30
Kleinwasserkraft	2150	40	50
Photovoltaik	4906	33	25
Wind onshore	1280	33,84	25

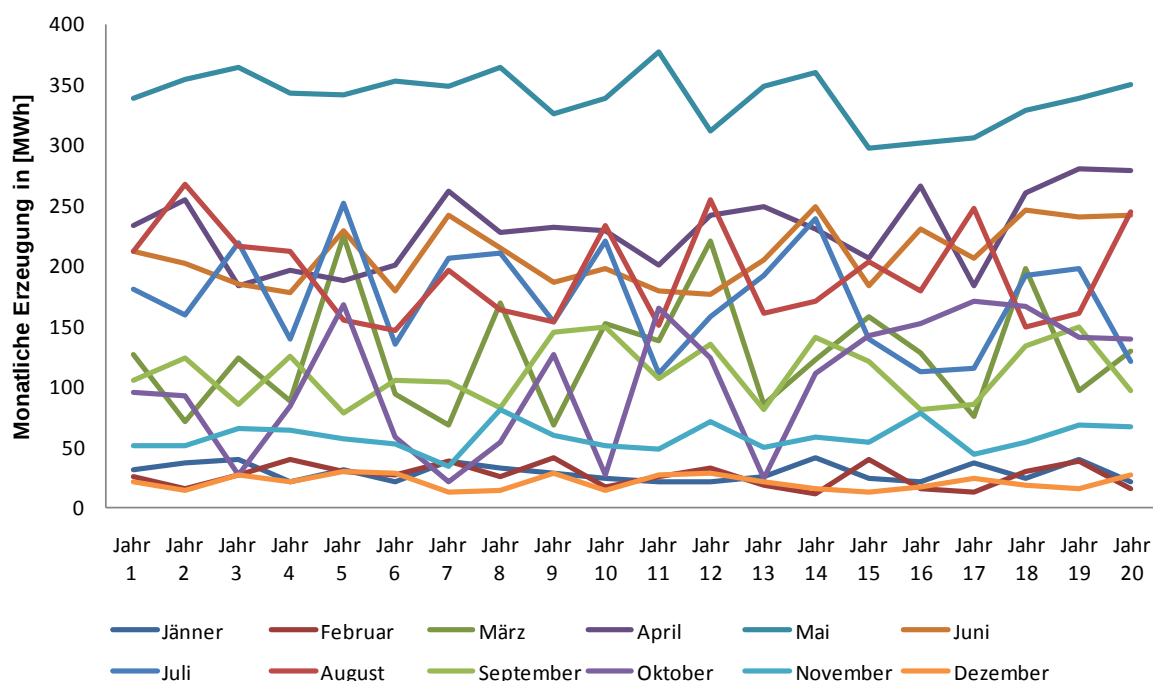


Abbildung 76: Illustration zu den generierten Stromerzeugungsmittelwerten auf monatlicher Basis der Kleinwasserkraftanlage DG1 im Netz der VKW

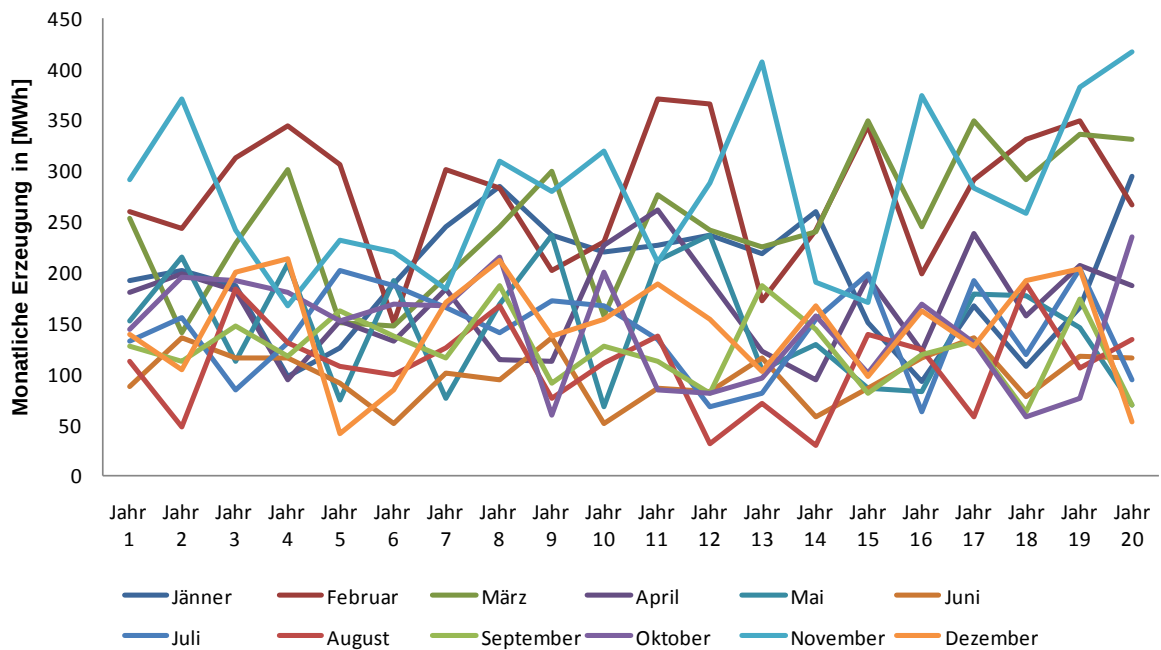


Abbildung 77: Illustration zu den generierten Stromerzeugungsmittelwerten auf monatlicher Basis der Windkraftanlage DG13_1 im Netz der VKW

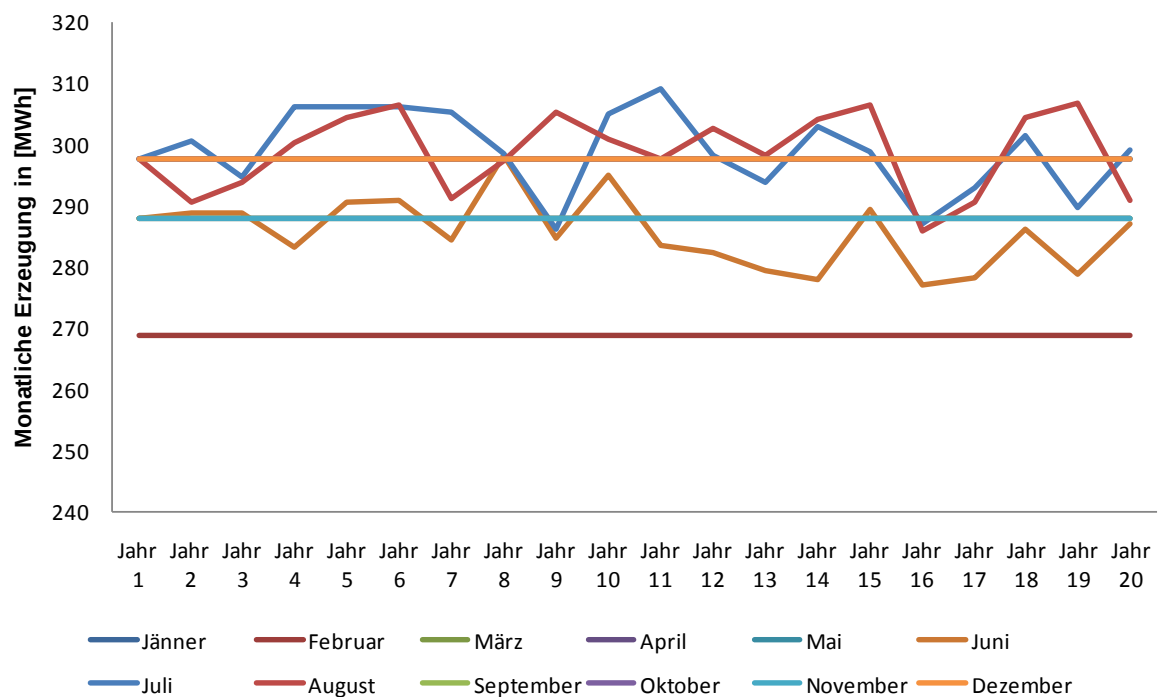


Abbildung 78: Illustration zu den generierten Stromerzeugungsmittelwerten auf monatlicher Basis der Biomasseanlage DG7 im Netz der VKW

Die monatlichen Erzeugerprofile wurden basierend auf dem Mittelwert real gemessener Profile im Bereich plus/minus der Standardabweichung zufällig generiert. Dies soll dazu dienen, um eine variable Einnahmesituation der DG-Anlagenbetreiber nachzubilden. Diese resultierenden Stromerzeugungsmengen wurden im weiteren Bewertungsverlauf mit den mittleren monatlichen Strompreisen der österreichischen Strombörse (Referenzjahr 2006) multipliziert, wobei eine jährliche Preissteigerungsrate (an der Strombörse) von 5% angenommen wurde.

Aufbauend auf den errechneten Fix- und Betriebskosten der jeweiligen Anlagen sowie der spezifischen Erlössituation wurde für alle Anlagen im Netz der VKW eine Nettobarwertbewertung sowie eine Cash Flow Analyse vorgenommen. Der Nettobarwert wurde dabei in Abhängigkeit der Betriebsjahre der Anlage errechnet. Der Schnittpunkt des Nettobarwerts mit der X-Achse gibt dabei an, dass die Amortisationsdauer erreicht wurde, wobei unterschiedliche Szenarien untersucht wurden:

- Im ersten Szenario wurde untersucht, wie wirtschaftlich die Anlage ist, wenn der Strom zu Marktpreisen verkauft wird und die Referenz-Netzanschlusskosten sofort zu bezahlen sind.
- Konträr zu den Marktpreisbetrachtungen wurde im zweiten Szenario der in Österreich derzeit geltende Einspeisetarif für die DG-Anlagen berücksichtigt, wobei der Zeitraum in dem die Anlagen diesen Tarif erhalten, limitiert ist. Nach der Einspeisetarifdauer wurde wiederum angenommen, dass zu Marktpreisen verkauft wird. Die Netzanschlusskosten sind in diesem Szenario ebenfalls via Einmalzahlung zu leisten.
- Szenario 3 baut auf Szenario 2 auf, ermöglicht jedoch die jährliche Zahlung der Referenzkosten in einem Abschreibzeitraum von 20 Jahren.
- Die Auswirkung der jährlichen Zahlung der Fernregelungskosten auf den Nettobarwert der Anlagen wird schließlich in Szenario 4 betrachtet, wobei wiederum der Einspeisetarif für den Gewährungszeitraum in die Berechnung einfließt.

Neben den Berechnungen der Nettobarwerte der Anlagen, wurde deren Cash Flow Situation betrachtet. Diese Cash Flows erfassen die Zahlungsströme der anfallenden Annuitäten zur Deckung der Kapitalkosten sowie die Erlöse aus Stromverkäufen abzüglich der Betriebskosten der Anlagen. **Dazu wurde angenommen, dass alle Anlagen zu 100% fremdfinanziert sind, um einen besseren Vergleich zu ermöglichen.** Für die Betriebskosten wurde eine jährliche Steigerungsrate von 2,5% (entsprechend einer mittleren Inflation) angenommen. Entsprechend der Lebensdauer der DG-Anlagen ergeben sich daraus unterschiedliche Cash Flow Verläufe, die ebenfalls für die zuvor beschriebenen Szenarien vorgenommen wurden.

Die Auswertungsergebnisse einzelner Anlagen werden im Folgenden dargestellt und interpretiert. Für DG-Anlage DG1 - eine 500 kW Kleinwasserkraftanlage – ergeben sich die in Abbildung 79 und Abbildung 80 dargestellten Nettobarwert- und Cash-Flow Verläufe. Gegenüber den reinen Marktpreiserlösen verbessern die Einspeisetarife die Wirtschaftlichkeit der Anlage erheblich, wodurch die Anlage bereits ab dem 32ten Betriebsjahr einen positiven Nettobarwert erreicht. ***Auch die Möglichkeit der jährlichen Zahlung der Referenznetzanschlusskosten verbessert die Barwertsituation der Anlage in den ersten 20 Jahren (Abschreibdauer). Die geringern Kosten der Fernregelung können diese Situation nochmals verbessern und in Summe die Amortisationszeit der Anlage auf 30 Jahre reduzieren, wobei ein Nettobarwert von ~530 k€ erreicht wird.***

Eine ähnlich positive Auswirkung von jährlichen zahlbaren Netzanschlusskosten sowie der Fernregelung können im Cash Flow von DG1 beobachtet werden. Der Cash Flow repräsentiert in der gewählten Darstellung sozusagen den Kontostand des Anlagenbetreibers im jeweiligen Betriebsjahr, ohne die Werte rückzudiskontieren. Eine dementsprechend höhere Gesamtsumme von etwa 6,8 Mio € zum Ende der Anlagenlebensdauer resultiert daraus.

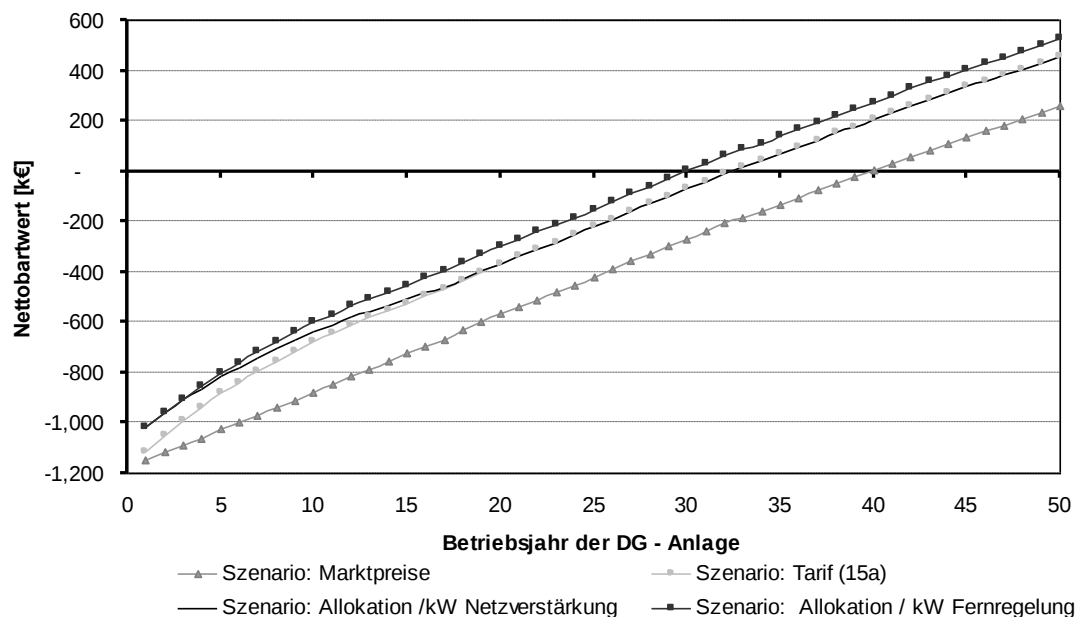


Abbildung 79: Nettobarwertverlauf der Anlage DG1 im Netz der VKW für unterschiedliche Erlös und Kostenallokationsszenarien

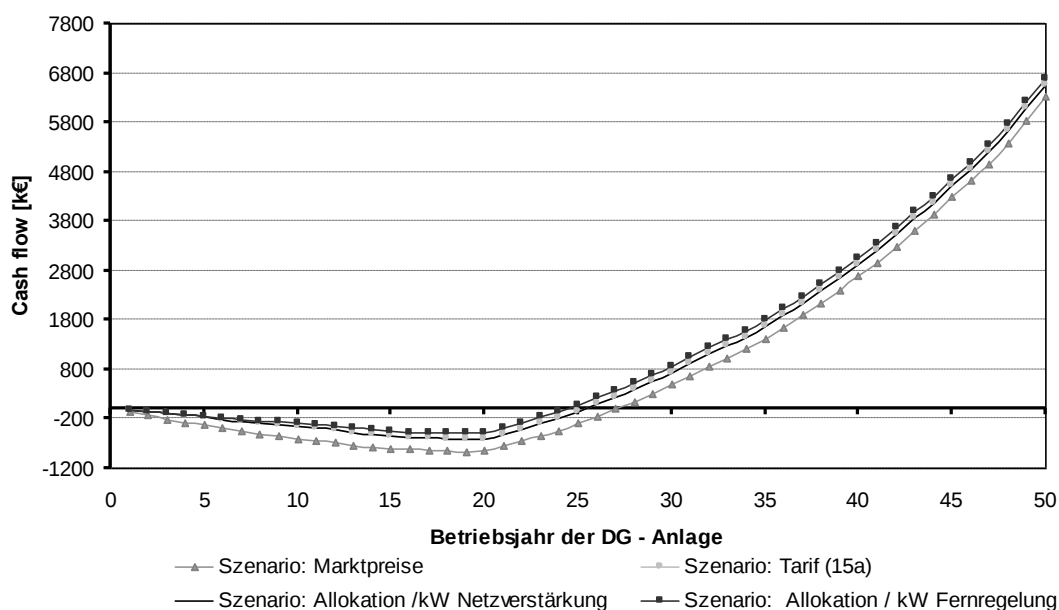


Abbildung 80: Resultierender Cash Flow der Anlage DG1 im Netz der VKW für unterschiedliche Erlös und Kostenallokationsszenarien

Abbildung 81 und Abbildung 82 illustrieren den Barwert und Cash-Flow-Verlauf der 100 kW Biogasanlage DG11 für die 4 Szenarien. Interessant ist dabei vor allem, dass der kumulierte Cash Flow der Anlagen nach Wegfallen des Einspeisetarifs rückläufig ist. Dies liegt an den zu geringen Einnahmen aus Stromverkäufen zu Marktpreisen und der gewählten Abschreibedauer für den Netzanschluss (20 Jahre). Erst nachdem die Marktpreise ein ausreichend hohes Niveau erreicht haben, kehrt sich dieser Trend um. Eine ähnlich problematische Situation ist derzeit für Biogasanlagenbetreiber in Österreich gegeben, deren Einspeisetarif kürzlich ausgelaufen ist. Entsprechende Maßnahmen (z.B. Förderung von Biogas als Treibstoff) sind daher zu Treffen, um einen Rückbau der Biogasanlagen zu verhindern.

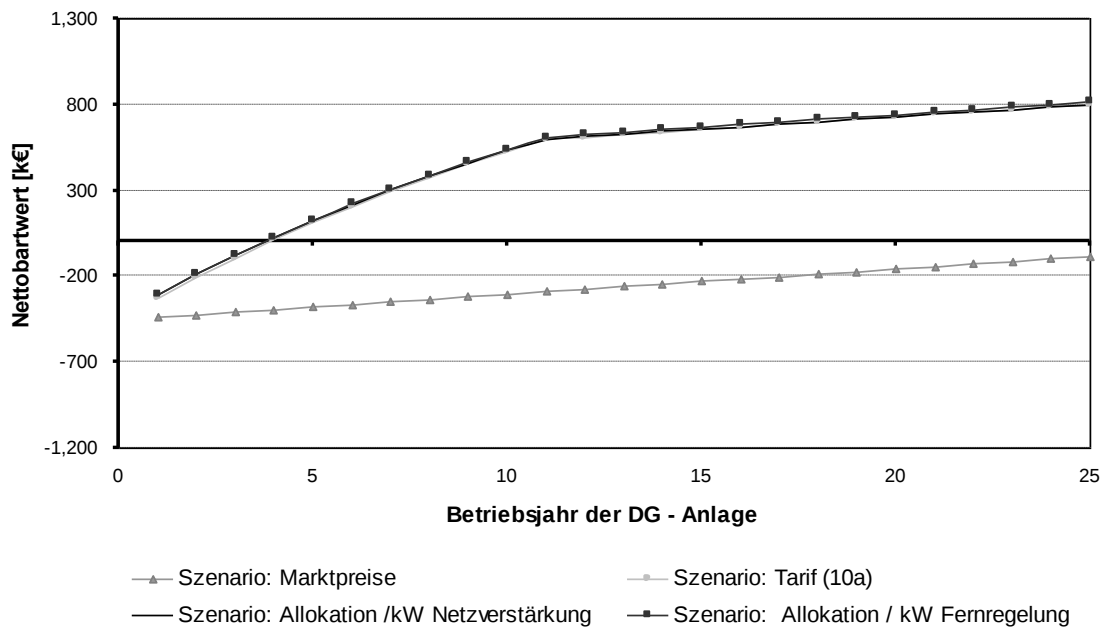


Abbildung 81: Nettobarwertverlauf der Anlage DG11 im Netz der VKW für unterschiedliche Erlös und Kostenallokationsszenarien

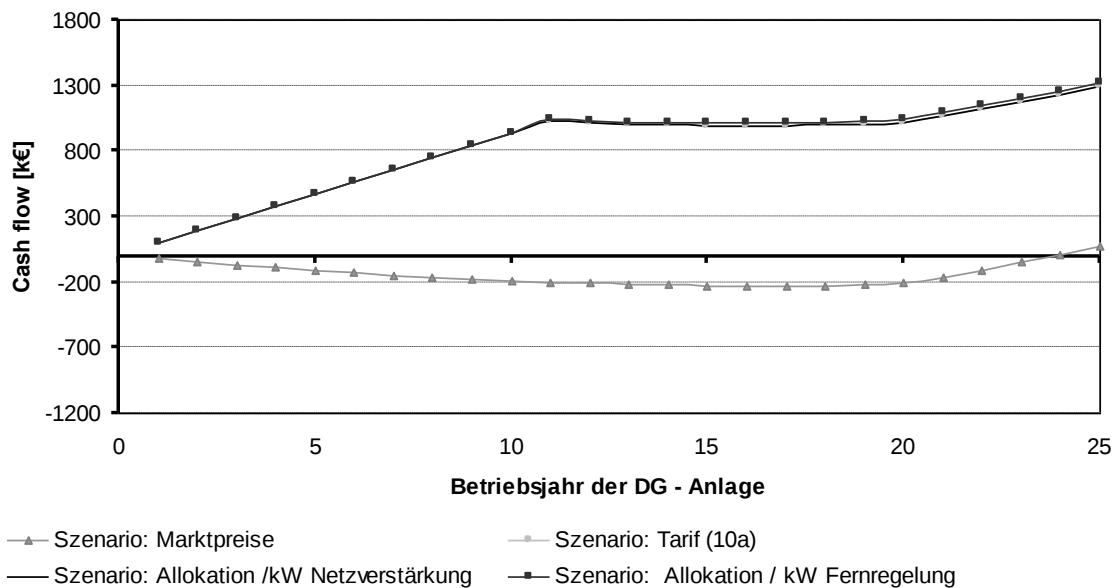


Abbildung 82: Resultierender Cash Flow der Anlage DG11 im Netz der VKW für unterschiedliche Erlös und Kostenallokationsszenarien

Für die getroffenen Kostenannahmen von Photovoltaikanlagen kann weder eine jährliche Zahlungsmöglichkeit der Netzanschlusskosten noch eine Fernregelung einen positiven Barwert bzw. Cash-Flow für die 500 kW Anlage DG5 erwirken (vgl. Abbildung 83 und Abbildung 84). Hierzu ist zu erwähnen, dass keine Investitionsförderungen berücksichtigt wurden, die im Falle einer Gewährung eine dementsprechende Verbesserung hervorrufen würden. Auch die niedrige Vollaststundenzahl wirkt sich negativ auf die Einkommenssituation aus.

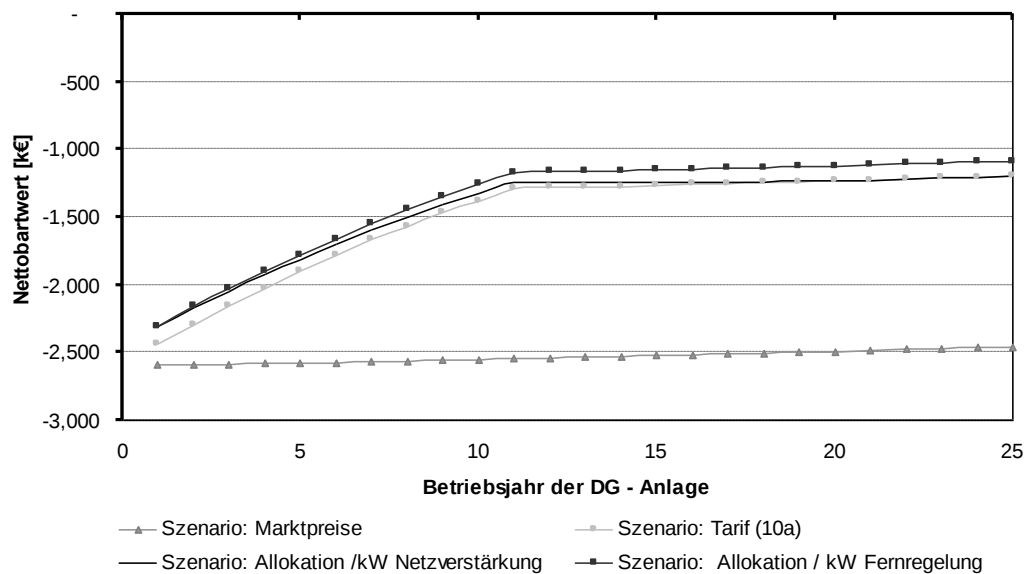


Abbildung 83: Negativer Nettobarwertverlauf der Anlage DG5 im Netz der VKW für unterschiedliche Erlös und Kostenallokationsszenarien

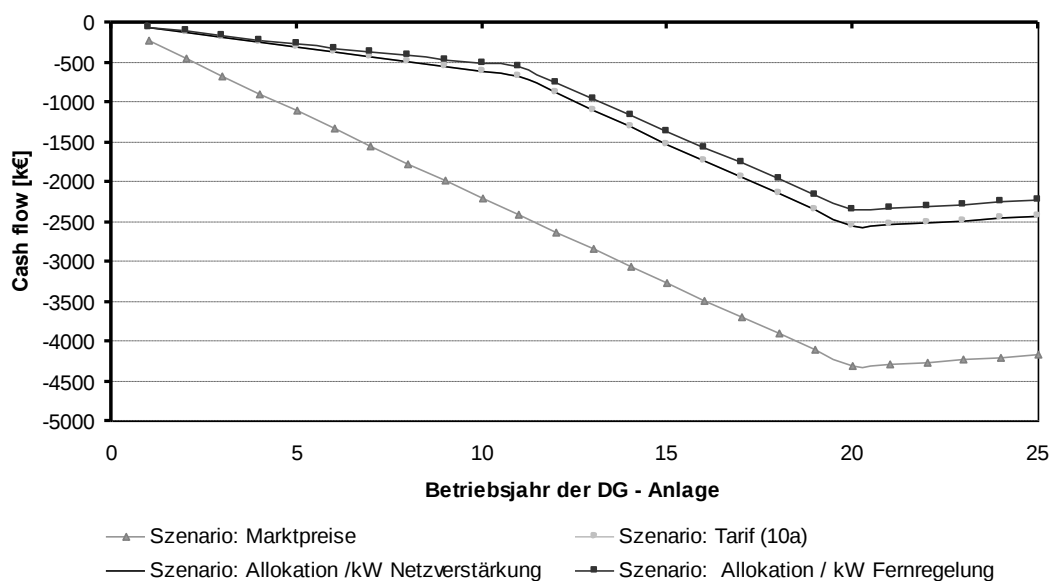


Abbildung 84: Resultierender negativer Cash Flow der Anlage DG5 im Netz der VKW für unterschiedliche Erlös und Kostenallokationsszenarien

Ähnlich wie die Biogasanlagen erreicht auch die 500 kW Biomasseanlage DG7 positive Nettobarwerte und Cash Flows. Jedoch ist kein negativer Trend nach Wegfallen des Einspeisetarifs im Cash Flow ersichtlich. Die Einnahmen aus Stromverkäufen übersteigen daher die Fix- und Betriebskosten (vgl. Abbildung 85 und Abbildung 86).

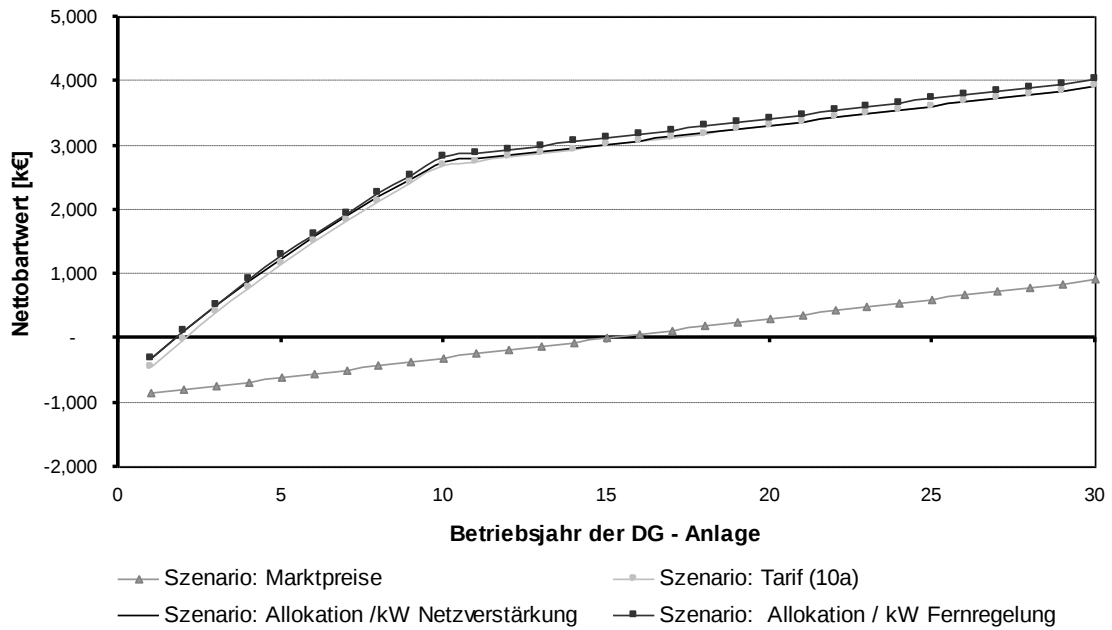


Abbildung 85: Nettobarwertverlauf der Anlage DG7 im Netz der VKW für unterschiedliche Erlös und Kostenallokationsszenarien

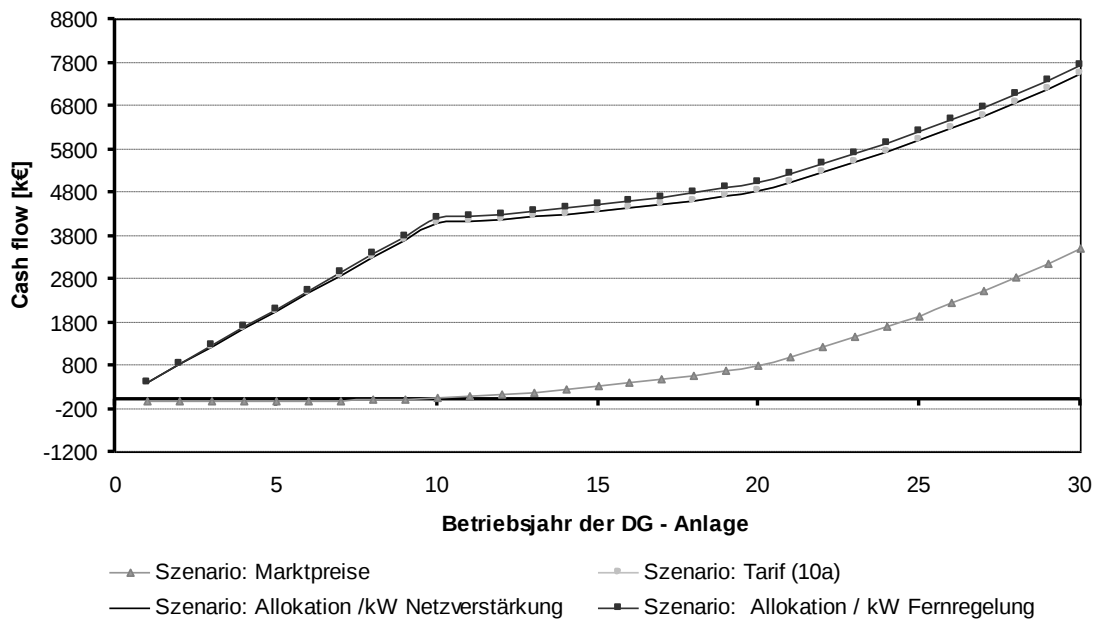


Abbildung 86: Resultierender Cash Flow der Anlage DG7 im Netz der VKW für unterschiedliche Erlös und Kostenallokationsszenarien

Im Falle der 1 MW Windkraftanlage DG13_1 können eine jährliche Zahlung der Referenzkosten sowie die Fernregelung einen sehr positiven Effekt auf den Nettobarwert und Cash Flow bewirken. Ähnlich wie bei der Biogasanlage zeigen sich ein sinkender Cash Flow nach Auslaufen des Einspeisetarifs, der ab Betriebsjahr 18 durch ausreichend hohe Marktpreise jedoch wieder steigt (vgl. Abbildung 87 & Abbildung 88).

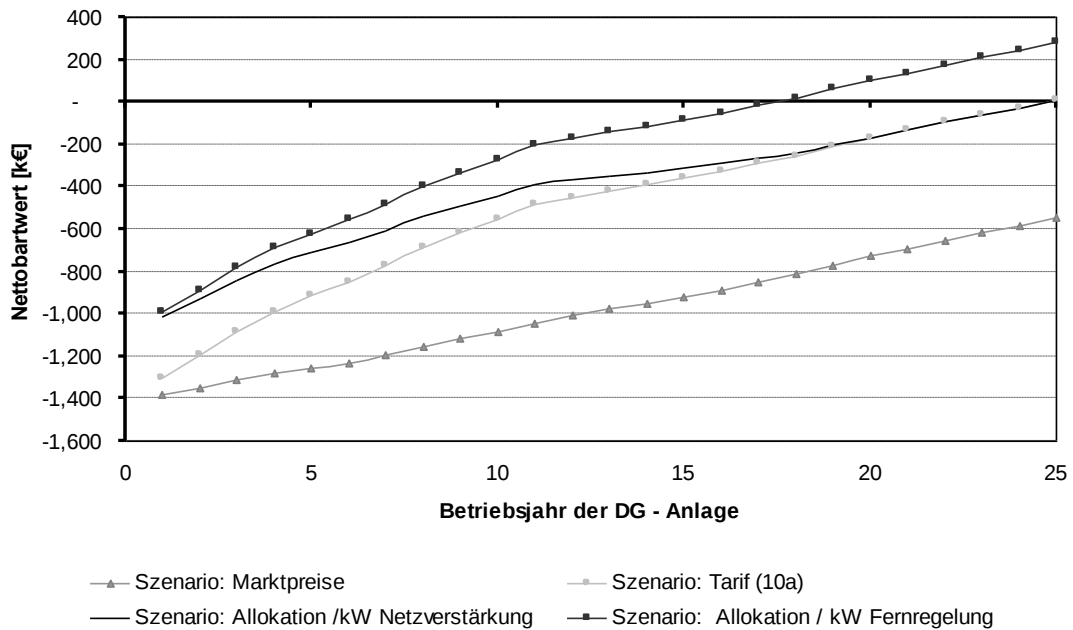


Abbildung 87: Nettobarwertverlauf der Anlage DG13_1 im Netz der VKW für unterschiedliche Erlös und Kostenallokationsszenarien

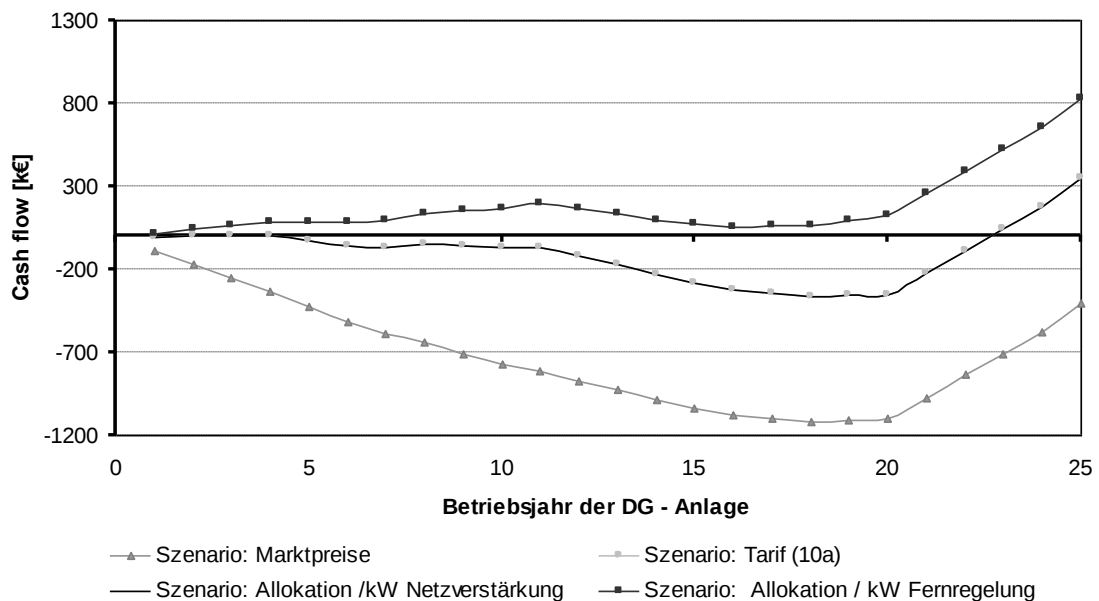


Abbildung 88: Resultierender Cash Flow der Anlage DG13_1 im Netz der VKW für unterschiedliche Erlös und Kostenallokationsszenarien

Im Gegensatz zu Anlage DG13_1 kann erreicht die Fernregelung im Vergleich zu den Referenzkosten keinen Kostenvorteil für die 1,2 MW Windanlage DG14 (vgl. Abbildung 89). Dies liegt daran, dass die Anlage im Referenzfall keine Netzanschlusskosten zahlen hätte müssen. Wie bereits erwähnt, würde dieser „Free-Rider“ Effekt durch eine jährliche Kostenallokation der Fernregelung wegfallen.

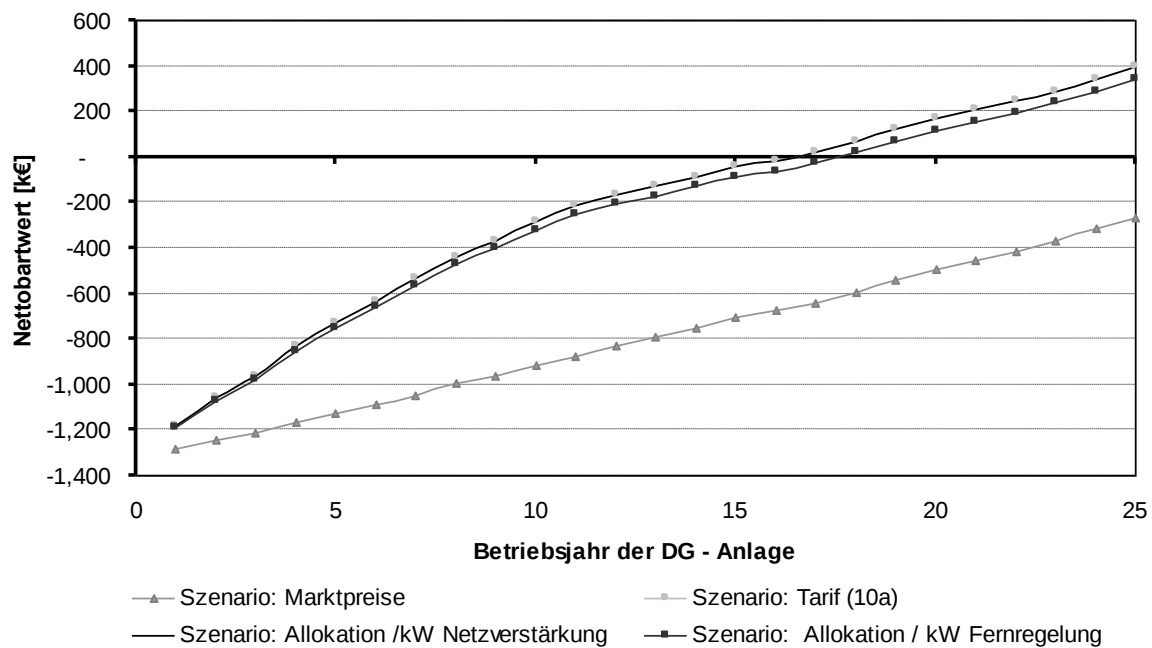


Abbildung 89: Negative Auswirkung der Fernregelung im Vergleich zur konventionellen Netzverstärkung; Anlage DG14 hätte im Referenzfall keine Netzanschlusskosten bezahlt

Die in diesem Kapitel durchgeführten Analyse aus der Sicht der Netz- und Anlagenbetreiber haben gezeigt, dass Fallweise eine Änderung der Kostenallokation in Richtung jährlicher Zahlungen für konventionelle Netzverstärkungen und vor allem für Fernregelungsansätze plausibel und ökonomisch sinnvoll sein können. Im Allgemeinen ist jedoch die Anwendbarkeit der alternativen Regelungskonzepte für jeden Netzabschnitt im Detail zu prüfen. Auch die Anlagenbetreiber müssen für alternative Netzintegrationskonzepte entsprechende Risikoanalysen und Worst Case Abschätzungen durchführen, um eine fundierte Wahl bezüglich der Netzanschlussvariante (konventionell oder z.B. Fernregelung) und der Zahlungsmodalität (Einmalzahlung oder laufend) treffen zu können. Übergeordnet sind entsprechende Rahmenbedingungen sowie technische und organisatorische Regeln zu definieren, die eine Änderung der derzeit üblichen Netzanschlussregelung und Kostenallokation erlauben. Basierend auf diesen Erkenntnissen aus nationaler Sicht und den bereits erläuterten internationalen Erfahrungen werden im letzten Kapitel dieses Arbeitspaketsberichts entsprechende Empfehlungen und Schlussfolgerungen abgeleitet.

2.1.6.5 Schlussfolgerungen

Die in diesem Kapitel abgeleiteten Schlussfolgerungen stellen die erarbeiteten Ergebnisse zunächst den dargestellten internationalen Erfahrungen gegenüber. Im Anschluss daran werden die Auswirkungen der unterschiedlichen Netzkostenallokationsmechanismen für Netz- und Anlagenbetreiber zusammenfassend diskutiert.

Im Vergleich zu den derzeit in Österreich implementierten Netzanschlussregeln schaffen vor allem die „Shallow“ Kostenallokation und „Innovation Funding Incentives“ in Großbritannien klare Kostenvorteile für Anlagenbetreiber aber auch Netzbetreiber. Ein entsprechender Nutzen für österreichische Kunden wäre bei der Einführung eines ähnlichen Systems in Österreich auf jeden Fall sicherzustellen. „Registered Power Zones“ erscheinen vor allem für österreichische Demonstrationsprojekte interessant, um z.B. die im Projekt BAVIS entwickelten Konzepte der Fernregelung großflächig testen zu können. Auch die österreichische Regierung sollte internationalen Beispielen folgen (z.B. Dänemark) und klare Vorgaben für die Energieforschung und Netzintegration von DG geben, deren Finanzierung ermöglichen und die Verantwortung koordiniert auf unterschiedliche Organisationen verteilen. Entsprechende regulatorische Mechanismen und Implementierungsaufträge sind dahingehend zu gestalten.

Vor allem eine klare Regelung der Kostenallokation und die Verantwortlichkeiten bei der Kostenweiterverrechnung eines „Shallow“ Systems stellt eine stabile und transparente Komponente für Investoren in DG- bzw. Erneuerbarenprojekte (wie z.B. in Deutschland üblich) dar. Im Gegensatz dazu schaffen die Regeln Österreichs fallspezifische Unterschiede bei der Zuteilung und Höhe der Netzanschlusskosten (je Netzsituation, Netzauslastung und im Netzgebiet befindlichen weiteren Netzbenutzern), welche aus Investorensicht zu unerwünschten Barrieren führen können. Eine Vereinheitlichung dieser Regeln vor allem für einen aktiveren Verteilernetzbetrieb ist daher anzustreben.

Kernergebnisse der Netzkostenallokation durch reine Verbrauchertarife

Werden die in diesem Bericht untersuchten Kosten der alternativen Netzintegrationsmethode „Fernregelung“ auf den jährlichen Strombezug des Netzabschnittes der VKW bezogen, so ergeben sich mit rund 311 GWh Stromverbrauch etwa 0,154 €/MWh. Für einen durchschnittlichen Haushalt mit jährlichem Stromverbrauch von 3500 kWh würde dies Mehrkosten von etwa 55 Eurocent pro Jahr bedeuten. Für einen Großverbraucher mit 1 GWh immerhin 154 € pro Jahr, wenn die Kosten einer Fernregelung im Netzabschnitt der VKW gleichmäßig auf den Verbrauch aufgeteilt werden. Als Nachteil dieser Variante wird das Fehlen von netzbezogenen Standortsignalen für die Anlagenbetreiber argumentiert. Um einen „Wildwuchs“ im Stromnetz zu verhindern sind für diese Kostenallokation entsprechende Standortsignale (z.B. vergleichbar mit einem Flächenwidmungsplan im Bauwesen) vorzugeben.

Gesammelte Erfahrungen zu einer standortspezifischen Netzkostenallokation

Werden alle Anlagen eines vordefinierten Anlagenclusters an das Verteilernetz angeschlossen, so konvergieren etwaige zusätzliche Netztarife, die eine Vorfinanzierung der Netzintegration „Fernregelung“ übernehmen müssten gegen Null. Dies bedeutet jedoch, dass für solch eine Kostenallokation im Vorhinein die Anzahl und der Zeitplan zur Integration einer Vielzahl an DG-Anlagen bekannt sein müssten. Falls jedoch, z.B. durch geänderte Förderungsbedingungen weniger DG-Anlagen den Netzanschluss beantragen, so besteht die Gefahr von „Stranded Cost“ für die Netzbenutzer, da die Fernregelung für eine zu hohe Anlagenanzahl ausgelegt wurde.

Des Weiteren, würde sich die Berechnung der jeweiligen Beteiligungsfaktoren in der Praxis als schwierig herausstellen, da das Verteilernetz ein dynamisch wachsendes System darstellt, deren Parameter laufend angepasst werden. Den Anlagenbetreibern würde eine dynamische Beteiligungsfaktoranpassung daher einerseits intransparent und andererseits risikobehaftet erscheinen. Die Verteilernetzbetreiber im Projekt BAVIS schließen daher eine Umsetzbarkeit der Kostenallokation mit standortabhängiger Komponente aus.

Gesammelte Erfahrungen zu einer leistungsabhängigen (€/kW) Netzkostenallokation

Vor allem der Kostenvergleich zwischen Referenz- und Fernregelungskosten zeigt, dass durch das Fernregelungskonzept mit Ausnahme des ersten Betriebsjahres weitgehende Kostenvorteile je DG-Anlage realisiert werden können. Im ersten Jahr sind die Fernregelungskosten im Vergleich zur Referenzabschreibung größer, da der Anlagenpool in Relation zu den Fernregelungskosten noch zu klein ist. Ein entsprechend großer Anlagenpool oder eine Fördermaßnahme (z.B. für ein Demonstrationsprojekt) sind daher für einen risikofreien Systemstart erforderlich. Ein unfair erscheinender „Free-Rider“ Effekt (Anlagen müssten im Referenzfall keine Netzananschlusskosten zahlen, da zuvor angeschlossenen Anlagen eine ausreichende Netzverstärkung bewirken) kann in der Kostenzuteilung via Anlagenpools in der Fernregelung nicht mehr auftreten.

Die durchgeführten Analysen zu einer leistungsabhängigen (€/kW) und jährlich zahlbaren Netzkostenallokation aus der Sicht der Netz- und Anlagenbetreiber haben gezeigt, dass Fallweise eine Änderung der Kostenallokation in Richtung jährlicher Zahlungen für konventionelle Netzverstärkungen und vor allem für Fernregelungsansätze plausibel und ökonomisch sinnvoll sein können. Im Allgemeinen ist jedoch die Anwendbarkeit der alternativen Regelungskonzepte für jeden Netzabschnitt im Detail zu prüfen, wie vor allem das Fallbeispiel der Energie AG zeigt. Auch die Anlagenbetreiber müssen für alternative Netzintegrationskonzepte entsprechende Risikoanalysen und Worst Case Abschätzungen durchführen, um eine fundierte Wahl bezüglich der Netzananschlussvariante (konventionell oder z.B. Fernregelung) und der Zahlungsmodalität (Einmalzahlung oder laufend) treffen zu können. Übergeordnet sind entsprechende Rahmenbedingungen sowie technische und organisatorische Regeln zu definieren, die eine Änderung der derzeit üblichen Netzananschlussregelung und Kostenallokation erlauben. Aus Anlagenbetreibersicht verbessert auch die Möglichkeit der jährlichen Zahlung der Referenznetzananschlusskosten die Barwertsituation der DG-Anlage in den ersten 20 Jahren (Abschreibedauer). Die geringeren Kosten der Fernregelung können diese Situation nochmals verbessern und in Summe die Amortisationszeiten für unterschiedliche DG-Technologien reduzieren, wobei auch ein höherer Nettobartwert resultiert.

Die Validierung der Umsetzbarkeit dieser leistungsabhängigen Netzkostenallokation für Anlagenkollektive wird daher für ein Demonstrationsprojekt bzw. eine Modellregion empfohlen, um konkrete Vorschläge für neue technische und organisatorische Regeln abzuleiten.

2.2 „Easy-Check“ Methode zur Planung einer aktiven Spannungsregelung

Ziel der im Rahmen des Projekts BAVIS entwickelten Methode ist eine Möglichkeit der vereinfachten Planung eines aktiven Verteilnetzbetriebes mit Fokus auf Spannungsregelungsstrategien für die Verteilnetzbetreiber zur Verfügung zu stellen. Mit dieser Methode soll es möglich sein, die folgenden Abschätzungen schnell durchzuführen:

- Abschätzung der Dringlichkeit des Spannungsproblems: wie akut ist das Spannungsproblem in einem bestimmten Netz
- Abschätzung der Eignung der verschiedenen Spannungsregelungsmethoden aus der Toolbox zur Lösung der Spannungsprobleme in einem bestimmten Netz

Durch diese „Easy-Check“ Methode wird auf Basis geeigneter Faktoren eine erste Abschätzung der Systemgrenzen ermöglicht werden. Als Ergebnis wird es möglich sein die Wirksamkeit in Hinsicht auf ein bestimmtes Spannungsproblem quantitativ abzuschätzen.

2.2.1 Methode zur Planung und Auswahl eines geeigneten Spannungsregelungsverfahrens

Im Folgenden wird eine einfache Planungsmethode zur Abschätzung der Dringlichkeit des Spannungsproblems vorgestellt. Diese soll eine vereinfachte Bestimmung des Regelaufwandes im Netz ermöglichen:

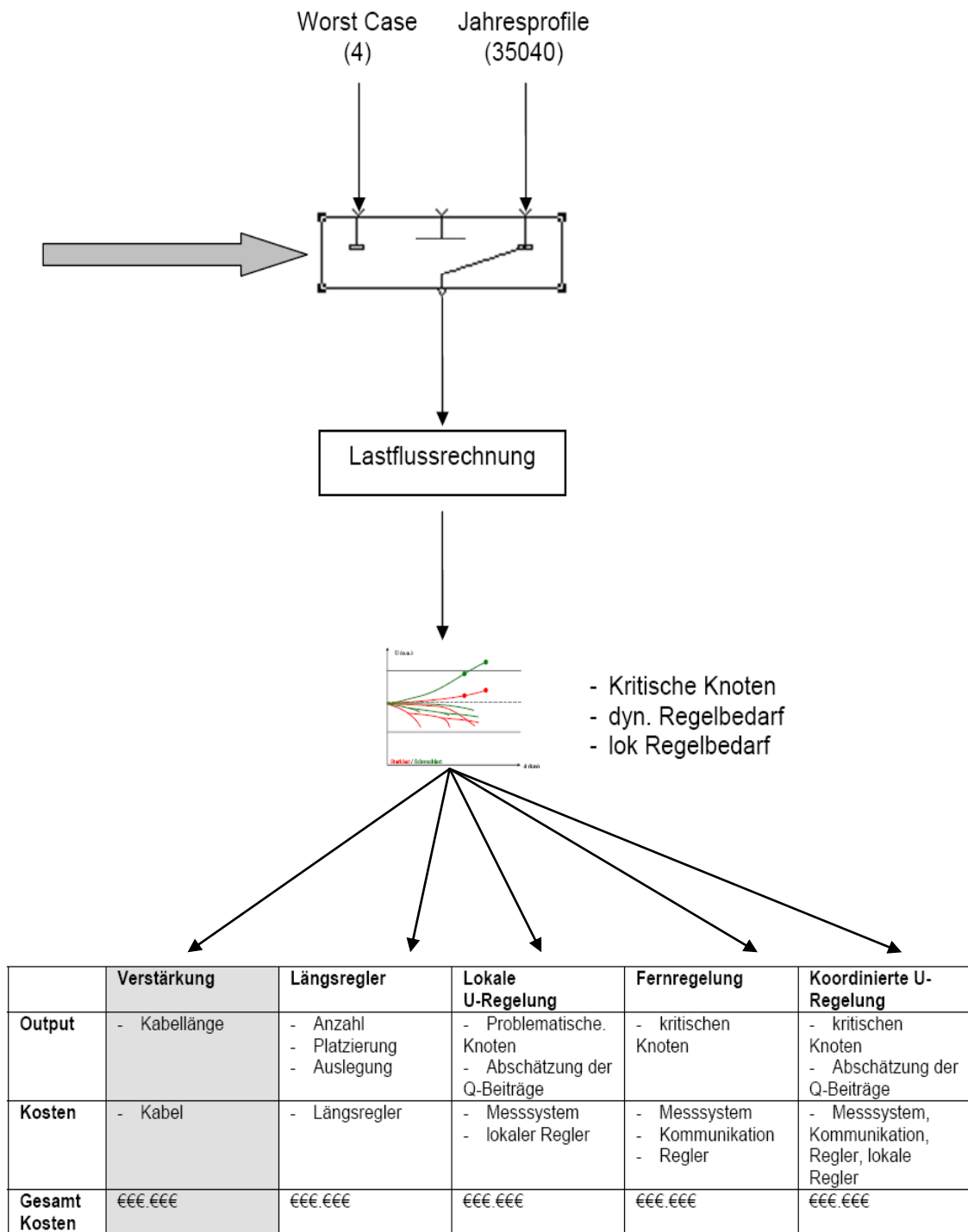


Abbildung 90: Prinzipieller Ablauf der Planungsmethode

2.2.1.1 Ablauf der Planungsmethode

Der Ablauf der Planungsmethode ist der folgende:

- Zunächst muss eine Entscheidung getroffen werden, ob die Analyse auf Basis einer Worst Case Annahme (nur vier Fälle) oder einer Jahressimulation (Jahresprofil -35040 Zeitpunkte) basiert. Vorzuziehen ist auf jeden Fall die Jahressimulation (bei Fehlen der entsprechenden Profile muss mit einer worst case Analyse oder der Verwendung von synthetischen Lastprofilen gerechnet werden).
- Danach wird eine numerische Lastflussrechnung mittels DIgSILENT Power Factory durchgeführt.
- Anschließend werden die kritischen Knoten mittels Clustering ermittelt.
- Die Spannungsfalldiagramme der kritischen Knoten für kritische Zeitpunkte werden angezeigt und geeignet ausgewertet.
- Aus den Spannungsfalldiagrammen kann die geeignete Spannungsreglungsart (Lokale Regelung, Längsregelung, Fernregelung bzw. koordinierte Regelung) bestimmt werden.

2.2.1.2 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 (z.B. mit 15min Last- bzw. Erzeugungsprofilen). Mit Hilfe eines im Rahmen des Projektes entwickelten MathWorks 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 jeweils nur einer der benachbarten Knoten als kritischer Knoten definiert. In Abbildung 91 ist der Clusteralgorithmus für die Überspannungsknoten dargestellt und in Abbildung 92 jener für die Unterspannungsknoten.

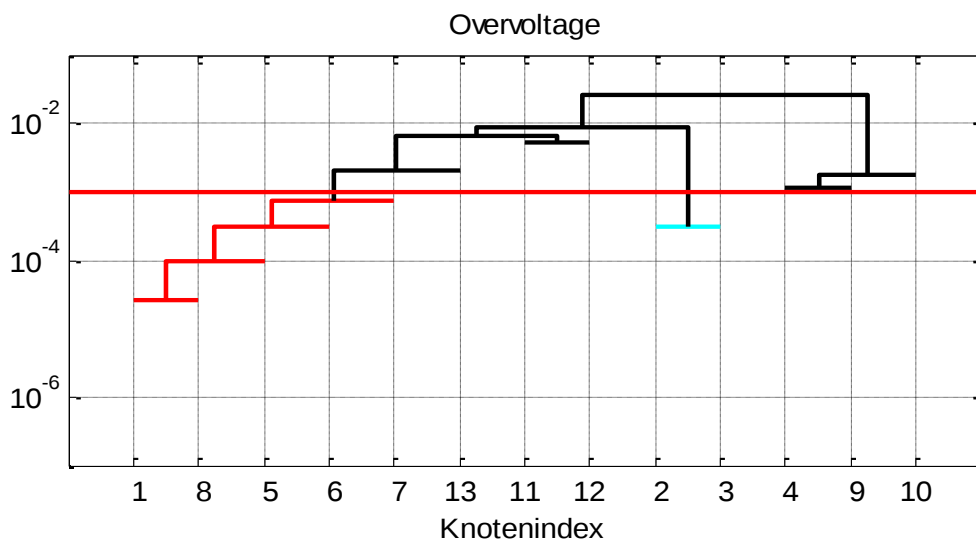


Abbildung 91: Ermittlung der kritischen Knoten (Clustering)

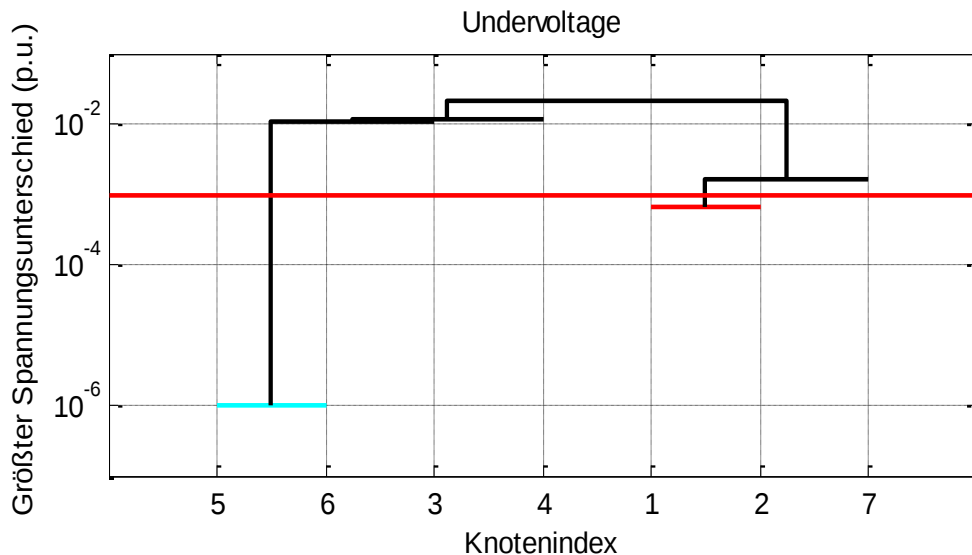


Abbildung 92: Ermittlung der K kritischen Knoten (Clustering)

2.2.1.3 Ermittlung der Spannungsfalldiagramme

In der Folge sind einige Beispiele für verschiedene Spannungsfalldiagramme dargestellt, die sich in unterschiedlichen Netzen ergeben könnten. Daraus werden die für die Netze geeigneten Spannungsregelungsarten abgeleitet. Die Ableitung durch den Planer erfolgt anhand des grafischen Verlaufs dargestellt in den Spannungsfalldiagramm.

Anhand der Jahressimulationsdaten werden die Spannung aller kritischen Knoten analysiert und die Spannungsfalldiagramme der kritischen Knoten zu Extremzeitpunkten (höchste und niedrigste Spannungswerte im Netz) dargestellt.

Auf der Grundlage dieser Darstellungen kann die geeignete Regelungsart bestimmt werden. In der Folge werden beispielhaft Spannungsfalldiagramme und die dazu passenden Spannungsregelungsverfahren dargestellt:

Als erstes wird ein typisches Beispiel eines Spannungsfalldiagramms für die Anwendbarkeit der Fernregelung angegeben. Bei dieser Konstellation ist die Spreizung des Spannungsbandes, das sich aus der Spannung des Knotens mit der höchsten Spannung im Vergleich zum Knoten mit der niedrigsten Spannung ergibt, nicht besonders groß, dadurch können die ganzen Spannungsverläufe je nach Bedarf durch den Einfluss des Stufenreglers nach oben und nach unten geschoben werden.

Fernregelung

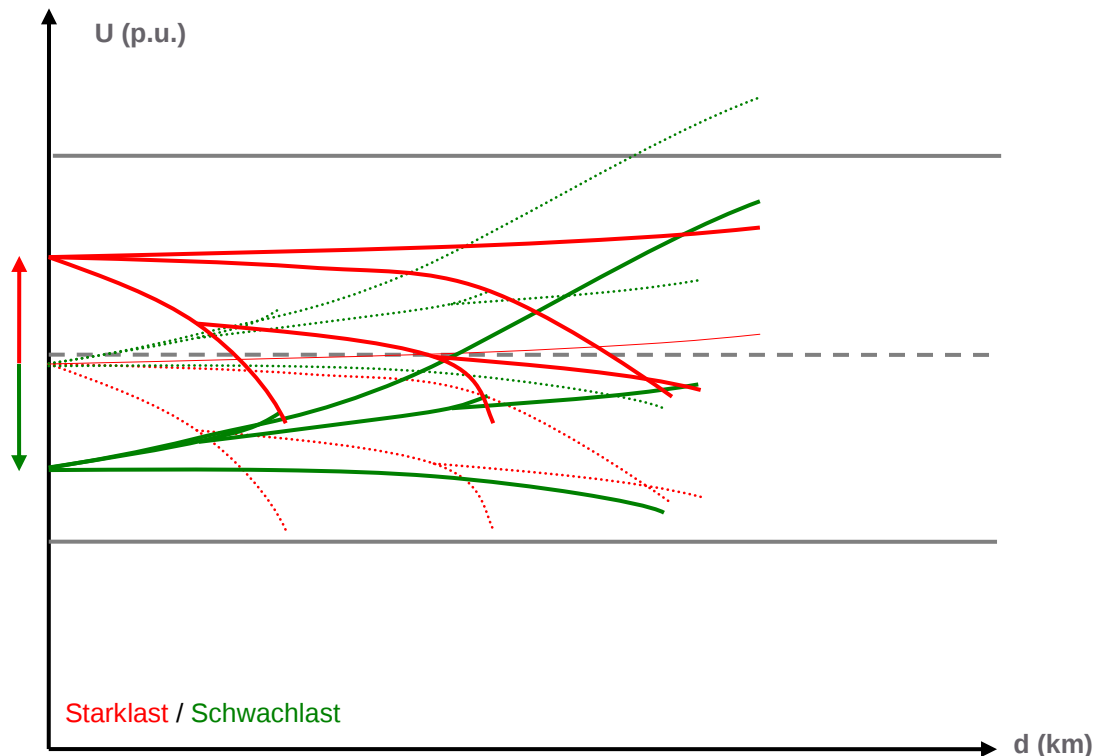


Abbildung 93: Beispiel für Spannungsfalldiagramm wo die Fernregelung möglich ist

Bei dem in Abbildung 93 dargestellten Spannungsfalldiagramm (bei Stark- und Schwachlast) wäre eine Fernregelung ausreichend, was dadurch ersichtlich ist, dass bei Verschiebung des gesamten Spannungsfalldiagramms (die grundlegende Funktionalität der Fernregelung) sich das Spannungsproblem als Gesamtes lösen lässt.

Als besonders praktisches Hilfsmittel in diesem Zusammenhang hat sich die Einführung der Größe dynamischer Regelungsbedarf erwiesen. Sie ist im Folgenden kurz erläutert:

Dynamischer Regelungsbedarf (DRB)

Mit Hilfe des dynamischen Regelungsbedarfs (10) 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 94). Ein DRB, positiv 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 (durch das im Rahmen des Projektes erstellte Matlab Tool) getestet, ob es möglich ist, die beiden Spannungsverläufe (minimaler - U_{min} - und maximaler Spannungswert – U_{max} - 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.

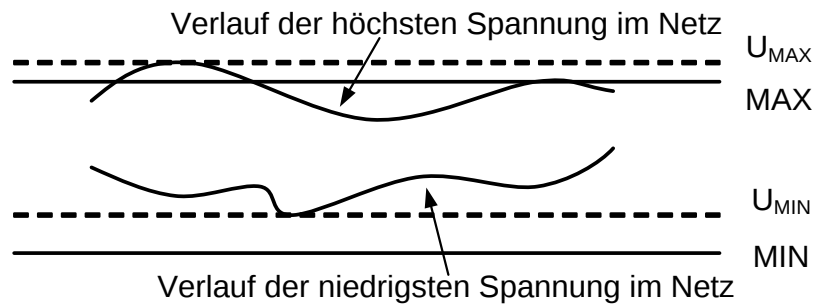


Abbildung 94: Dynamischer Regelungsbedarf

Bei negativem DRB ist ein Einhalten der Spannungsgrenzen mit einem konstanten Sollwert (über das ganze Jahr) für den Stufentransformator möglich. Um die durch den Stufenreglers verursachte Unschärfe zu berücksichtigen wird $-\Delta U_{TAP}$ (entspricht der Spannungsänderung infolge einer Stufung) statt mit Null verglichen.

Der Wert gibt gleichzeitig an, wie viele Prozent des Spannungsbandes noch als Reserve verfügbar sind, falls es tatsächlich eine Reserve gibt.

Folgende Berechnungen liegen dem DRB zugrunde:

$$u_{MAX}(t) = \text{MAX} \{u_k(t), k = 1..n\} \quad (6)$$

$$u_{MIN}(t) = \text{MIN} \{u_k(t), k = 1..n\} \quad (7)$$

$$U_{MAX} = \text{MAX} \{u_{MAX}(t), t = 0..35040\} \quad (8)$$

$$U_{MIN} = \text{MIN} \{u_{MIN}(t), t = 0..35040\} \quad (9)$$

$$\text{DRB} = (U_{MAX} - U_{MIN}) - (\text{MAX} - \text{MIN}) \quad (10)$$

$u_{MAX}(t)$...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

Lokale Spannungsregelung

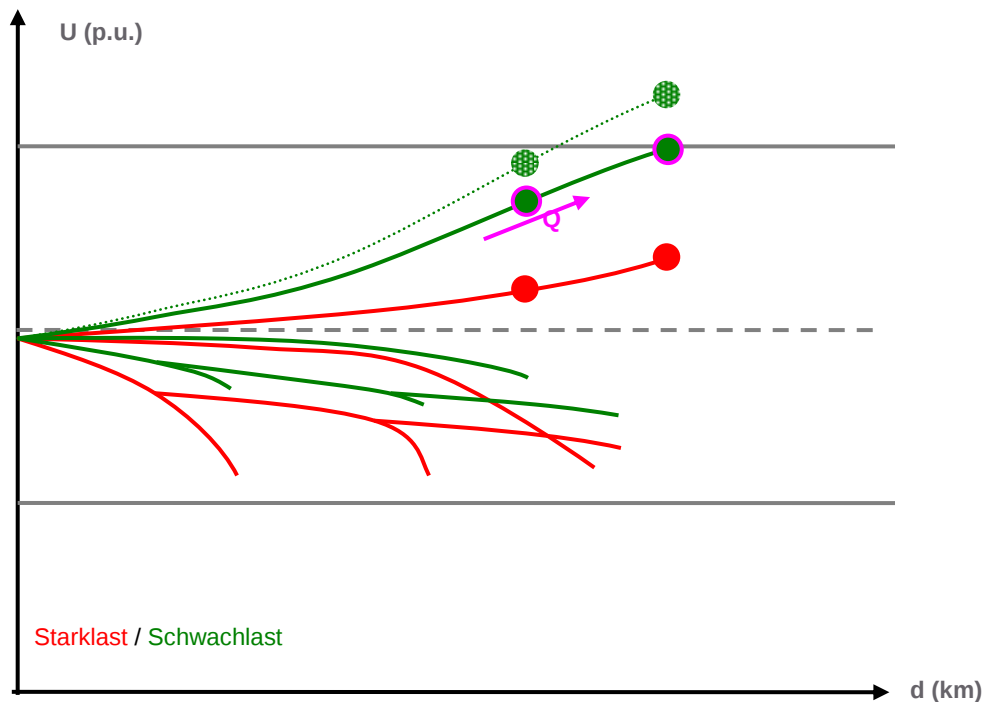


Abbildung 95: Beispiel für Spannungsfalldiagramm eines Netzes, bei welchem die lokale Spannungsregelung das geeignete Mittel ist

Abbildung 95 stellt beispielhaft ein Netz für welches eine lokale Spannungsregelung notwendig wäre, um die Spannung innerhalb der Grenzen zu halten, dar. In der Abbildung sieht man, dass es durch eine Verschiebung des gesamten Spannungsfalldiagramm (welche eine Stufenschaltung entsprechen würde) nach unten nicht möglich ist die Überspannungssituation zu lösen ohne einer Unterspannung zu verursachen. Die benötigte lokale Spannungsregelung muss auf Basis eines Blindleistungsbezugs und gegeben falls durch einer Begrenzung der Wirkleistungseinspeisung bei der Anlage, welche die Überspannung verursacht, erfolgen.

Für die Bestimmung, ob das Regelungskonzept „Lokale Spannungsregelung“ für das jeweilige Netz ein geeignetes ist, ist der lokale Regelungsbedarf (LRB) die Entscheidungsgröße.

Lokaler Regelungsbedarf (LRB)

Mit Hilfe des lokalen Regelungsbedarfs (9) wird abgeschätzt ob die Fernregelung im Stande oder nicht mehr im Stande ist, die Spannung innerhalb der Grenzwerte zu halten und somit eine lokale Maßnahme notwendig ist.

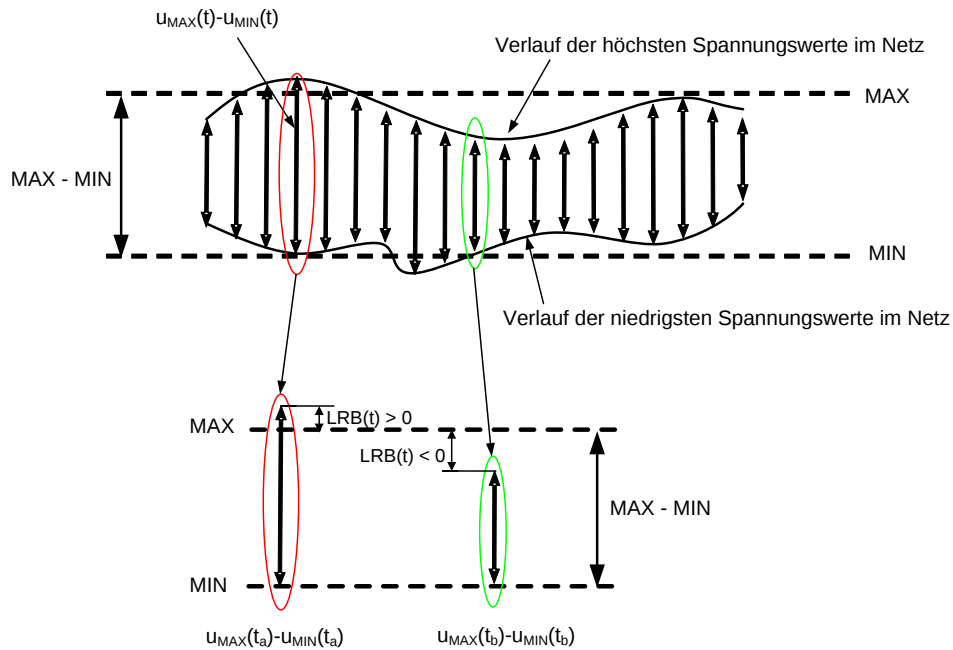


Abbildung 96: Lokaler Regelungsbedarf

Der Wert $LRB(t)$ (11) 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 $LRBMAX$ (12) ist definiert als der Maximalwert des $LRB(t)$ im Verlauf eines Jahres. Ist dessen Wert positiv, kann die Einhaltung der Spannungsgrenzen anhand der Fernregelung nicht möglich (d.h. es herrscht lokaler Spannungsregelungsbedarf – siehe Abbildung 96). In diesem Fall muss eine lokale Maßnahme zur Spannungshaltung eingesetzt werden.

Der lokale Regelungsbedarf errechnet sich zu:

$$LRB(t) = (u_{MAX}(t) - u_{MIN}(t)) - (MAX - MIN) \quad (11)$$

$$LRBMAX = \max \{ LRB(t), t = 1..35040 \} \quad (12)$$

Koordinierte Spannungsregelung

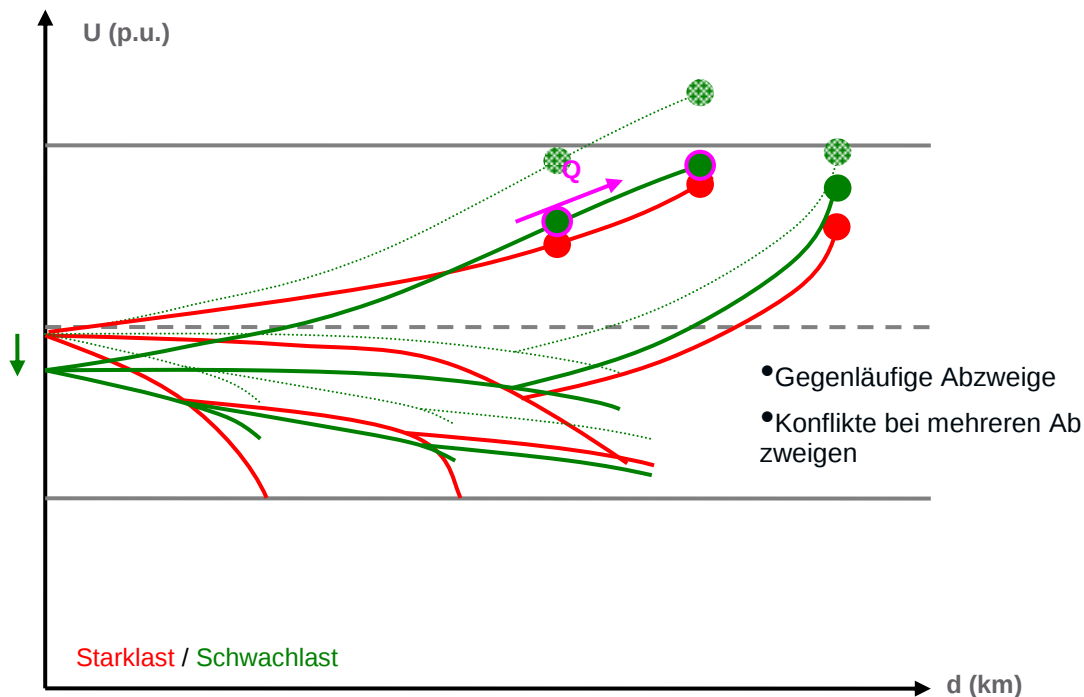


Abbildung 97: Beispiel für Spannungsfalldiagramm wo die koordinierte Spannungsregelung möglich ist

Abbildung 97 stellt beispielhaft ein Netz für welches sowohl ein Beitrag des Stufenregler (Fernregelung) sowie Beiträge einer oder mehrerer Erzeugungsanlagen notwendig sind (koordinierte Spannungsregelung) dar. In der Abbildung sieht man, dass es durch eine Verschiebung des gesamten Spannungsfalldiagramms (entspricht einer Stufenschaltung) nach unten die Überspannungssituation teilweise entschärft werden kann. Weitere lokale Maßnahmen sind aber notwendig um die Spannung unterhalb der Obergrenzen zu halten. Die benötigte lokale Spannungsregelung muss auf Basis eines Blindleistungsbezugs und gegeben falls durch einer Begrenzung der Wirkleistungseinspeisung bei den Anlagen, welche die Überspannung verursachen, erfolgen.

Der Vergleich zwischen dynamischem und lokalem Regelungsbedarf zeigt wie viel durch die Regelung des Stufenreglers (siehe Fernregelung) zusätzlich zur benötigten lokalen Spannungsregelung bei den Anlagen an denen Knoten Überspannungen auftreten gewonnen werden kann. Sind beide Regelungsbedarfe ähnlich (weniger als einmal oder zweimal der Stufenhöhe), kann mit der übergeordneten Regelung des Stufenreglers kaum Spannungsband gewonnen werden können. Wird die koordinierte Regelung benötigt, erfolgt eine Abschätzung der notwendigen DEA-Beiträge (Einsatzprognose) auf Basis von Jahressimulationen.

Diese Methode stellt die komplexeste Lösung dar. Darin erfolgt eine koordinierte Spannungsregelung durch Verbindung der zentralen Spannungsregelung über den Stufentransformator (Fernregelung) unter Zuhilfenahme von Messdaten aus dem Netz mit der lokalen Wirk- und Blindleistungsregelung.

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.

Um zu gewährleisten, dass sich einzelnen Anlagen bei der Regelung nicht gegenseitig beeinflussen, wird eine Optimierung des Anlageneinsatzes durchgeführt. Diese wird auf Basis einer so genannten

Beitragsmatrix (Einfluss jeder Erzeugungsanlage auf jeden kritischen Knoten) im Regelalgorithmus in der zentralen Steuereinheit im Umspannwerk (Central Voltage Control Unit – CVCU) implementiert.

In diesem Fall sind die Anforderungen an die Kommunikationsinfrastruktur höher. Es erfolgt ein bidirektionaler Datenfluss zwischen der zentralen Steuereinheit und den Messstellen im Netz bzw. den geregelten dezentralen Erzeugungseinheiten.

Für die koordinierte U-Regelung wird die Beitragsmatrix aller vorhandenen DEA (dezentraler Energieerzeugungsanlagen) berechnet.

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.

Für die koordinierte Spannungsregelung werden alle Anlagen durch geeignete Optimierung deren Einsatzes berücksichtigt. Dabei werden nur jene Anlagen berücksichtigt die auch einen signifikanten Einfluss auf die Spannungshöhe haben.

Die Struktur der Beitragsmatrix ist in Abbildung 98 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.

$$\begin{array}{c} \frac{\partial U}{\partial P} \\ \left[\begin{array}{cccc} a_{P|1,1} & a_{P|1,2} & \cdots & a_{P|1,m} \\ a_{P|2,1} & a_{P|2,2} & \cdots & a_{P|2,m} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ a_{P|n,1} & a_{P|n,2} & \cdots & a_{P|n,m} \end{array} \right] \end{array} \quad \begin{array}{c} \frac{\partial U}{\partial Q} \\ \left[\begin{array}{cccc} a_{Q|1,1} & a_{Q|1,2} & \cdots & a_{Q|1,m} \\ a_{Q|2,1} & a_{Q|2,2} & \cdots & a_{Q|2,m} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ a_{Q|n,1} & a_{Q|n,2} & \cdots & a_{Q|n,m} \end{array} \right] \end{array}$$

Abbildung 98: P-Beitragsmatrix und Q-Beitragsmatrix

Abschätzung der mögliche Beiträge der dezentralen Energieerzeugungsanlagen zur Spannungsregelung

Mittels geeignet gewählten Optimierkriteriums wird nun bestimmt, welche Anlagen zur Regelung herangezogen werden müssen, um das Regelziel zu erreichen. Im Optimierkriterium geht als Zielfunktion die Summe der Gesamtbeträge der Blindleistungen der regelbaren Anlagen hinein. Die Einhaltung des Spannungsbandes stellt eine notwendige Nebenbedingung dar, ebenso wie die Einhaltung der Betriebsgrenzen (Scheinleistungsgrenze, sowie Leistungsfaktorgrenze). Damit ergibt sich für das Blindleistungsmanagement:

Minimiere

$$\sum_i^{n_{DG}} |Q_i|$$

unter der Randbedingung

$$0.94 < \begin{bmatrix} U_{CN1} \\ U_{CN2} \\ \vdots \\ U_{CNn} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \Delta U_{CN1} \\ \Delta U_{CN2} \\ \vdots \\ \Delta U_{CNn} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} U_{CN1} \\ U_{CN2} \\ \vdots \\ U_{CNn} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} a_{Q|1,1} & a_{Q|1,2} & \cdots & a_{Q|1,m} \\ a_{Q|2,1} & a_{Q|2,2} & \cdots & a_{Q|2,m} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ a_{Q|n,1} & a_{Q|n,2} & \cdots & a_{Q|n,m} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta Q_1 \\ \Delta Q_2 \\ \vdots \\ \Delta Q_m \end{bmatrix} < 1.03$$

und

$$|Q_i| \leq P_i \tan(\arccos(0.9))$$

$$|Q_i| \leq \sqrt{S_{i,\max}^2 - P_i^2}$$

Da zu Beginn der Planung nicht bekannt ist, welche die geringste Zahl der Anlagen ist, die tatsächlich zur Regelung herangezogen werden muss, um die Spannungsgrenzen einzuhalten, kann in der Planung so vorgegangen werden, dass zunächst alle Anlagen in das Regelkonzept eingebunden werden und dann schrittweise die Anzahl der Anlagen reduziert wird, um die minimale Anzahl von Anlagen zu finden, welche gerade noch ausreichen, um die Spannungen über das Jahr im erforderlichen Band zu halten.

Die koordinierte Regelung könnte noch um die Wirkleistungsregelung erweitert werden, hierbei würde das Optimierungskriterium leicht abgewandelt werden müssen.

Als besondere Maßnahme zur Spannungsregelung sei zu guter Letzt noch auf die Möglichkeit des Einsatzes eines Längsreglers verwiesen. Er erweist sich immer dann vorteilhaft, wenn es einen Abzweig mit einer stark ausgeprägten Charakteristik gibt. An geeigneter Stelle im Abzweig kann dann ein Längsregler eingebracht werden, so dass insgesamt das Problem wieder gelöst werden kann.

Einsatz eines Längsreglers

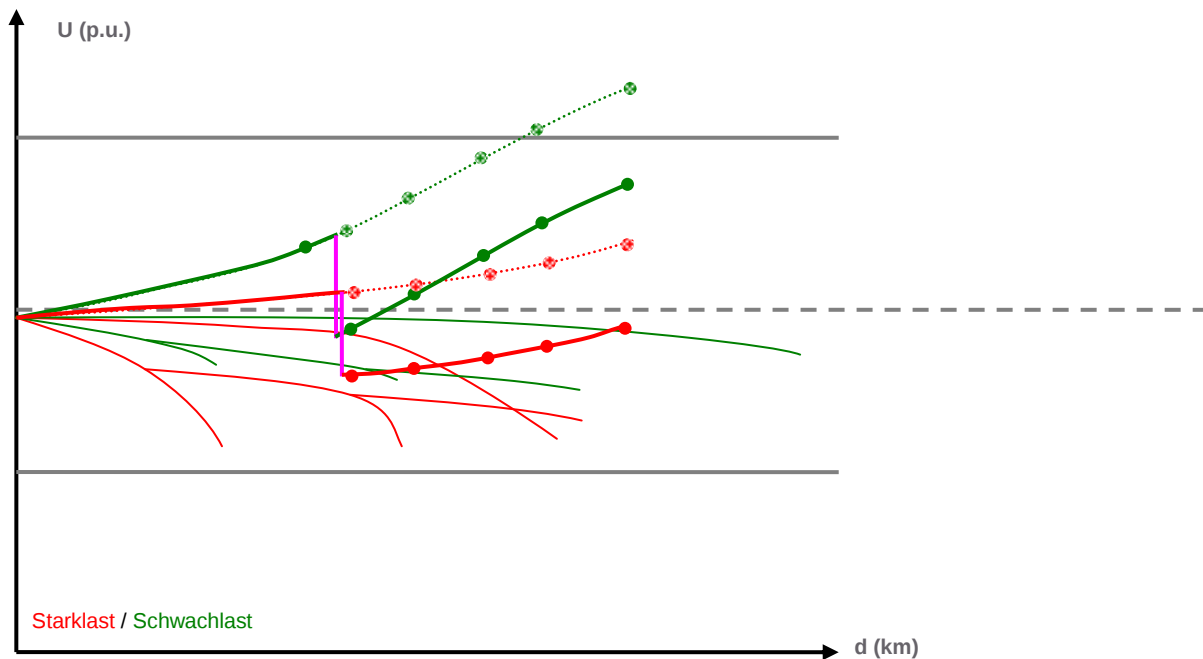


Abbildung 99: Beispiel für Spannungsfalldiagramm für ein Energienetz, bei welchem ein Längsregler eine sinnvolle Lösung darstellt

Abbildung 99 stellt beispielhaft ein Netz dar, für welches der Einsatz eines Längsreglers geeignet ist. In der Abbildung ist zu sehen, dass nur ein Abzweig durch hohe Erzeugung geprägt ist, was zu einer Verletzung der Oberg Spannungsgrenze bei Schwachlast führen kann. In einer solchen Situation kann der Einsatz eines Längsreglers durchaus interessant sein.

Ist der Einsatz eines Längsreglers angedacht, muss dieser dimensioniert und platziert werden. Die Platzierung erfolgt anhand des Spannungsfalldiagramm für die Worst Case Situation (Schwachlast ohne Erzeugung) oder für den Zeitpunkt des Jahres, zu welchem der lokale Regelungsbedarf am höchsten ist. Um einen möglichst großen Effekt zu erreichen, soll der Längsregler ca. bei der elektrischen Hälfte des betrachteten Abzweigs platziert werden. Für die Auslegung wird der höchst auftretende Lastfluss genommen und mit einer Reserve (für eventuellen Zuwachs) verwendet werden.

Im strengen Sinn des Wortes ist der Längsregler kein Regler, wenn nicht der Stufensteller des Längsreglers in Abhängigkeit von gemessenen Größen verändert wird, was hier nicht unbedingt angedacht ist.

2.2.2 Anwendung der Planungsmethode für die Fallstudie DemoNetz VKW

Zur beispielhaften Erläuterung der vollständigen Planungsmethode wird das DemoNetz VKW mit seinen Jahresprofilen herangezogen.

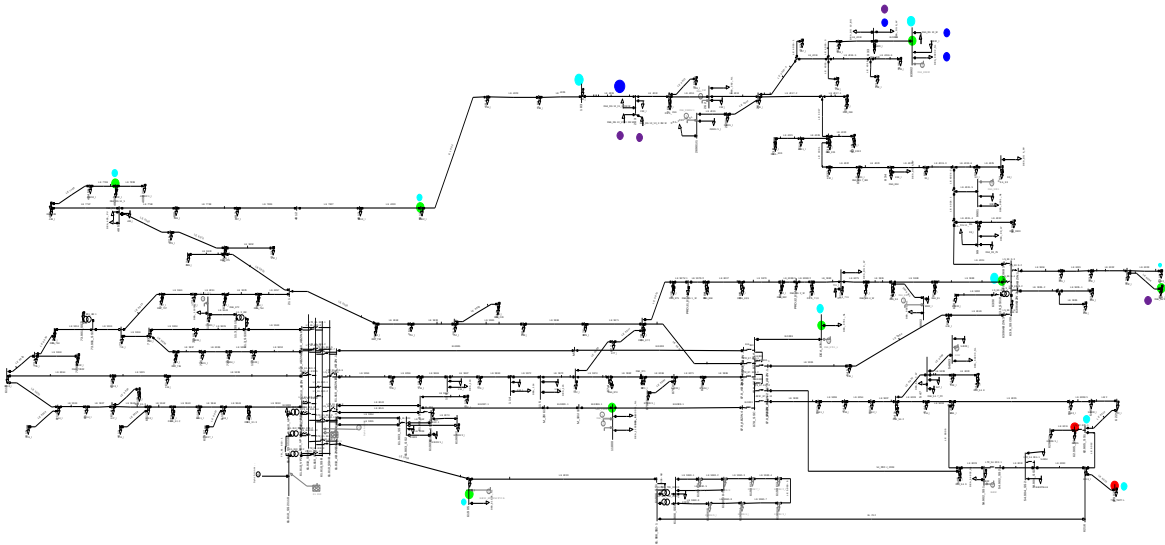


Abbildung 100: Topologie des betrachteten Netzes

2.2.2.1 Beschreibung des Netzes

Der betrachtete Netzabschnitt (Abbildung 100) 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 Stromeinspeisung. Bei der Planung des Einsatzes der Regelungskonzepte wurde folgende Schritte gesetzt:

1. Zuerst wurden die kritischen Knoten und ihre Anzahl im Netz ermittelt (Diese müssen dann bei der Umsetzung mit Spannungsmesseinrichtungen versehen werden)
2. Dann wurden die Spannungsfalldiagramme anhand der Zeitpunkte der Extremwerte der Spannungen der kritischen Knoten bestimmt (höchste und niedrigste Spannungswerte im betrachteten Netz).
3. Damit kann bestimmt werden, welche Spannungsregelungsart für das hier vorliegende Problem am besten geeignet ist.

Zunächst wurden die Anlagen, die sich an der Regelung beteiligen, ermittelt. Dies bedeutet die Berechnung des Regelungsbedarfs (dieser Bedarf muss dann durch Blindleistungsregelung befriedigt werden). Basierend auf einer ersten groben Abschätzung erfolgt eine Ermittlung der Dringlichkeit des Spannungsproblems (Ohne Lastprofil → Worst-Case Annahmen: 4 Momentaufnahmen (grob)) und anschließend aus Lastflussberechnungen mit hinterlegten Lastprofilen (Jahressimulationen) eine feine Abschätzung der Eignung der verschiedenen Spannungsregelungsmethoden

Eine Analyse der Spannungsverhältnisse wird dann auf der Basis einer Jahressimulation durchgeführt. Dabei werden die Spannungsfalldiagramme zu gewissen Zeitpunkten (jene mit den höchsten bzw. niedrigsten Spannungswerte an kritischen Knoten) ermittelt.

2.2.2.2 Bestimmung der kritischen Knoten

Wie bereits in Kapitel 2.2.1.2 beschrieben, werden zunächst mittels einer Jahressimulation die kritischen Knoten mittels der Clustering Technik ermittelt.

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 101 und Abbildung 102 dargestellt und in Tabelle 11 und Tabelle 12 aufgelistet.

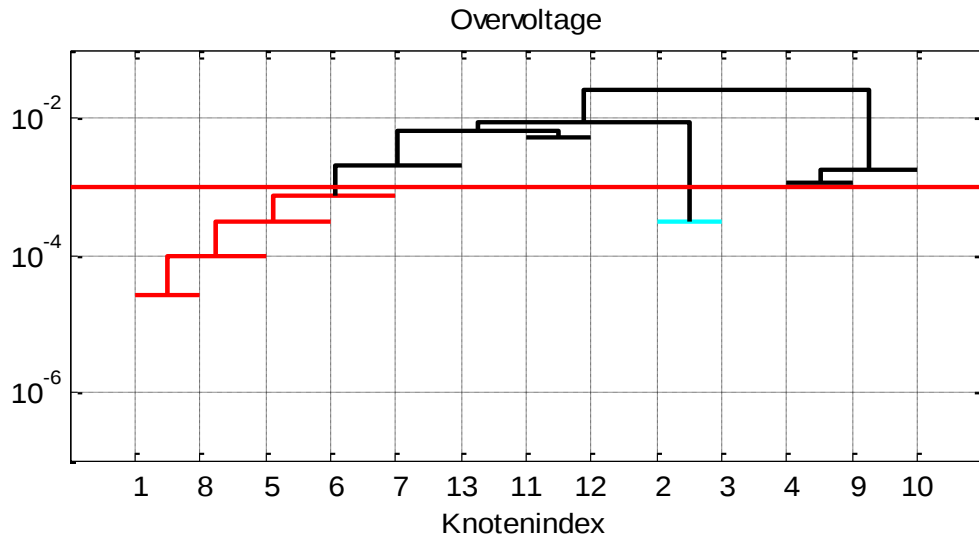


Abbildung 101: Gruppierung der kritischen Überspannungsknoten

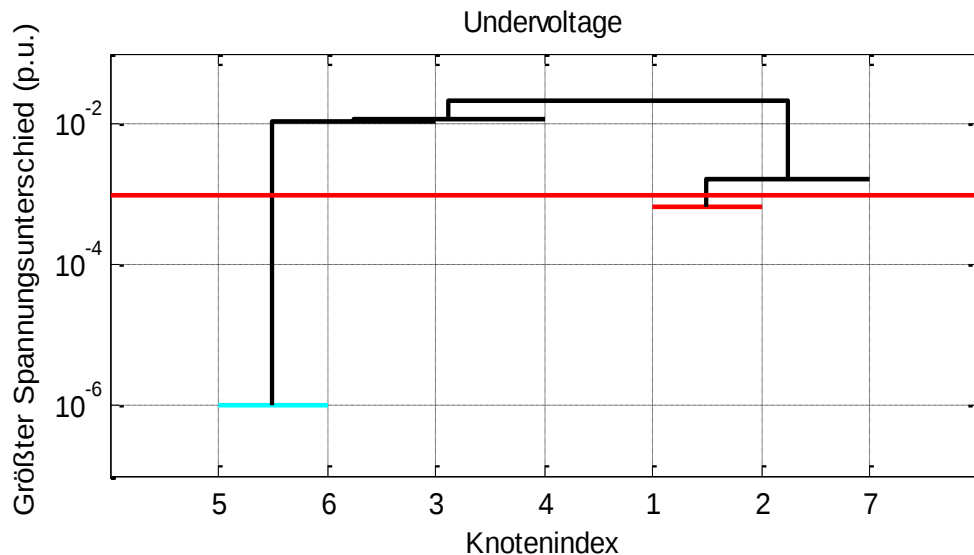


Abbildung 102: Gruppierung der kritischen Unterspannungsknoten

Wie aus Abbildung 101 ersichtlich können die 13 „extremen Knoten“ mit einer tendenziell hohen Spannung in 8 Gruppen zusammengefasst werden (mit einer Toleranz von 0,1 %). Wie aus Abbildung 102 ersichtlich können die 7 „extremen Knoten“ mit einer tendenziell tiefen Spannung in 5 Gruppen zusammengefasst werden (mit einer Toleranz von 0,1 %).

Tabelle 11:Unterspannungsknoten

(Fett: ausgewählte Knoten), DemoNetz VKW

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'

Tabelle 12: Überspannungsknoten

(Fett: ausgewählte Knoten), DemoNetz VKW

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'

2.2.2.3 Bedarf verschiedener Spannungsregelungskonzepte in Abhängigkeit der Spannungsbandeinschränkung

Nach der Bestimmung der kritischen Knoten wird nun, wie Abbildung 103 zeigt, der lokale Regelungsbedarf für das ganze Jahr bestimmt, um zu schätzen 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.

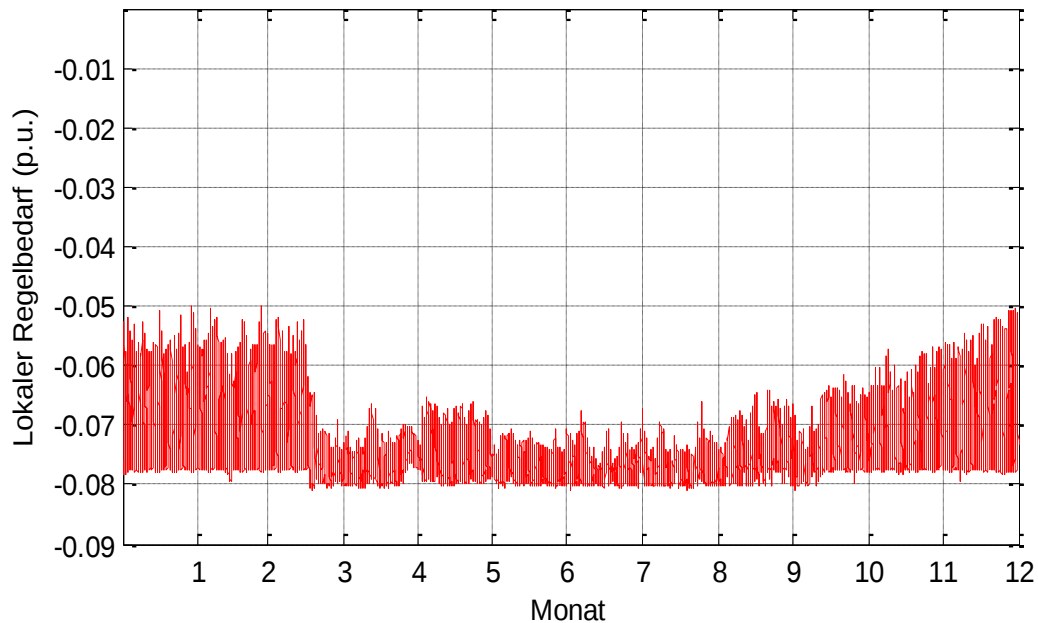


Abbildung 103: Lokaler Regelbedarf (p.u)

Die auf Simulation basierten Untersuchungen für den Verlauf des dynamischen bzw. lokalen Regelungsbedarfs liefern folgende Ergebnisse:

Bei einem Spannungsband von ca. 6,5 % (also eine Spannungsbandeinschränkung von 2,5 %) besteht tatsächlich ein dynamischer Regelungsbedarf und die Lösungsvariante „Fernregelung“ ist notwendig.

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.

2.2.2.4 Darstellung der Spannungsfalldiagramme

Im nächsten Schritt werden nun die Spannungsfalldiagramme für extreme Zeitpunkte für die weitere Auswahl des Spannungsregelungsverfahrens herangezogen.

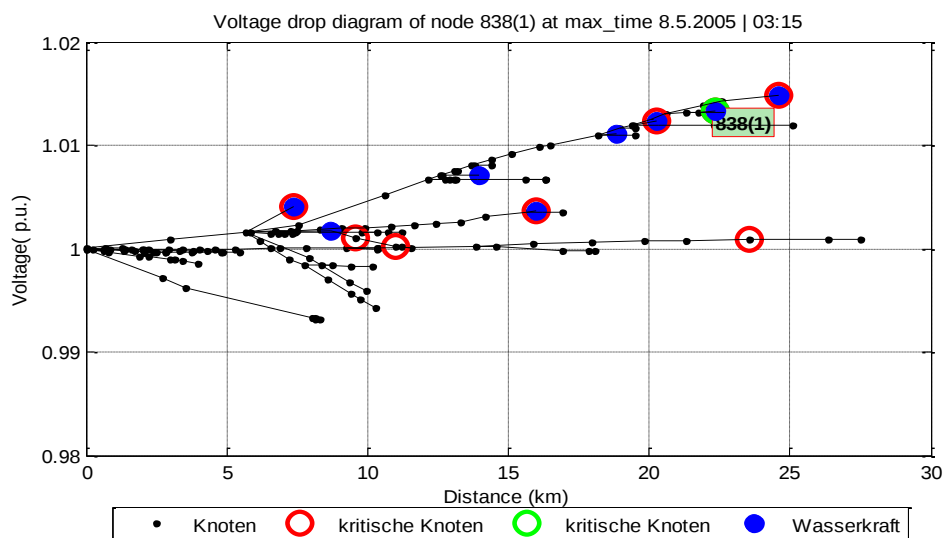


Abbildung 104: Spannungsfalldiagramm für den kritischen Knoten 838

Abbildung 19 zeigt das Spannungsfalldiagramm für den kritischen Knoten 838, zu jenem Zeitpunkt, an dem die höchste Spannung auftritt. In der Abbildung sind die kritischen Knoten mit roten Kreisen markiert und der untersuchte Knoten ist mit einem grünen Kreis markiert.

Die Knoten mit signifikanten Wasserkraftanlagen sind blau markiert. Jene Bereiche im Diagramm mit den höchsten Spannungswerten und den korrespondierenden Wasserkraftanlagen, geben einen Hinweis darauf, dass diese Anlagen auch die Fähigkeit haben über lokale Blindleistungsregelung bzw. auch über koordinierte Spannungsregelung zur Spannungshaltung beitragen zu können.

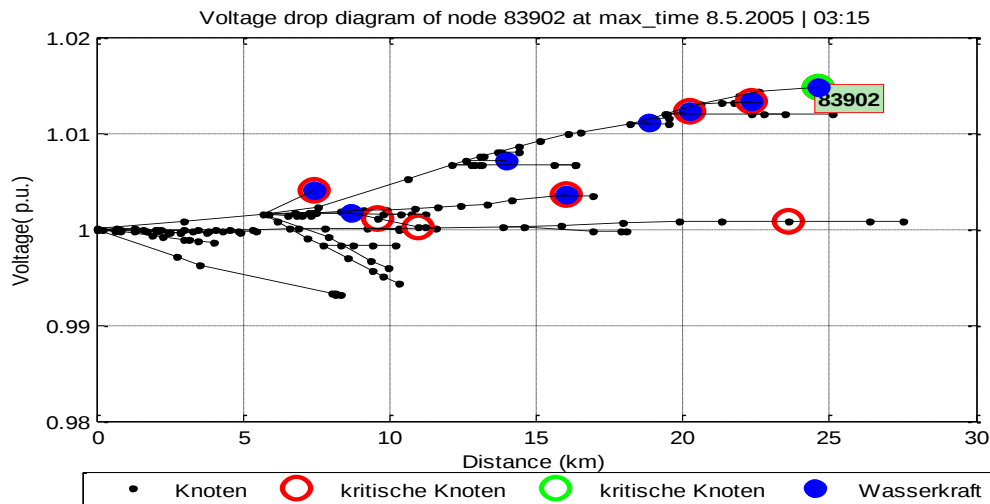


Abbildung 105: Spannungsfalldiagramm für den kritischen Knoten 83902

Abbildung 106 zeigt ein weiteres Beispiel für Spannungsfalldiagramme an den kritischen Knoten 83902 zu jenem Zeitpunkt, an dem die höchste Spannung an dem Knoten auftritt.

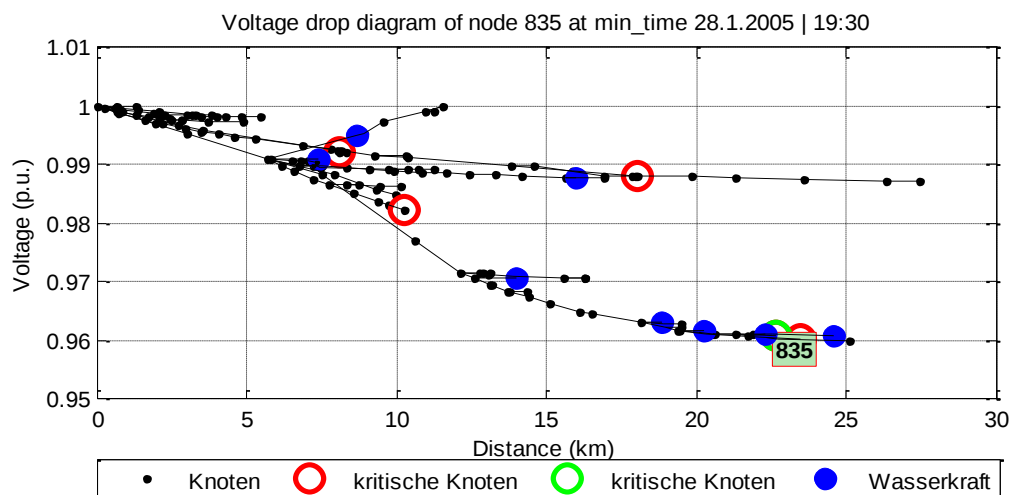


Abbildung 106: Spannungsfalldiagramm zur Zeit der niedrigsten Spannungswerte am kritischen Knoten 835

Abbildung 106 zeigt das Spannungsfalldiagramm für den kritischen Knoten 835 zu jenem Zeitpunkt, an dem die niedrigste Spannung an dem Knoten auftritt.

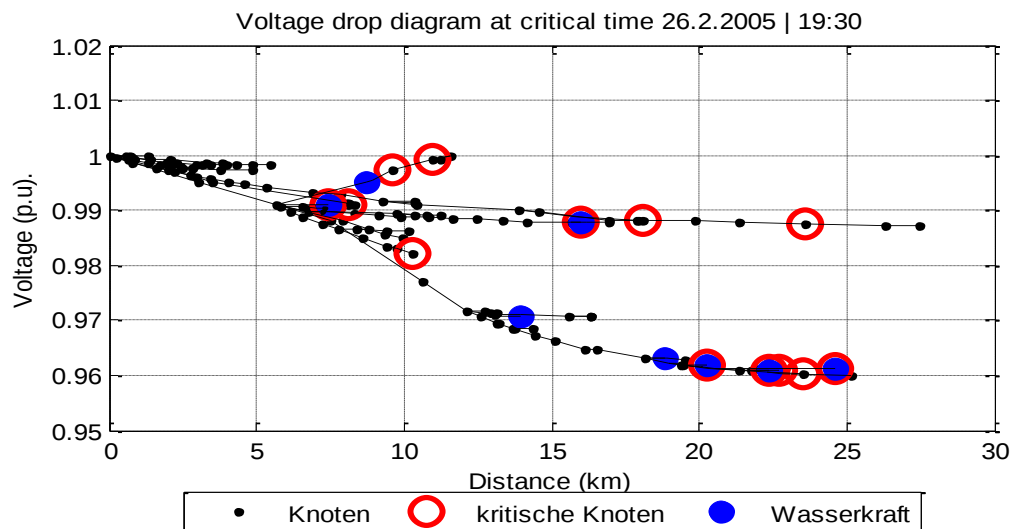


Abbildung 107: Spannungsfall Diagramm zur Zeit der höchsten Spannungswerte am kritischen Knoten 183

Abbildung 107 zeigt das Spannungsfalldiagramm zum Zeitpunkt der höchsten Beanspruchung des Netzes aus Sicht der Spannungshaltung. Der kritischste Zeitpunkt des Jahres ist am 26.2.2005 um 19:30 Uhr mit einem Spannungsunterschied von etwa 4%.

Folgende Lösungsansätze wären möglich: Einige der Anlagen können sich an einer lokalen oder auch koordinierte Spannungsregelung beteiligen. Ebenso wäre der Einsatz eines Längsreglers denkbar.

Aufgabe des Planungsverfahrens ist nicht nur, die konkret benötigte Blindleistungsproduktion (oder -verbrauch) der Erzeugungsanlagen abzuschätzen, sondern vielmehr überhaupt zu bestimmen, mit welcher minimalen Anzahl von regelbaren Erzeugungsanlagen das Regelziel (Einhaltung des Spannungsbandes) überhaupt erledigt werden kann.

Die Vorgehensweise ist die Folgende: Zunächst werden möglichst viele Anlagen in das Blindleistungsmanagement eingebunden und berechnet, wie hoch die einzelnen Anteile der Blindleistungsproduktion (- oder Verbrauch) der einzelnen Anlagen sind. Die meisten Anlagen liefern nur einen marginalen Anteil. Diese werden ausgeschlossen und nun verifiziert, ob das Regelziel mit einer verminderten Anzahl von regelbaren Erzeugungsanlagen auch erreicht werden kann.

Anlagen	MVAhr/Jahr
1	0
2	0
3	0
4	26
5	0
6	0
7	28
8	0.5
9	0
10	0
11	0
12	0
13	0
14	0
15	0
16	0
17	0
18	0
19	0
20	0
21	16

Tabelle 13: Liste der Erzeugungsanlagen des DemoNetzes VKW

In Tabelle 13 ist die Blindleistungsproduktion (bzw. Verbrauch) von 21 potentiell regelbarer Anlagen im DemoNetz VKW dargestellt. Es fällt auf, dass bis auf 4 Anlagen die meisten Anlagen keine nennenswerte Blindleistungsproduktion aufweisen.

In einem nächsten Schritt werden nur mehr die 4 Anlagen mit nennenswerten Beiträgen zur Blindleistungsregelung herangezogen und überprüft, ob das Regelziel „Einhaltung des Spannungsbandes“ immer noch erreicht werden kann. Evtl. kann die Anzahl der regelbaren noch von 4 auf 3 erniedrigt werden, da Anlage „8“ einen verhältnismäßig kleinen Blindleistungsbeitrag leistet.

Bei der Verifikation mit Blindleistungsregelung von 3 Anlagen stellt man jedoch fest, dass das Regelziel nicht zu allen Zeitpunkten erreicht wird und somit die Anzahl der regelbaren Anlagen bereits zu gering ist. Vorteil der Planungsmethode ist, dass man basierend auf einem Jahresprofil auch in etwa abschätzen kann, wie oft und wie lange dadurch Spannungsbandverletzungen auftreten. Insofern können die Kosten der Ausrüstung einer zusätzlichen Erzeugungsanlage für die Zwecke der Regelbarkeit den Nutzen der Verhinderung der Spannungsbandverletzung zu gewissem Zeitpunkte gegenüber gestellt werden.

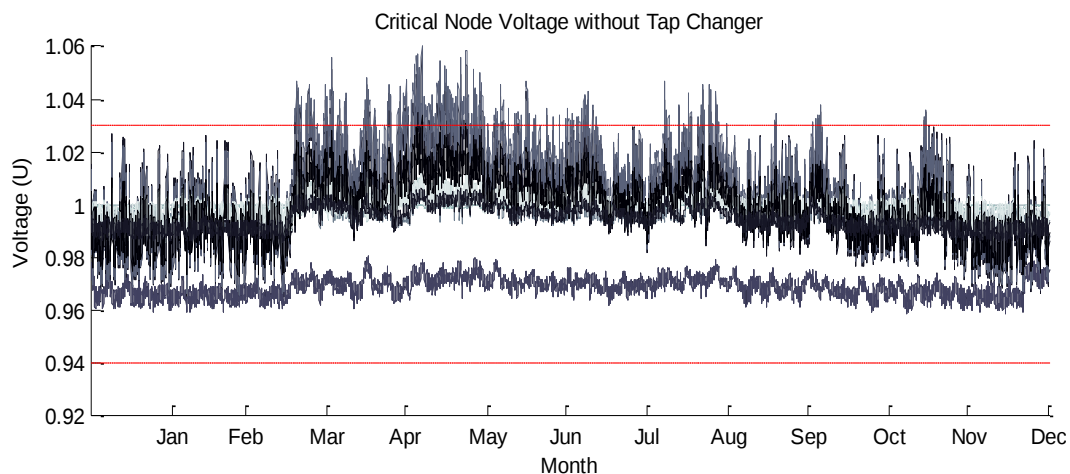


Abbildung 108: Verlauf der Spannungen in den kritischen Knoten ohne Regelung

Abbildung 108 zeigt die Spannungen an den kritischen Knoten ohne Q-Regelung für ein ganzes Jahr (die Spannungsgrenzen sind rot markiert). Daraus ist ersichtlich, dass eine Spannungsregelung dringend notwendig ist. Die Grenzwerte werden sowohl nach oben als auch nach unten verletzt.

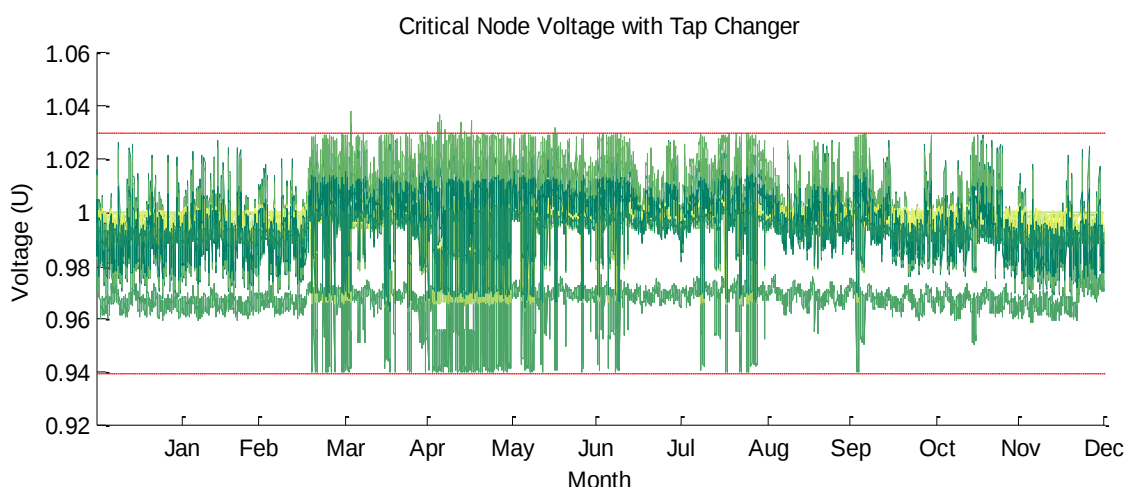


Abbildung 109: Spannungsverlauf an den kritischen Knoten mit Regelung am Stufentransformator

Abbildung 109 zeigt die Spannungsverläufe der kritischen Knoten nach der Entscheidung für die Spannungsregelung am Stufentransformator. Es ist ersichtlich, dass die Regelung mit OLTC Transformator (reine Fernregelung) zu einer deutlichen Verbesserung führte, aber nicht ausreichend ist und auch die Blindleistungsregelung herangezogen werden muss (siehe Abbildung 110).

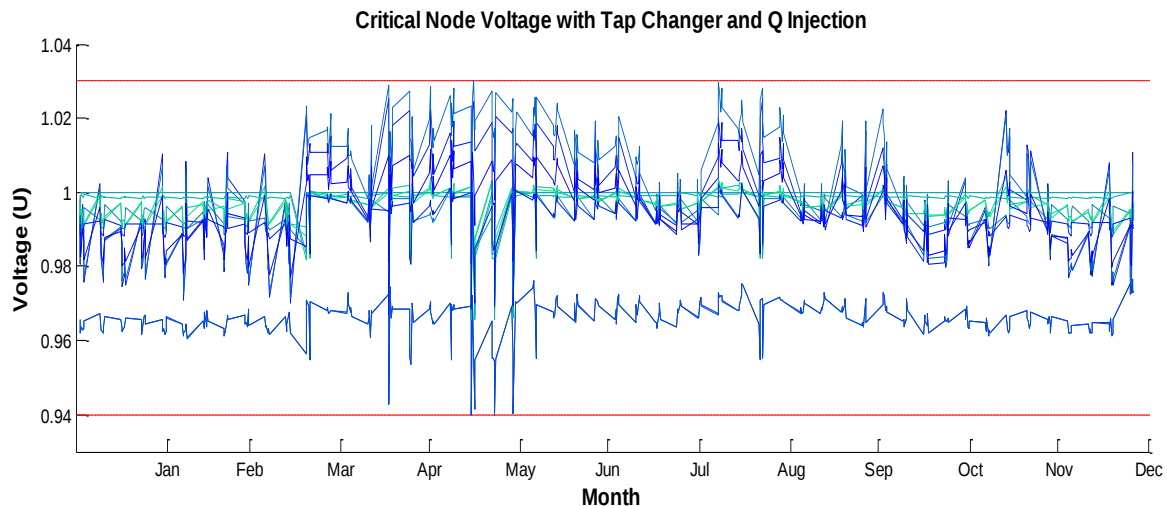


Abbildung 110: Spannungsverlauf an den kritischen Knoten mit Regelung (Stufentransformator und Q-Regelung)

Im nächsten Schritt wurden die ausgewählten Anlagen zur Q-Regelung herangezogen.

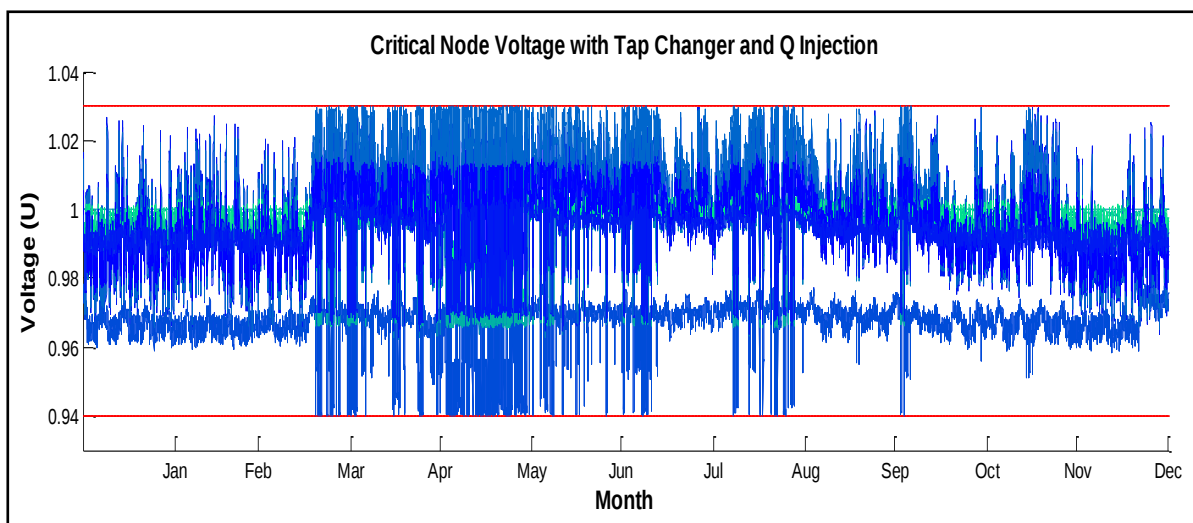


Abbildung 111: Verifizierung der beteiligten Anlagen zur Q-Regelung

Abbildung 111 zeigt den Verlauf der Spannungswerte an den kritischen Knoten. Es ist ersichtlich, dass die Spannungen im gesamten Jahresverlauf innerhalb der definierten Spannungsgrenzen gehalten werden können.

2.2.3 Workflow des Planungs- und Auswahlverfahrens

Zusammenfassend ist der Workflow des Planungs- und Auswahlverfahrens in Abbildung 112 dargestellt:

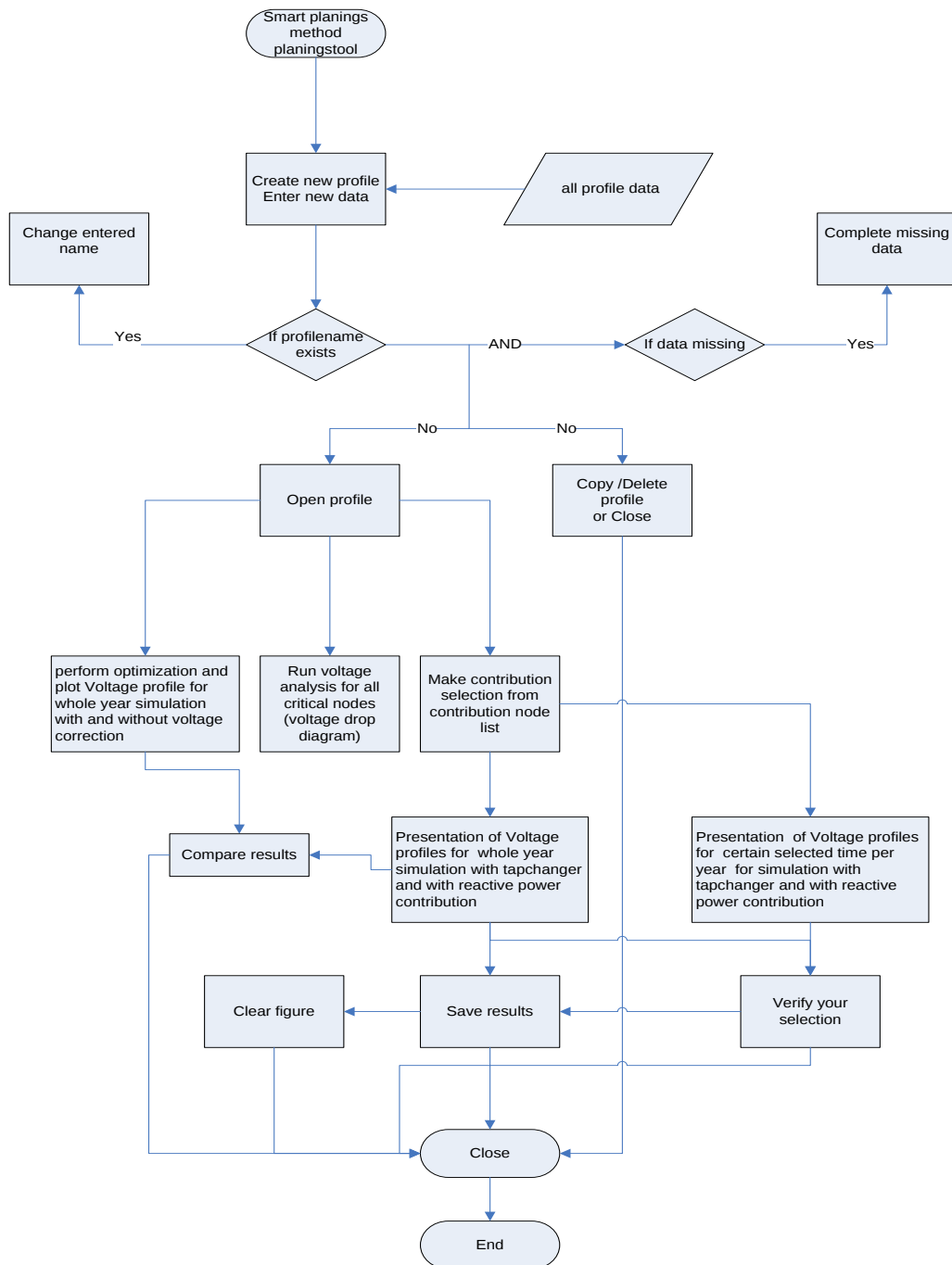


Abbildung 112: Workflowdiagramm der Planungsmethode

2.2.4 Implementierung des Planungs- und Auswahlverfahrens in ein Softwaretool

Die Easy Check Methode ist in einem Softwaretool (**Easychecker**) umgesetzt und wurde in MathWorks MATLAB modelliert.

2.2.4.1 Übergeordnetes Entwurfsprinzip

Das Easychecker Planungstool wurde entworfen, um dem Benutzer (in der Regel dem Netzbetreiber) bei der Auswahl und Planung der geeigneten Spannungsregelmethode in seinem Verteilnetz zu unterstützen.

Es können z.B. für das Blindleistungsmanagement verschiedene Erzeugungsanlagen zur Regelung herangezogen werden und deren Einfluss auf die Spannung der kritischen Knoten des Netzes untersucht werden.

Die Spannung der Knoten für ein ganzes Jahr zu berechnen, beansprucht sehr viel Zeit. Deshalb erlaubt das Easy Check Planungstool (beispielhaft) dem Benutzer, eine kleine Teilmenge der Daten zu analysieren, um eine allgemeine Vorstellung über die Wirkung verschiedener Beitragsarten (Stichwort Blindleistungsmanagement, Reduzierung der Wirkleistung) zu erhalten. Diese Auswahl kann in der Gesamtjahressimulation überprüft.

Ein Easychecker Profil ist eine besondere Datenmenge, die von anderen Skripten, die von DigSILENT laufen zusammen mit den wichtigsten Konstanten, wie die untere und obere Spannungsgrenze abgeleitet wird. Jedes Profil wird in einer separaten Datei im Arbeitsverzeichnis gespeichert.

2.2.4.2 Software-Übersicht

Easychecker besteht aus zwei Arten von Komponenten: Skripte, die einzelnen GUI's, die dem Benutzer präsentiert werden, und Klassen, die von den Skripten verwendet werden. Die Klassen dienen dazu, nützliche Datenmodelle zu liefern, die Validierung von Daten, Verarbeitung und Analyse einzukapseln um das Design und die Wartung des Skripts zu erleichtern.

Die Software beinhaltet die folgenden Klassen, deren Klassendiagramm in (Abbildung 113) gezeigt wird:

Klasse (easycheckprofile): Diese Klasse modelliert ein **Easy Check** Profil. Es beinhaltet statische Methoden zum Auflisten und Löschen von gespeicherten Profilen. Sein Konstruktor nimmt unterschiedliche Formen, entweder für die Schaffung oder das Kopieren eines bestehenden Profils, an. Schließlich enthält sie alle Methoden für die Analyse, das Zurückgeben und das Darstellen der resultierenden wichtigen Daten.

Klasse (SparseliterationSpec): Diese Klasse erlaubt dem Programmierer eine Teilmenge der Knotenspannungen aus den Daten einer Jahressimulation auszuwählen. Sie ermöglicht die Auswahl von bestimmten Tagen der Woche, Stunden des Tages und Monate des Jahres, und erzeugt dann aus diesem einen Vektor der diese Teilmenge der Daten darstellt.

Klasse(ContributionSelection): Diese Klasse modelliert eine bestimmte Beitragsauswahl, dh. welche Beitragsknoten sind aktiv und zu welchem Leistungsfaktor.



Abbildung 113:Klassen Diagramm für die Haupttoolklassen

Die Software beinhaltet die folgenden Skripten:

easycheck: Dies ist das Hauptfenster (Abbildung 114) des Programms und Skripts, dass der Benutzer ausführen soll, um es zu starten. Es enthält eine Liste der gespeicherten EasyCheck Profile. Von dort kann ein Benutzer Profile hinzufügen, entfernen und kopieren.

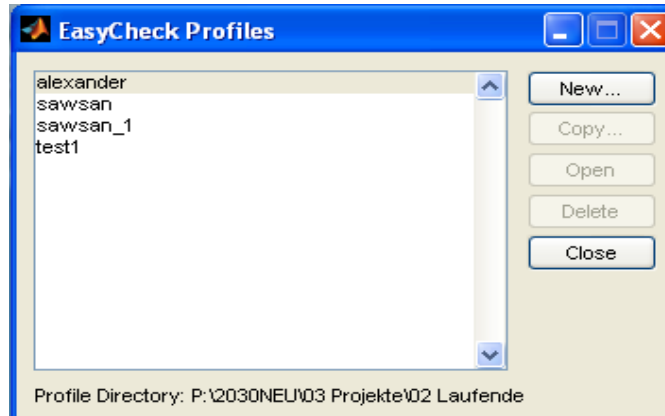


Abbildung 114: Fenster easycheck

easycheck_new_profile: Dieses Fenster ermöglicht dem Benutzer ein neues EasyCheck Profil zu erstellen (Abbildung 115). Der Benutzer muss einen eindeutigen Namen geben, mehrere Konstanten, und schließlich den Pfad zu den MATLAB- Dateien angeben, wo die erforderlichen Daten gespeichert sind.

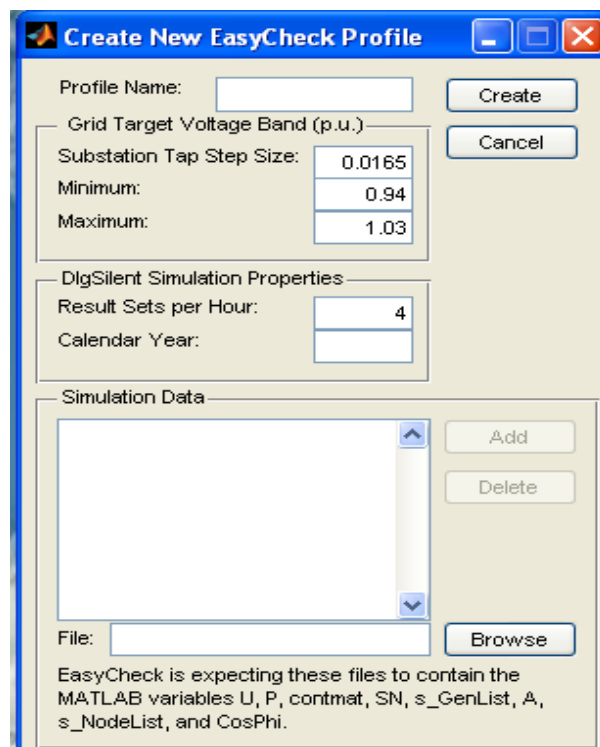


Abbildung 115: Fenster easycheck_new_profile

easycheck_copy_profile: Dieses Fenster ermöglicht dem Benutzer, ein Profil zu kopieren (Abbildung 116). Dabei können die Konstanten wie untere und obere Spannungsgrenze und Tap Changer Step geändert werden.

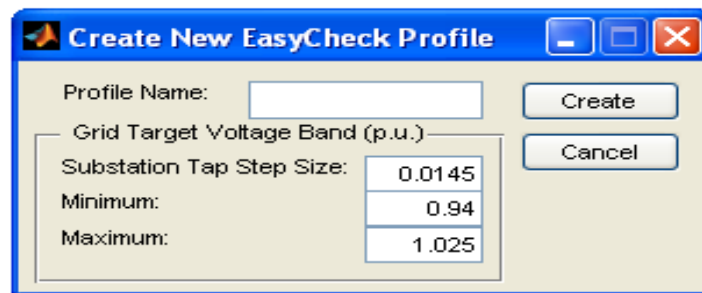


Abbildung 116: Fenster easycheck_copy_profile

easycheck_design: Dies ist das Hauptfenster (Abbildung 117). Es erlaubt dem Benutzer unterschiedlichen Beitragsknoten auszuwählen, ein Vorschau der Wirkung auf die Netzspannung, die aktuelle Iteration Spezifikation (sparse iteration specification) und schließlich die Überprüfung des Beitrages über die Daten des gesamten Jahres.

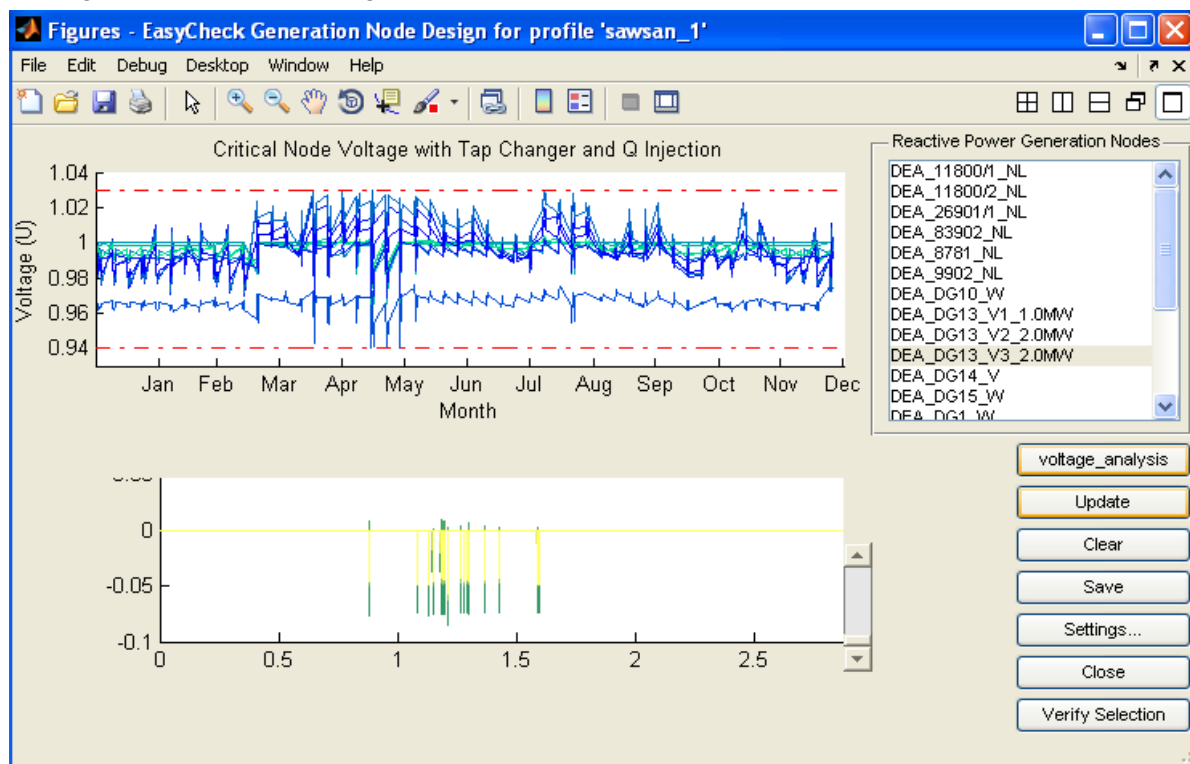


Abbildung 117: Fenster easycheck_design

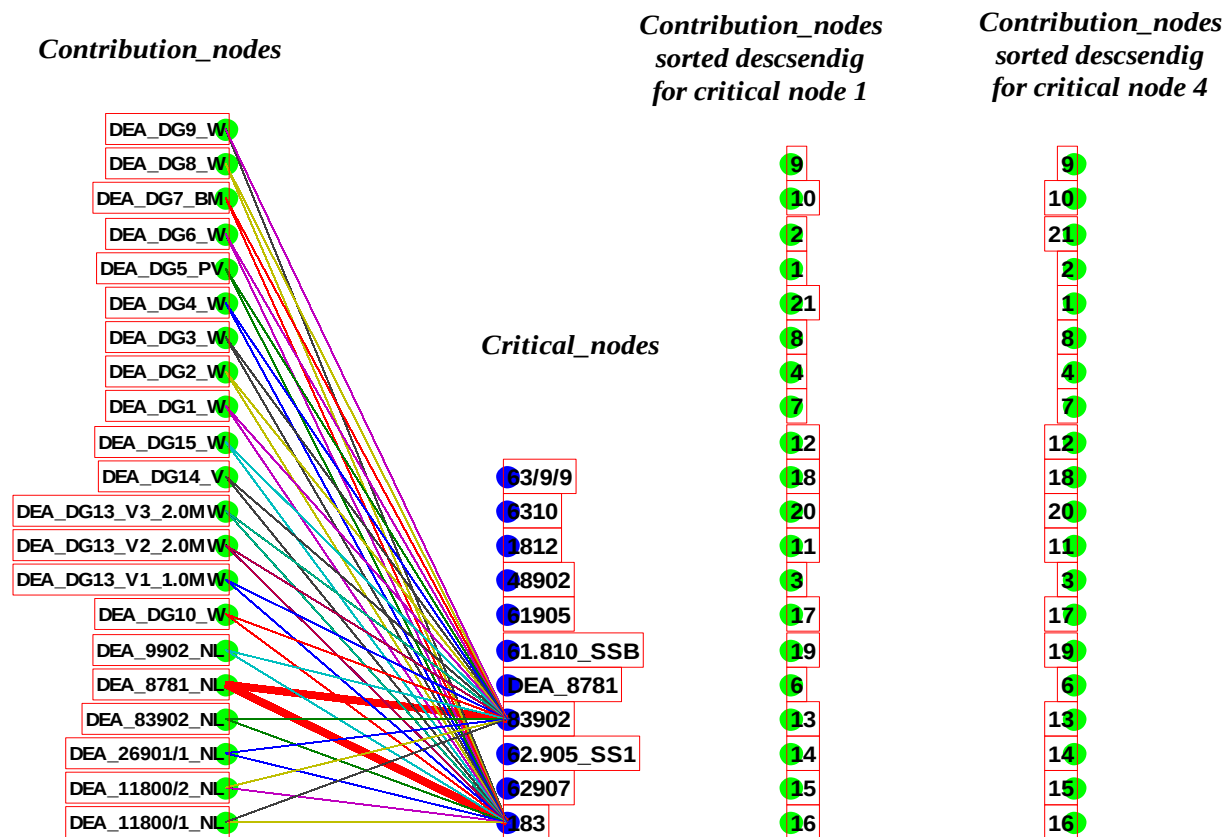


Abbildung 118: Die DEA Beiträge kritischen (im Sinne der Einhaltung des Spannungsbandes) Knoten

Abbildung 118 stellt die Beiträge aller dezentralen Erzeugungsanlagen zu den verletzten Kritischen Knoten zu gewisse Zeit in eine absteigende Reihenfolge.

Hier sind die Spannungsgrenze bei Knoten 1 & 4 verletzt und die Anlage der höchste Beitrag zu diesen Knoten hat, ist Anlage Nr. 5 (DEA_8781_NL).

easycheck_design_settings: Dieses Fenster ist vom wir vom Design Fenster aus geöffnet (Abbildung 119). Es ermöglicht dem Benutzer, verschiedene Datensätze zu zeigen und zu verstecken, sowie die Iteration Spezifikation, die das Design-Fenster benutzt, zu ändern.

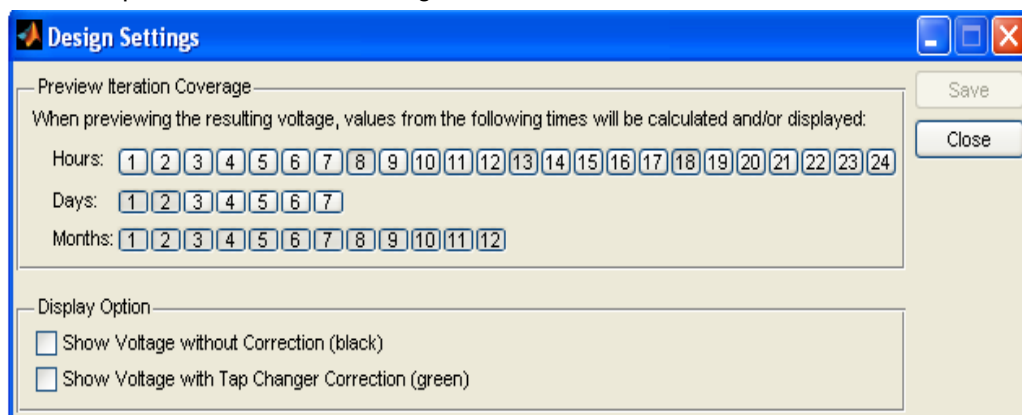


Abbildung 119: Fenster easycheck_design_settings

Voltage_analysis: Dieses Skript ermöglicht dem Benutzer die Jahressimulationsdaten ohne Regelung und mit Regelung zu analysieren, die kritischen Knoten zu definieren (Unterspannungsknoten und

Überspannungsknoten), den Regelbedarf zu bestimmen und die Spannungsfalldiagramme für alle kritischen Knoten darzustellen.

Dieses Skript führt folgende Berechnungen durch:

- Ermittlung der kritischen Knoten
- Schätzung des lokalen Regelbedarfs
- Darstellung der Spannungsfall-Diagramme zu kritischen Zeitpunkte
- Darstellung der Spannungsfall-Diagramme bei maximaler Spannung an den jeweiligen kritischen Knoten
- Darstellung der Spannungsfall Diagramme bei minimaler Spannung an den jeweiligen kritischen Knoten

Es basiert auf einer Jahressimulation mit DigSILENT Power Factory.

2.2.5 Schlussfolgerungen und Ausblick zur „Easy Check Methode“

Das EasyCheck Verfahren dient zur vereinfachten Planung und Analyse des Einsatzes der entwickelten Spannungsregelungskonzepte. Es wird dabei unterstellt, dass die dafür notwendigen Daten zur Verfügung stehen. Derzeit ist die Generierung der für die Analyse notwendigen Daten aus einer numerischen Lastflusssimulation jedoch noch mit einem sehr hohen Aufwand für den Netzbetreiber verbunden, da sie ihm gewöhnlich nicht direkt zur Verfügung stehen. Hauptsächlich betrifft dies die Verfügbarkeit von Jahresprofilen von Erzeugern und Lasten mit einer Leistung von <50 kW und einem Energieverbrauch von <100000 kWh. Für derartige Lasten ist keine Lastprofilmessungen notwendig sind und somit die Profile mit viel Aufwand aus den Jahresenergieverbräuchen und einer Übersicht der Lasttypen auf synthetische Lastprofile normiert generiert werden muss. Des Weiteren müssen diese Lasten mit ihren Profilen in eine dynamische Lastflusssimulation integriert werden, um daraus die Spannungsverläufe in allen Knoten zu berechnen, die die Grundlage für das EasyCheck Verfahren darstellen.

Für die breite Anwendung des EasyCheck Verfahrens außerhalb von Forschungsprojekten muss daher noch geklärt werden, wie die dafür notwendigen Daten vereinfacht generiert werden können.

3 ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

3.1 Schlussfolgerungen zu den Projektergebnissen

3.1.1 „Toolbox“ von ausgereiften Maßnahmen zur aktiven Spannungsregelung

Folgende wesentliche Erkenntnisse, hinsichtlich der Verbesserung der im Vorgängerprojekt DG DemoNetz-Konzept entwickelten Regelungskonzepte, konnten im Projekt BAIVS gewonnen werden:

Berücksichtigung von Umschaltungen und Betrieb des Netzes nach dem n-1 Kriterium

Man könnte bei der Central Voltage Control Unit (CVCU) ein Portfolio unterschiedlicher möglicher Schaltzustände speichern und bei Bedarf im Regler zwischen den einzelnen Schaltzuständen umschalten. Dies würde aber erfordern, dass der Schaltzustand vor Ort bekannt ist und/oder, dass die Umschaltung von der Ferne erfolgen kann. Es wäre nicht realistisch bei jeder Änderung der Netztopologie, durch eine neue Offline Studie, zu überprüfen ob diese Änderung zu unzulässigen Spannungen führen kann. Eine solche Überprüfung müsste automatisiert erfolgen.

Falls im gestörten Betrieb (Umschaltung in Folge eines Fehlers oder einer geplanten Wartungsarbeit) eine Umparametrierung des Reglers in Abhängigkeit des Netzzustands erfolgen soll, ist eine sichere Netzzustandserkennung notwendig. Wie diese funktionieren könnte und wie das Aufwand/Nutzen Verhältnis tatsächlich ausfällt, muss noch geklärt werden. Es scheint kaum machbar, den Regler (CVCU) bei jeder Änderung umparametrieren zu müssen, weil Umschaltungen teilweise manuell durchgeführt werden und eine automatische, zuverlässige und schnelle Erkennung einer Netztopologieänderung nicht möglich ist.

Es ist auf Grund des damit verbundenen Aufwands nicht machbar, alle möglichen Schaltzustände bei der Planung detailliert zu berücksichtigen (z.B. Bestimmung der kritischen Knoten, der Beitragsmatrix). Der Normalschaltzustand kann durchschnittlich mit etwa 98 % des Jahres angenommen werden; für die restliche Zeit sind viele verschiedene Schaltzustände möglich. Daher, muss die Regelung so ausgelegt werden, dass eine Einhaltung der Spannungsgrenzen in allen realistischen Schaltzuständen möglich ist. Dies bedeutet, dass, -wie zurzeit erforderlich- eine Reserve in der Planung weiterhin mitberücksichtigt werden muss.

Auf jeden Fall müssen bei der Planung die Schaltzustände, die die höchsten Ansprüche für die Spannungshaltung verursachen können, identifiziert und analysiert werden. Die Reserve, die für diese anspruchsvollsten Schaltzustände notwendig ist, muss mitberücksichtigt werden.

Eine Möglichkeit zur Behandlung der „nicht normalen Schaltzustände“ ist einen eingeschränkten Netzbetrieb zu definieren. In diesem sollten die betrieblichen Parameter auf Basis einer Analyse der anspruchsvollsten Schaltzustände angepasst werden. Eine Möglichkeit dazu wäre eine Einschränkung des erlaubten Spannungsbands, um die nicht erfassten Knoten zu berücksichtigen. Diese Betrachtungen müssen auf Basis von Worst-Case Analysen durchgeführt werden (z.B. minimale Last / maximale Erzeugung). Diese Einschränkungen könnten durch die Einbindung von virtuellen (oder pseudo) Knoten, für die eine Reserve zu anderen kritischen Knoten freigehalten wird, erfolgen.

Bei der Bestimmung der Reserve, die für Umschaltungen freigehalten werden muss, sollte darauf geachtet werden, dass die Einführung zusätzlicher kritischen Knoten (mit Spannungsmessung und -Übertragung) einen hohen Nutzen bringen könnte. Dies kann vor allem der Fall sein, wenn Umschaltungen sehr ungünstig sind (bedürfen z.B. 2 % Spannungsband). In solchen Fälle müsste das nutzbare Spannungsband so stark eingeschränkt werden, dass das Netz wenig ausgenutzt werden könnte. Die Einführung eines zusätzlichen Knotens kann durchaus begründbar sein.

Im gestörten Betrieb (Umschaltung in Folge eines Fehlers oder einer geplanten Wartungsarbeit) könnte von der koordinierte Spannungsregelung auf Fernregelung mit lokaler Regelung umgeschaltet werden.

Dafür sollte aber geklärt werden, ob Schwingungen zwischen zwei nicht koordinierten regelnden Erzeugungsanlagen eintreten könnten oder nicht.

Beispielhafte Analysen für externe und interne Umschaltungen im DemoNetz Vorarlberg zeigen, dass die Ersatzversorgung für eines der Umspannwerke die kritische Umschaltung darstellt. In diesem Fall beträgt die Spannungsdifferenz zwischen der ungünstigsten Station und die letzte betrachtete Station (im Versorgungsgebiet des UWs DG DemoNetz Gebiet im normalen Schalzustand) fast 3 %. Dies bedeutet, dass ein Spannungsabfall von fast 3 % im Fall der Ersatzversorgung zu erwarten ist.

Will man das Netz in Hinsicht auf die Spannungshaltung mit dem n-1 Kriterium betreiben, müsste eine entsprechende Reserve von 3 % dauernd gehalten werden um sicherstellen zu können, dass die Spannung unter allen Schaltzuständen innerhalb der Grenzen bleibt. Dies würde allerdings eine starke Reduzierung des Spannungsbands und somit eine zu starke Einschränkung bedeuten. Um dem zu entgehen wird in der Spannungsfallmitte dieser Strecke eine optionale Messstelle eingerichtet, so dass von einer ca. 1,5 %igen Spannungsfallreserve ausgegangen werden kann.

Einfluss des Übertragungsnetzes

Die Analysen, die im Lauf der ersten Projektphase durchgeführt wurden zeigten, dass man erwarten kann, dass auch unter Berücksichtigung der Spannungsschwankungen im 110 kV-Netz die Grenzen des Stufentransformator nicht erreicht werden (oberste und unterste Stufe). Dies wurde beispielhaft für das DemoNetz 1 untersucht.

Dynamik der Erzeugungsanlagen

Besonderes für die lokale Spannungsregelung, aber auch für die Parametrierung der koordinierten Spannungsregelung ist das dynamische Verhalten der regelbaren, verteilten Erzeugungsanlagen in Hinblick auf eine Änderung der Blindleistungs- und Wirkleistungssollgröße wichtig. Die entsprechenden dynamischen Modelle dazu werden beim Reglerdesign berücksichtigt.

Einsatz von Kommunikationseinrichtungen

Grundsätzlich kann man davon ausgehen, dass eine Power Line Carrier (PLC) Lösung den Vorteil einer Übertragung für Messstellenerkennung und Messstellenwerte über ein und dasselbe Medium mit sich bringt, wohingegen die Richtfunkvariante neben der Messdatenübertragung via Funk noch eine Messstellenzugehörigkeit mittels „Rundsteuerung“ erfordert. In beiden Fällen wird eine schmalbandige, günstige und robuste Kommunikation in den Vordergrund gestellt und erhält höchste Priorität.

Verbesserte Logik des Reglers

Einen wesentlichen Fortschritt, für eine Implementierung der Regler in einem Netzabschnitt, stellt einerseits die Berücksichtigung von Umschaltungen und Ersatzversorgungen im Netz und andererseits die Zustandsmaschinenbeschreibung des Reglers dar. Es werden laufend die Spannungen der kritischen Knoten überwacht, durch eine Zustandsmaschine, abhängig vom Status und der Vorgeschichte, geeignete Aktionen ausgewählt, eine nichtlineare Optimierung mit Nebenbedingungen mit Hilfe eines linearen Modells des Verteilnetzes zum Blindleistungsmanagement bzw. zum gemeinsamen Blind- und Wirkleistungsmanagement durchgeführt und dann dem Stufenstellerregler und den regelbaren, verteilten Erzeugungsanlagen die entsprechenden notwendigen Vorgaben übergeben. Die simulative Evaluierung der Regelalgorithmen am Beispiel DemoNetz Vorarlberg konnte zeigen, dass die Verbesserung unter verschiedenen äußeren Rahmenbedingungen (z.B. Starklast und Schwachlast) eine Einhaltung der Spannungsgrenzen ermöglichen.

Einbindung von Netznutzern in die Spannungsregelungskonzepte

Anhand einer Untersuchung des Potentials des Beitrags von Netznutzern, am Beispiel DemoNetz Energie AG, könnte gezeigt werden, dass Demand Side Management auf Basis unterbrechbarer Lasten für die existierenden Steuermechanismen keinen signifikanten Beitrag leisten kann. Wäre doch ein Potential vorhanden (z.B. theoretischer Beitrag zur Spannungshaltung), müsste noch die Machbarkeit und das Kosten-Nutzen Verhältnis analysiert werden.

Regulatorische und wirtschaftliche Aspekte für die Spannungsregelungskonzepte

Im Vergleich zu den derzeit in Österreich implementierten Netzanschlussregeln schaffen vor allem die „Shallow“ Kostenallokation und „Innovation Funding Incentives“ in Großbritannien klare Kostenvorteile für Anlagenbetreiber aber auch Netzbetreiber. Ein entsprechender Nutzen für österreichische Kunden wäre bei der Einführung eines ähnlichen Systems in Österreich auf jeden Fall sicherzustellen. „Registered Power Zones“ erscheinen vor allem für österreichische Demonstrationsprojekte interessant, um z.B. die im Projekt BAVIS entwickelten Konzepte der Fernregelung großflächig testen zu können. Auch die österreichische Regierung sollte internationalen Beispielen folgen (z.B. Dänemark) und klare Vorgaben für die Energieforschung und Netzintegration von DG geben, deren Finanzierung ermöglichen und die Verantwortung koordiniert auf unterschiedliche Organisationen verteilen. Entsprechende regulatorische Mechanismen und Implementierungsaufträge sind dahingehend zu gestalten.

Vor allem eine klare Regelung der Kostenallokation und die Verantwortlichkeiten bei der Kostenweiterverrechnung eines „Shallow“ Systems stellt eine stabile und transparente Komponente für Investoren in DG- bzw. Erneuerbarenprojekte (wie z.B. in Deutschland üblich) dar. Im Gegensatz dazu schaffen die Regeln Österreichs fallspezifische Unterschiede bei der Zuteilung und Höhe der Netzanschlusskosten (je Netzsituation, Netzauslastung und im Netzgebiet befindlichen weiteren Netzbenutzern), welche aus Investorensicht zu unerwünschten Barrieren führen können. Eine Vereinheitlichung dieser Regeln vor allem für einen aktiveren Verteilernetzbetrieb ist daher anzustreben.

Für die Validierung wird die Untersuchung der Umsetzbarkeit einer leistungsabhängigen Netzkostenallokation für Anlagenkollektive empfohlen, um konkrete Vorschläge für neue technische und organisatorische Regeln abzuleiten.

3.1.2 „Easy-Check“ Methode zur Planung einer aktiven Spannungsregelung

Im Zuge des Projekts BAIVS wurde eine vereinfachte Methode zur Abschätzung der Dringlichkeit des Spannungsproblems und der Eignung der verschiedenen Spannungsregelungsmethoden in einem bestimmten Netz entwickelt:

- Zunächst muss eine Entscheidung getroffen werden, ob die Analyse auf Basis einer Worst Case Annahme (nur vier Fälle) oder einer Jahressimulation (Jahresprofil -35040 Zeitpunkte) basiert. Vorzuziehen ist auf jeden Fall die Jahressimulation (bei Fehlen der entsprechenden Profile muss mit einer worst case Analyse oder der Verwendung von synthetischen Lastprofilen gerechnet werden).
- Danach wird eine numerische Lastflussrechnung mittels DigSILENT Power Factory durchgeführt.
- Anschließend werden die kritischen Knoten mittels Clustering ermittelt.
- Die Spannungsfalldiagramme der kritischen Knoten für kritische Zeitpunkte werden angezeigt und geeignet ausgewertet.

- Aus den Spannungsfalldiagrammen kann die geeignete Spannungsreglungsart (Lokale Regelung, Längsregelung, Fernregelung bzw. koordinierte Regelung) bestimmt werden.

Das EasyCheck Verfahren dient zur vereinfachten Planung und Analyse des Einsatzes der entwickelten Spannungsregelungskonzepte. Es wird dabei unterstellt, dass die dafür notwendigen Daten zur Verfügung stehen. Derzeit ist die Generierung der für die Analyse notwendigen Daten aus einer numerischen Lastflusssimulation jedoch noch mit einem sehr hohen Aufwand für den Netzbetreiber verbunden, da sie ihm gewöhnlich nicht direkt zur Verfügung stehen. Hauptsächlich betrifft dies die Verfügbarkeit von Jahresprofilen von Erzeugern und Lasten mit einer Leistung von <50 kW und einem Energieverbrauch von <100000 kWh. Für derartige Lasten ist keine Lastprofilmessungen notwendig sind und somit die Profile mit viel Aufwand aus den Jahresenergieverbräuchen und einer Übersicht der Lasttypen auf synthetische Lastprofile normiert generiert werden muss. Des Weiteren müssen diese Lasten mit ihren Profilen in eine dynamische Lastflusssimulation integriert werden, um daraus die Spannungsverläufe in allen Knoten zu berechnen, die die Grundlage für das EasyCheck Verfahren darstellen.

Für die breite Anwendung des EasyCheck Verfahrens außerhalb von Forschungsprojekten muss daher noch geklärt werden, wie die dafür notwendigen Daten vereinfacht generiert werden können.

3.2 Ausblick

Im Vorgängerprojekt DG DemoNetz-Konzept, sowie im vorliegenden Projekt BAVIS wurden, aufbauend auf realen Netzdaten, in numerischen Simulationsumgebungen Spannungsregelungskonzepte entwickelt und verbessert, sowie deren Wirksamkeit im Vergleich mit einem Referenzszenario wirtschaftlich und technisch bewertet. Aufbauend auf diesen Erfahrungen wird im Nachfolgeprojekt DG DemoNetz – Validierung nun untersucht werden, ob die vielversprechenden Ergebnisse aus den Simulationen auch im realen Netz gültig sind und die entwickelten Konzepte funktionieren.

Dazu wurde im März 2010 das Projekt DG DemoNetz-Validierung gestartet welches sich in 3 Phasen gliedert: In Phase 1 werden die Daten aus den Vorgängerprojekten aktualisiert und es werden Messungen für die Planung der Validierung bzw. für die Generierung der Parameter der Reglerkonzepte durchgeführt. Begleitend erfolgt eine detaillierte Planung, wie die Validierungsphase ablaufen wird. In der 2. Phase werden die Plattform für die Validierung der Spannungsregelungskonzepte sowie die dafür notwendige Kommunikationslösung adaptiert und getestet und in den beiden betrachteten Netzabschnitten implementiert. In der 3. Phase werden in den beiden DemoNetzen VKW und SAG die Regelungskonzepte und die Kommunikationsplattform in einem Feldtest analysiert und validiert.

Neben der technischen Analyse und Validierung erfolgt auch eine Validierung der wirtschaftlichen Analysen aus den Vorprojekten. Danach werden die Konzepte in den beiden betrachteten Netzabschnitten zusammengeführt. Der Test in zwei unterschiedlichen Netzabschnitten ermöglicht die Evaluierung der Übertragbarkeit und Skalierbarkeit in und auf andere Netzabschnitte. In diesem Schritt erfolgt eine weitere Validierung der Simulationsergebnisse aus den genannten Vorprojekten.

Zusätzlich ist ein Vergleich der in diesem Projekt implementierten regionalen, messwertbasierten Spannungsregelungsansätze mit zentralen, „Online-State-Estimation“ Spannungsregelungsansätzen¹³ vorgesehen.

Detaillierergebnisse des Projektes sind:

- Entwicklung einer technischen Lösung, (IKT & ET) die den Anforderungen der entwickelten Regelungskonzepte genügt

¹³ Wie bereits im Rahmen des Projektes ZUQDE (Zentrale U / Q – Regelung mit dezentralen Erzeugern) und im EU – Projekt FENIX implementiert.

- Untersuchung der allgemeinen Anwendbarkeit der Erkenntnisse
- Erstellung eines Betriebsführungskonzepts
- Prüfung der langfristigen Kostenersparnis gegenüber konventionellen Netzplanungskonzepten

Hauptziel des Projektes DG DemoNetz - Validierung ist es, zukünftig eine möglichst hohe Dichte an dezentralen Energieerzeugern auf Basis erneuerbarer Energieträger im elektrischen Verteilnetz zu integrieren ohne dass dies eine Leitungsverstärkung erfordert.

4 LITERATURVERZEICHNIS

- [1] A. Lugmaier et al., Leitfaden für den Weg zum aktiven Verteilernetz Intelligente Stromnetze der Zukunft, Berichte aus Energie- und Umweltforschung, 13a/2008
- [2] H. Brunner, A. Lugmaier, B. Bletterie, H. Fechner, R. Bründlinger , Aktiver Betrieb von elektrischen Verteilnetzen mit hohem Anteil dezentraler Stromerzeugung - Konzeption von Demonstrationsnetzen, Schriftenreihe "Berichte aus Energie- und Umweltforschung" des BMVIT, 12/2010
- [3] Oö. Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz Oberösterreich– Oö EIWOG 2006 § 2
- [4] Andreas Lugmaier et. al., Roadmap Smart Grids Austria, 2010
- [5] W. Friedl: „Normenrecherche“ im Zuge des SimTech Concept – Konzeption des SimTech Labors zur Echtzeitsimulation von elektrischen Netzen und Komponenten, Präsentation, Wien am 18. 08. 2008
- [6] E. Schmautzer: Normen und Vorschriften für Elektrotechniker, Skriptum 2009, WIFI Steiermark
- [7] ETV 2002/A1 2006: Änderung der Elektrotechnikverordnung 2002
- [8] Fragebogen zur Bedarfserhebung:
<http://energyit.ict.tuwien.ac.at/SimTech/SimTechConceptFragebogen/SimTechConcept.html>
- [9] Wie Ren, „Accuracy evaluation of Power Hardware-in-the-Loop (PHIL) Simulation“, Phd Thesis, The Florida State University, College of Engineering, 2007.
- [10] IEC 61000-4-13 Oberwellen und Harmonische
- [11] Alex B. McCarthy and Faya Peng: Comparing GPIB, LAN/LXI, PCI/PXI Measurement Performance in Hybrid Systems, IEEE Autotestcon 2006, 2006
- [12] Karlheinz Schwartz: IEC 61850, IEC 61400-25 and IEC 61970: Information models and information exchange for electric power systems, Distributech 2004, 2004
- [13] Anders Johnsson, Jörgen Svensson: Wind power communication – Design and implementation of test environment for IEC61850/UCA2, Elforsk Rapport 02:16, 2002
- [14] IEC 61215 Ed.2.0, Terrestrische kristalline Silizium-Photovoltaik-(PV-) Module - Bauarteignung und Bauartzulassung (IEC 61215:2005)
- [15] ENEL Guida per le connessioni alla rete elettrica di enel distribuzione Ed I-213 12-2008,
- [16] VDE 0126-1-1, Selbsttätige Schaltstelle zwischen einer netzparallelen Eigenerzeugungsanlage und dem öffentlichen Niederspannungsnetz, 2006.
- [17] UK ER G83/1 Recommendations for the Connection of Small-scale Embedded Generators (Up to 16A per Phase) in Parallel with Public Low-Voltage Distribution Networks, 2008
- [18] DK5940 Criteri di allacciamento di impianti di produzione alla rete BT di ENEL distribuzione, 2006.

- [19] M. Aigner, C. Raunig, E. Schmutzner, L. Fickert, Smart Safety - Personensicherheit als unabdingbare Voraussetzung für Smart Systems und Verteilte Energiesysteme, SG Week Salzburg 2010.
- [20] Brunner et al: „Endbericht zum Projekt DG DemoNetz-Konzept - Aktiver Betrieb von elektrischen Verteilnetzen mit hohem Anteil dezentraler Stromerzeugung - Konzeption von Demonstrationsnetzen“; zu veröffentlichen
- [21] Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs: „Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Übertragungs- und Verteilernetzen gemäß EWOOG - Teil C: Technische Regeln für Verteilernetze“; 1. Ausgabe, 2001
- [22] Energie-Control GmbH: „Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen - Teil D: Besondere technische Regeln; Hauptabschnitt D4: Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen mit Verteilernetzen“; Version 2.0, 2008
- [23] Lugmaier et al, „Roadmap Smart Grids Austria - Der Weg in die Zukunft der elektrischen Stromnetze!“; zu veröffentlichen
- [24] Ü.Cali, S. Ropenus, S. Schröder: „Promoting grid-related incentives for large scale RES-E integration into the different European electricity systems“, Deliverable 2 EU project IMPROGRES; www.improgres.org ; Februar 2009
- [25] Weissensteiner et al.: “Action Plan Projekt GreenNet – Incentives: Promoting grid-related incentives for large scale RES-E integration into the different European electricity systems“; Wien, Mai 2009
- [26] OFGEM (2004). Electricity Distribution Price Control Review: Final Proposals. OFGEM, Office of Gas and Electricity Markets, November 2004
- [27] Resch et al: „Future pathways for renewable energy – scenarios background information“; Bericht zum EU-Projekt Futures-e; Wien, Juli 2009
- [28] Gutschi C., Stigler H., Potenziale und Hemmnisse für Power Demand Side Management in Österreich, 10. Symposium Energieinnovation, Technische Universität Graz, 13.-15. Feb. 2008.
- [29] Groß C., Brauner G., Power Demand Side Management – Potentialabschätzung im Haushalt, 6. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien.
- [30] G. Brauner et al. , Verbraucher als virtuelles Kraftwerk Potentiale für Demand Side Management in Österreich im Hinblick auf die Integration von Windenergie., Berichte aus Energie- und Umweltforschung 44/66.
- [31] Forschungsprojekt KONDEA – Deliverable1
- [32] Technische Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz - Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“, BDEW, Ausgabe Juni 2008.
- [33] Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen. Teil D: Besondere technische Regeln. Hauptabschnitt D4: Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen mit Verteilernetzen, E-control, Version 2.0, 2008.

- [34] Technische Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz - Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“, BDEW , (Entwurf vom 30. Juni 2008).
- [35] Artikel „Aufruf unter Wechselrichterherstellern – die Solarindustrie hat Probleme, die neue Mittelspannungsrichtlinie zu erfüllen“, Photon, Dezember 2008.
- [36] G. Kerber, „Empfehlung zur Richtlinie zum Anschluss von Erzeugungsanlagen an das Niederspannungsnetz“, Mai 2009.

5 ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: U-Regelung Toolbox - Konzept.....	5
Abbildung 2: Spannungsregelung: Vision – vom passiven Verteilnetzbetrieb zur aktiver Spannungsregelung.....	6
Abbildung 3: Zusätzliche integrierbare DEA Leistung der unterschiedlichen Spannungsregelungskonzepte	8
Abbildung 4: Kosten pro installierter DEA Kapazität (€/kW, Fallstudie A)	8
Abbildung 5: Kostenanteile und Einsparungen in Bezug zu konventioneller Netzverstärkung in den drei betrachteten Netzabschnitten	8
Abbildung 6: Projektkette EE+PQ, DG DemoNetz-Konzept und BAVIS.....	9
Abbildung 7: Spannungsregelung - Derzeitige Praxis.....	14
Abbildung 8: Hierarchische Struktur des Stufenmodell nach "technischer Komplexität"	15
Abbildung 9: Netzschema im normalen Schaltzustand („CN“: critical nodes / Kritische Knoten)	19
Abbildung 10: Spannungsabfalldiagramm im normalen Schaltzustand (Knotenbezeichnung wie in Abbildung 9).....	20
Abbildung 11: Spannungsabfalldiagramm im gestörten Betrieb (nach Ausfall der Leitung L(15))	20
Abbildung 12: Vergleich zwischen Normaltschaltzustand und gestörtem Betrieb (in Folge eines Fehlers an der Leitung L(15))	21
Abbildung 13: Spannungsverlauf an der 110 kV Sammelschiene des Umspannwerks im DemoNetz 1 (halbes Jahr)	23
Abbildung 14: Verteilung der Spannung an einer mit dem Umspannwerk verbundenen Leitung	24
Abbildung 15: Verlauf der Spannung an den kritischen Knoten (oben) – Stufenposition des Umspanners bei der Fernregelung für April (<i>Quelle: DG DemoNetz-Konzept</i>)	25
Abbildung 16: Verteilung der Stufenposition für eine Regelung auf konstanten Sollwert an der MS-Sammelschiene der Umspannanlage (aus Messwerten für ein Jahr). <i>Quelle: EAG</i>	25
Abbildung 17: Möglichen Zustände der Spannungen der kritischen Knoten des Verteilnetzes	30
Abbildung 18: Darstellung der Zustandsmaschine des Reglers mit den Zuständen und den möglichen Transitionen (Übergängen).....	31
Abbildung 19: Zwei besondere Transitionen der Zustandsmaschine des Reglers	32
Abbildung 20: Zusammenhang zwischen der Blindleistungsänderung der regelbaren Erzeugungsanlagen und der Änderung der Spannung der kritischen Knoten bei konstanter Wirkleistungsproduktion und Lasten.....	33
Abbildung 21: Zusammenhang zwischen der Wirkleistungsänderung der regelbaren Erzeugungsanlagen und der Änderung der Spannung der kritischen Knoten bei konstanter Blindleistungsproduktion und Lasten	33
Abbildung 22: Zusammenhang zwischen gleichzeitiger Wirk- und Blindleistungsänderung der regelbaren Erzeugungsanlagen und der Änderung der Spannung der kritischen Knoten bei konstanten Lasten	34
Abbildung 23: Identifikationsschema zur Bestimmung der Einträge der Beitragsmatrix	34
Abbildung 24: Simulationsergebnisse zur Bestimmung der Genauigkeit der Einträge der Beitragsmatrix (Jahressimulation)	35
Abbildung 25: Gleichzeitige Optimierung der Spannung aller kritischen Knoten (beispielhaft für Blindleistungsoptimierung).....	36
Abbildung 26: Darstellung des verwendeten Gütekriteriums für zwei Anlagen	37
Abbildung 27: Beispielhafte Darstellung der Optimierung mit 2 Anlagen	37
Abbildung 28: Zustandsmaschine und Abfolge von Zuständen beim Blindleistungsmanagement.....	38

Abbildung 29: Beispielhafter Spannungsverlauf im ungeregelten Betrieb	39
Abbildung 30: Beispielhafter Spannungsverlauf im geregelten Betrieb (Blindleistungsmanagement)	39
Abbildung 31: Mathematische Formulierung der Optimieraufgabe für die P&Q Regelung	40
Abbildung 32: Grundlegende Reglertopologie	41
Abbildung 33: Prinzipielle Logik des Reglers	42
Abbildung 34: „Innenleben“ des Reglers	43
Abbildung 35: Portierung vom Emulatorsystem ins Zielsystem	44
Abbildung 36: Erläuterung zum Verständnis der Simulationsauswertungen	45
Abbildung 37: Spannungsreglersimulation 1.Jänner-7.Jänner	46
Abbildung 38: Spannungsreglersimulation 25.August-7.September	46
Abbildung 39: Spannungsreglersimulation 29. April - 12. Mai	47
Abbildung 40: Reglersimulation 3.Mai - 6.Mai.....	48
Abbildung 41: Modell der Auswirkung der Dynamik der Erzeugungsanlagen auf die Spannungen der kritischen Knoten	49
Abbildung 42: Beschreibungsarten der Dynamik in Abhängigkeit von der Technologie	50
Abbildung 43: Grundsätzliche Einteilung der Technologien für die interne Blindleistungsregelung der Erzeugungsanlagen.....	50
Abbildung 44: Entscheidender Zusammenhang im Generator für die Blindleistungserzeugung.....	51
Abbildung 45: Technologien für die Wirkleistungserzeugung	51
Abbildung 46: Dynamische Modelle der internen Blindleistungsregelung der Erzeugungsanlagen.....	52
Abbildung 47: Dynamische Modelle der internen Wirkleistungsregelung der Erzeugungsanlagen.....	52
Abbildung 48: DSM durch Lastverlagerungen.....	55
Abbildung 49: DSM durch Änderung des Energiebedarfes	55
Abbildung 50: die Summenleistung des Maximums der Lasten mit unterbrechbarer Lieferung.....	60
Abbildung 51: Prozentuelle Verteilung des Maximums der Lasten mit unterbrechbarer Lieferung.	60
Abbildung 52: Die kumulierte Verteilung des Maximums der Lasten mit unterbrechbarer Lieferung	61
Abbildung 53: Skizze zu gängigen Modellen der Netzkostenallokation	67
Abbildung 54: Schematische Darstellung zu möglichen Auswirkungen vermehrter DG Integration auf Übertragungs- und Verteilernetze	68
Abbildung 55a-c: Unterschiedliche Varianten des Netzanschlusses für eine DG-Anlage in Abhängigkeit der Netzsituation bzw. Netzauslastung.....	69
Abbildung 56: Skizze zum betrachteten Teilnetz der VKW	74
Abbildung 57: Netzkostenallokation mit Gemeinschaftsanteil und Standortsignal.....	77
Abbildung 58: Resultierende Beteiligungsfaktoren für DG Anlagen im Netz der VKW	78
Abbildung 59: Vergleich der Referenzkosten mit der standortbezogenen Kostenallokation der Fernregelungskosten je DG-Anlage; dabei wurde angenommen, dass alle Anlagen in den nächsten 9 Jahren ins Verteilernetz der VKW zu integrieren sind.	79
Abbildung 60: Kostenentwicklung für Anlagenbetreiber und Netztarif im Netz der VKW wenn alle DG-Anlagen wie vermutet einen Netzanschluss beantragen	80
Abbildung 61: Kostenentwicklung für Anlagenbetreiber und Netztarif wenn durch externe Umstände ab den Netzbetriebsjahr 3 keine weiteren DG-Anlagen angeschlossen werden; Stranded Cost ab dem Jahr 3 wären die Folge	80
Abbildung 62: Darstellung der Referenzkosten für alle DG Anlagen, die im DemoNetz VKW angeschlossen werden und die Netzanschlusskosten als Teil der Fixkosten in den ersten 10 Jahren abschreiben	81

Abbildung 63:	Darstellung der Referenzkosten für alle neu angeschlossenen DG Anlagen im DemoNetz VKW; die letzte Anlage die ans Netz angeschlossen wird hat somit die Netzkosten im Jahr 28 des Netzbetriebs abgeschrieben	82
Abbildung 64:	Kostenentwicklung je DG Anlage für die Netzintegrationsstrategie „Fernregelung“ in den ersten 10 Jahren; im Gegensatz zur Referenzkostenallokation werden die Fernregelungskosten von allen Anlagen als „Anlagenpool“ getragen	82
Abbildung 65:	Kostenentwicklung für DG Anlagen nachdem die ersten Anlagen aus dem „Anlagenpool“ austreten, da die Abschreibedauer von 20 Jahren erreicht wurde	83
Abbildung 66:	Entwicklung des Kostendeltas (Referenzkosten minus Fernregelungskosten) für die in den ersten 10 Jahren angeschlossenen DG-Anlagen; mit Ausnahme von Jahr 1 und der Anlage DG14 können im DemoNetz VKW große Kosteneinsparungen erreicht werden.	84
Abbildung 67:	Verringerung des Kostenvorteils für einzelne DG-Anlagen, da der Anlagenpool zur Deckung der Fernregelungskosten kleiner wird	84
Abbildung 68:	Entwicklung des Kostendeltas für DG-Anlagen in der Anschlussvariante „steil“ im DemoNetz VKW innerhalb der ersten 10 Jahre	85
Abbildung 69:	Entwicklung des Kostendeltas für die im Anlagenpool verbleibenden Anlagen bis zum Betriebsjahr 26 der Fernregelung innerhalb der Anschlussvariante „steil“ im Netz der VKW	86
Abbildung 70:	Kostendeltaentwicklung DemoNetz Salzburg Netz GmbH; Kostenvorteile können für die Anlagen DG0 erreicht werden, da diese Anlage im Referenzfall die Netzverstärkung auch für die weiteren Anlagen finanziert hätte	86
Abbildung 71:	Verlauf des Kostendeltas DemoNetz Salzburg AG für die Netzbetriebsjahre 18 bis 27 ..	87
Abbildung 72:	Kostendeltaverlauf für die Netzverstärkungsvariante „günstig“ und einem flachen DG Zubauszenario im DemoNetz Energie AG in den ersten 5 Jahren	88
Abbildung 73:	Kostendeltaentwicklung für die Netzverstärkungsvariante „günstig“ und einem flachen DG Zubauszenario Demonetz Energie AG für die Netzbetriebsjahre 11 bis 15.....	89
Abbildung 74:	Kostendeltaverlauf für die Netzverstärkungsvariante „ungünstig“ und einem steilen DG Zubauszenario im DemoNetz Energie AG in den ersten 5 Jahren	89
Abbildung 75:	Kostendeltaentwicklung für die Netzverstärkungsvariante „ungünstig“ und einem steilen DG Zubauszenario DemoNetz Energie AG für die Netzbetriebsjahre 21 bis 24	90
Abbildung 76:	Illustration zu den generierten Stromerzeugungsmittelwerten auf monatlicher Basis der Kleinwasserkraftanlage DG1 im Netz der VKW	91
Abbildung 77:	Illustration zu den generierten Stromerzeugungsmittelwerten auf monatlicher Basis der Windkraftanlage DG13_1 im Netz der VKW.....	92
Abbildung 78:	Illustration zu den generierten Stromerzeugungsmittelwerten auf monatlicher Basis der Biomasseanlage DG7 im Netz der VKW	92
Abbildung 79:	Nettobarwertverlauf der Anlage DG1 im Netz der VKW für unterschiedliche Erlös und Kostenallokationsszenarien	94
Abbildung 80:	Resultierender Cash Flow der Anlage DG1 im Netz der VKW für unterschiedliche Erlös und Kostenallokationsszenarien	94
Abbildung 81:	Nettobarwertverlauf der Anlage DG11 im Netz der VKW für unterschiedliche Erlös und Kostenallokationsszenarien	95
Abbildung 82:	Resultierender Cash Flow der Anlage DG11 im Netz der VKW für unterschiedliche Erlös und Kostenallokationsszenarien.....	95
Abbildung 83:	Negativer Nettobarwertverlauf der Anlage DG5 im Netz der VKW für unterschiedliche Erlös und Kostenallokationsszenarien	96
Abbildung 84:	Resultierender negativer Cash Flow der Anlage DG5 im Netz der VKW für unterschiedliche Erlös und Kostenallokationsszenarien	96

Abbildung 85:	Nettobarwertverlauf der Anlage DG7 im Netz der VKW für unterschiedliche Erlös und Kostenallokationsszenarien	97
Abbildung 86:	Resultierender Cash Flow der Anlage DG7 im Netz der VKW für unterschiedliche Erlös und Kostenallokationsszenarien	97
Abbildung 87:	Nettobarwertverlauf der Anlage DG13_1 im Netz der VKW für unterschiedliche Erlös und Kostenallokationsszenarien	98
Abbildung 88:	Resultierender Cash Flow der Anlage DG13_1 im Netz der VKW für unterschiedliche Erlös und Kostenallokationsszenarien	98
Abbildung 89:	Negative Auswirkung der Fernregelung im Vergleich zur konventionellen Netzverstärkung; Anlage DG14 hätte im Referenzfall keine Netzanschlusskosten bezahlt	99
Abbildung 90:	Prinzipieller Ablauf der Planungsmethode	103
Abbildung 91:	Ermittlung der kritischen Knoten(Clustering).....	104
Abbildung 92:	Ermittlung der K.....	105
Abbildung 93:	Beispiel für Spannungsfalldiagramm wo die Fernregelung möglich ist.....	106
Abbildung 94:	Dynamischer Regelungsbedarf	107
Abbildung 95:	Beispiel für Spannungsfalldiagramm eines Netzes, bei welchem die lokale Spannungsregelung das geeignete Mittel ist.....	108
Abbildung 96:	Lokaler Regelungsbedarf	109
Abbildung 97:	Beispiel für Spannungsfalldiagramm wo die koordinierte Spannungsregelung möglich ist	110
Abbildung 98:	P-Beitragsmatrix und Q-Beitragsmatrix.....	111
Abbildung 99:	Beispiel für Spannungsfalldiagramm für ein Energienetz, bei welchem ein Längsregler eine sinnvolle Lösung darstellt.....	113
Abbildung 100:	Topologie des betrachteten Netzes	114
Abbildung 101:	Gruppierung der kritischen Überspannungsknoten	115
Abbildung 102:	Gruppierung der kritischen Unterspannungsknoten	115
Abbildung 103:	Lokaler Regelbedarf (p.u).....	117
Abbildung 104:	Spannungsfalldiagramm für den kritischen Knoten 838	117
Abbildung 105:	Spannungsfalldiagramm für den kritischen Knoten 83902	118
Abbildung 106:	Spannungsfalldiagramm zur Zeit der niedrigsten Spannungswerte am kritischen Knoten 835	118
Abbildung 107:	Spannungsfall Diagramm zur Zeit der höchsten Spannungswerte am kritischen Knoten 183	119
Abbildung 108:	Verlauf der Spannungen in den kritischen Knoten ohne Regelung	120
Abbildung 109:	Spannungsverlauf an den kritischen Knoten mit Regelung am Stufentransformator ...	120
Abbildung 110:	Spannungsverlauf an den kritischen Knoten mit Regelung (Stufentransformator und Q-Regelung)	121
Abbildung 111:	Verifizierung der beteiligten Anlagen zur Q-Regelung	121
Abbildung 112:	Workflowdiagramm der Planungsmethode	122
Abbildung 113:	Klassen Diagramm für die Haupttoolklassen	124
Abbildung 114:	Fenster easycheck	125
Abbildung 115:	Fenster easycheck_new_profile	125
Abbildung 116:	Fenster easycheck_copy_profile.....	126
Abbildung 117:	Fenster easycheck_design.....	126
Abbildung 118:	Die DEA Beiträge kritischen (im Sinne der Einhaltung des Spannungsbandes) Knoten	127
Abbildung 119:	Fenster easycheck_design_settings	127

6 TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Kenngrößen der 110 kV-Spannung am Umspannwerk im DemoNetz 1 (Messwerte für 2006)	24
Tabelle 2: Zusammenfassung der unterbrechbaren Lasten	59
Tabelle 3: Zusammenfassung der Prozentteile der unterbrechbaren Lasten	61
Tabelle 4: Aufstellung zu Investitions- und Wartungskosten für Spannungsmessung, Regler und Kommunikationstechnik der einzelnen Regelungskonzepte	63
Tabelle 5: Überblick zu Kapitalkosten (Weighted Average Cost of Capital – WACC, Abschreibedauern und Annuitäten) auf jährlicher Basis und daraus resultierender Gesamtkosten pro Jahr für die im Projekt BAVIS betrachteten Regelungskonzepte	64
Tabelle 6: Überblick zu nationalen Kostenallokationsschemen in den EU 27 Staaten (Quelle: [4])	70
Tabelle 7: Überblick zu konventionellen Netzanschlusskosten für 17 DG Anlagen im Netzgebiet der VKW	75
Tabelle 8: Kostenfaktoren für die Implementierung der Fernregelung im Netz der VKW	75
Tabelle 9: Ergebnisse der Umrechnung der Referenzkosten in jährliche Zahlungen wobei das Kostenmaximum mit 150 k€/MW begrenzt ist	76
Tabelle 10: Überblick zu ökonomischen Parametern der im Netz der VKW installierten DG-Anlagen (Quelle: [27])	91
Tabelle 11: Unterspannungsknoten	116
Tabelle 12: Überspannungsknoten	116
Tabelle 13: Liste der Erzeugungsanlagen des DemoNetzes VKW	119

7 GLOSSAR

CHIL	Controller Hardware-in-the-loop
CHP	Combined Heat and Power (dt: Kraft-Wärme Kopplung)
DEA	Dezentrale Erzeugungsanlage
DER	Dezentrale Energieressource
DG	Distributed Generation (Verteilte Energieerzeugung)
DUT	Device under test, Prüfling, Testobjekt
EIWOOG	Elektrizitätswirtschafts und -organisationsgesetz
EMV	Elektromagnetische Verträglichkeit
FACTS	Flexible AC Transmission System (dt: flexibles Drehstromübertragungssystem)
FACTS	Flexible Alternate Current ...
GIS	Geographisches Informationssystem
HIL	Hardware-in-the-loop
I/O	Input / Output
IEA	International Energy Agency – Internationale Energieagentur
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologie
IT Netz geerdet	(frz. Isolé Terre) der Sternpunkt des einspeisenden Transformators im NS-Netz ist nicht geerdet
kVA	Kilo Voltampere
kW	Kilowatt
KWK	Kraft-Wärme Kopplung
LAN	Local Area Network
MS	Mittelspannung
MS/s	Megasamples pro Sekunde
NS	Niederspannung
NTP	Network Time Protocol (NTP)
ODM	Open Data Model
ÖVE	Österreichische Verband für Elektrotechnik
PHIL	Power Hardware-in-the-loop
PLC	Power Line Carrier
PWM	Pulsweitenmodulation
RTDS	Real-Time Digital Simulator
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SMPS	Switched mode power supply, getaktete Stromversorgung
TN Netz	(frz. Terre Neutre) Niederspannungsnetz mit Nullung (Erdung) am Sternpunkt
VEÖ	Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs (Jetzt: Österreichs Energie)