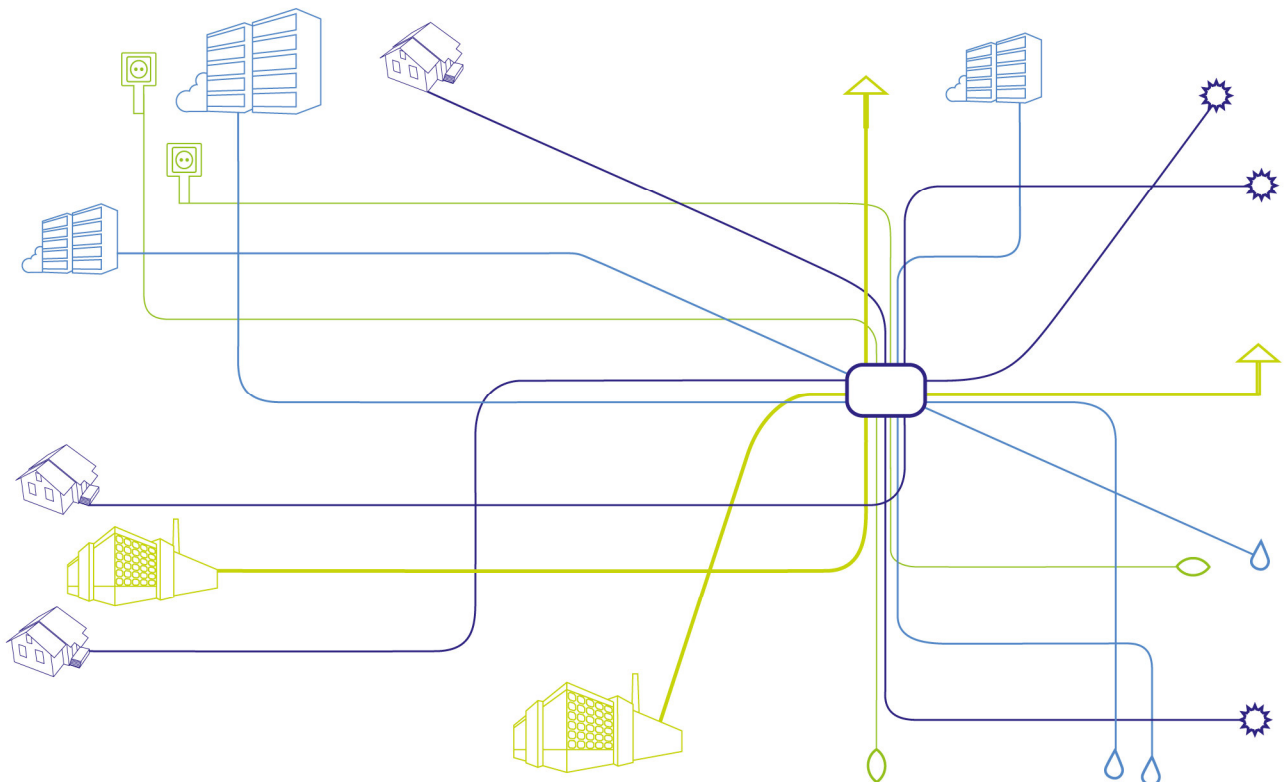




Smart Grids Modellregion Salzburg:

Zentrale Spannungs- (U) und
Blindleistungsregelung (Q) mit
dezentralen Einspeisungen in der
Demoregion Salzburg



VORWORT

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

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

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

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

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

A stylized, handwritten signature in black ink.

Ingmar Höbarth
Geschäftsführer, Klima- und Energiefonds

A handwritten signature in black ink that reads 'Theresia Vogel'.

Theresia Vogel
Geschäftsführerin, Klima- und Energiefonds

Inhalt

Abkürzungsverzeichnis	1
1 Einleitung	3
1.1 Aufgabenstellung	3
1.2 Schwerpunkte des Projektes	4
1.3 Einordnung in das Programm	4
1.3.1 Energiestrategische Ziele	6
1.3.2 Systembezogene Ziele	6
1.3.3 Technologiestrategische Ziele	7
1.4 Verwendete Methoden	7
1.5 Aufbau der Arbeit	8
2 Inhaltliche Darstellung	9
2.1 Analyse des elektrischen Netzes in der Demonstrationsregion	9
2.1.1 Erweiterte Datenerfassung	12
2.1.2 Derzeitiger Systembetrieb	16
2.2 Systemarchitektur	17
2.2.1 Prozessrechnersystem	18
2.2.2 Kommunikationssystem	20
2.3 Regelungslösung	22
2.3.1 Zentrale Regelung	22
2.3.2 Kaskadierte Regelung	26
2.4 Implementierung	28
2.4.1 Kommunikationssystem	28
2.4.2 Umspannwerk	30
2.4.3 Transformatorstationen	32
2.4.4 Erzeugungsanlagen	33
2.4.5 Betriebsarten	38
2.5 Inbetriebnahme	41
2.5.1 Kalibrierung des Systems	43
2.5.2 Testszenarien	45
2.5.3 Durchführung der Tests	52
2.5.4 Systemeinführung für Diensthabende	53
2.5.5 Herausforderungen der Inbetriebnahme	54

2.6	Produktivbetrieb.....	54
2.7	Herausforderungen im Betrieb	59
2.7.1	Leitwarte.....	59
2.7.2	Systemtechnische Herausforderungen	62
3	Ergebnisse und Schlussfolgerungen.....	64
3.1	Funktionsweise der Regelung.....	66
3.2	Wirkungsweise von ZUQDE.....	68
3.3	Wirkungsweise der kaskadierten Regelung	71
3.4	Optimierungsvarianten.....	72
3.5	Spannungsqualität.....	77
3.6	Zusammenarbeit mit den Kraftwerksbetreibern	78
3.7	Bewertung der Ergebnisse	79
3.7.1	Reduktion der Netzanschlusskosten	79
3.7.2	Zusätzliche dezentrale Einspeisung.....	81
3.7.3	Abnützung der Komponenten.....	82
3.7.4	Auswirkungen auf den Netzbetrieb	84
3.7.5	Allgemeine Anwendbarkeit	85
3.7.6	Aufwand Datenerhebung und Inbetriebsetzung System.....	85
3.7.7	Security	86
3.7.8	Privacy	88
4	Ausblick und Empfehlungen.....	93
4.1	Weiterentwicklungen	93
4.2	Flächendeckender ZUQDE Einsatz.....	95
4.2.1	Standardisierte Anlagen	96
4.2.2	Security	96
4.3	Untersuchungsgegenstand Abnützung von Komponenten	97
4.4	Rahmenbedingungen	98
5	Literaturverzeichnis.....	102
6	Anhang.....	103
6.1	Disseminationen Projekt ZUQDE.....	103
6.2	Projektteam.....	108

Abkürzungsverzeichnis

ANB	Allgemeine Nutzungsbedingungen	MS	Mittelspannung
AGGM	Austrian Gas Grid Management AG	NS	Niederspannung
APG	Austrian Power Grid AG	NTP	Nationale Technologie Plattform
AWE	Automatische Wiedereinschaltung	P	Wirkleistung angegeben in Watt [W]
BAVIS	Projekt „Beitrag zum aktiven Verteilernetzbetrieb durch Innovative Spannungsregelung“	PDH	Plesiochrone Digitale Hierarchie
		PLC	Powerline Communication
BGBI.	Bundesgesetzblatt	PR	Prozessrechner
BMWFJ	Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend	PV	Photovoltaik
CIREN	Congrès International des Réseaux Electriques de Distribution	Q	Blindleistung angegeben in Voltampere [VA] oder [var]
CO ₂	Kohlenstoffdioxid	SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
DEA	Dezentrale Erzeugungsanlage	SDH	Synchrone Digitale Hierarchie
DG Demonetz-Konzept/ Validierung	Projektreihe „Distributed Generation DemoNetz - Aktiver Betrieb von elektrischen Verteilnetzen mit hohem Anteil dezentraler Stromerzeugung“	SDM	Source Data Management
		SNTVO	Systemnutzungstarifverordnung
		SST	Schaltstation
D.h.	Das heißt	TOR	Technische und Organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen
DMS	Distribution Management System		

DSG	Datenschutzgesetz	TRA	Tonfrequenz- rundsteueranlage
DSSE	Distribution System State Estimator	U	Spannung angegeben in Volt [V]
ECA	Energie-Control Austria	UST	Umspannstation mit Spannungstrans- formation im Bereich der Mittelspannung
ELWOG	Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsge- setz	UW	Umspannwerk mit Spannungstrans- formation zw. Hoch- und Mittelspannung
idF	In der Fassung		
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engi- neers	VDE	Verband der Elektro- technik Elektronik In- formationstechnik (Deutschland)
IMA-VO	Intelligente Messgerä- te-Anforderungs- Verordnung	VPN	Virtual Private Net- work
IP	Internetprotokoll	VVC / CVVC	(Central) Voltage Var Control
KW	Kraftwerk	WAN	Wide Area Network
LAN	Local Area Network	WiMAX	Worldwide Interopera- bility for Microwave Access
LWL	Lichtwellenleiter	ZUQDE	Zentrale Spannungs- (U) und Blindleis- tungsregelung (Q) mit dezentralen Einspei- sungen
LTC	Load Tap Changer, Stufensteller		

1 Einleitung

Eingangs werden in diesem Kapitel einführende Information zur Aufgabe und den Schwerpunkten des Projekts dargestellt. In weiterer Folge ist die Eingliederung dieses Projekts in das Förderprogramm dargelegt sowie die Methodik des Projekts beschrieben. Den Abschluss dieses Kapitels bildet eine Darstellung des Aufbaus dieser Arbeit, die dem Leser zu Orientierung dienen soll.

1.1 Aufgabenstellung

Um den Anteil der erneuerbaren Energiequellen an der Energieaufbringung wesentlich zu steigern, sowie CO₂-Emissionen nachhaltig zu mindern, sind neue technologische Entwicklungen notwendig damit die Integration dieser meist dezentral angeordneten Erzeugungsanlagen in das Energiesystem effizient ermöglicht werden kann. Eine Integration von Erzeugungsanlagen in das Energiesystem ist konkret mit dem Anschluss an die bestehende Netzinfrastuktur verbunden. Dies trifft insbesondere auf die Nutzung erneuerbarer Energiequellen in Form von elektrischer Energie zu.

Für den Anschluss von Erzeugungsanlagen an das Stromnetz muss der Netzbetrieb innerhalb bestimmter zulässiger Grenzen sichergestellt werden, damit für alle Netzkunden keine unzulässigen Rückwirkungen und eine garantierte Spannungsqualität sichergestellt ist. Die Norm EN 50160 „Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen“ ist für den zuverlässigen Betrieb von angeschlossenen Maschinen und Elektrogeräten einzuhalten. Vor allem in ländlichen Netzen stellt dies eine große Herausforderung dar. Auf Basis bestehender Technologien müssen nun neue effiziente Technologien der Energieverteilung entwickelt und in die vorhandene Energieinfrastruktur integriert werden. Um die Errichtung vieler dezentraler Erzeugungseinheiten aus erneuerbaren Energien (Kleinwasserkraft, Wind, Photovoltaik, etc.) zu fördern, sind neue und verbesserte Regelungs- und Optimierungskonzepte im Verteilernetz erforderlich.

Neue Konzepte können nicht einfach „aufgestellt und bundesweit ausgerollt“ werden, sondern bedürfen zur Sicherstellung eines zuverlässigen Funktionsweise im Netzbetrieb zuvor der Implementierung und Evaluierung in einer ausgewählten Modellregion. Salzburg ist für ZUQDE (Zentrale Spannungs- (U) und Blindleistungsregelung (Q) mit dezentralen Einspeisungen) die ideale Plattform dafür, da sowohl ländliche als auch städtische Strukturen abgedeckt werden und unterschiedlichste erneuerbare Energiequellen angeschlossen werden. Mithilfe eines weltweit agierenden Technologieentwicklers und einem Netzbetreiber sollen neue Ansätze erforscht, entwickelt, erprobt und evaluiert werden.

Bisher wurde die Spannung im Umspannwerk (UW) gemessen und geregelt bis der voreingestellte Sollwert erreicht ist. Der Sollwert wurde auf Basis von „worst-case-Szenarien“ berechnet und gilt nur für bestimmte Zeitpunkte. Damit gibt es außerhalb der Zeiten sehr niedriger bzw. sehr hoher Netzlast für die Netzbetreiber eine bisher ungenützte Reserve im Netz. Ziel und Vorteil für einen Netzbetreiber ist es demnach, durch intelligentere Methoden der Regelung und Optimierung im Netzbetrieb sicher zu stellen, dabei die vorhandenen Reserven besser auszunutzen und den Netzbetrieb auch mit den durch die Erzeuger verursachten Spannungsschwankungen jederzeit innerhalb der zulässigen Grenzwerte zu halten. Das ZUQDE-System soll helfen, automatisiert diese Anforderungen am Prozessrechnersystem eines Verteilnetzbetreibers sicher zu stellen. Damit

kann das bestehende Netz besser und ohne Verletzung von Grenzwerten an seinen Grenzen betrieben werden.

Für die Erzeuger bedeutet das in vielen Fällen einen kürzeren (und damit kostengünstigeren) Netzanschluss, weil der geeignete Anschlusspunkt näher bei der Anlage gewählt werden kann. Insgesamt wird dies den Ausbau dezentraler Erzeuger aus erneuerbaren Energien fördern, weil die Wirtschaftlichkeit der geplanten Anlagen nicht durch hohe Netzanbindungskosten verschlechtert wird, und so viele Anlagen unter neuen wirtschaftlichen Berechnungen besser umgesetzt werden können.

1.2 Schwerpunkte des Projektes

Vor dem Hintergrund der im letzten Abschnitt genannten Herausforderungen lauten die zentralen Zielsetzungen dieses Projektes wie folgt.

- Über Spannungs- und Blindleistungsoptimierung am zentralen Prozessrechner wird die Betriebsspannung im Mittelspannungsnetz auch bei Integration einer hohen Anzahl erneuerbarer Einspeiseanlagen innerhalb der zugelassenen Grenzen gehalten und so der Netzbetrieb auch in der Zukunft sicher gestellt. Die Anforderungen an alle relevanten Systeme, Applikationen und die Anlagen werden aufbereitet, umgesetzt und getestet.
- Minimierung der notwendigen Leitungslängen für den Anschluss von Erzeugern, Verlustminimierung im Verteilnetz, Optimierung des Blind- und Wirkleistungsbedarfes und Berücksichtigung der dezentralen Erzeuger für die Optimierung.
- Eine prototypische Entwicklung wird mit einem Closed-Loop-Betrieb im Testnetz Lungau (Land Salzburg) getestet und demonstriert. Aussagen über die Anforderungen bei der Implementierung sowie Anwendung solcher Lösungen in anderen Netzen / Regionen werden getroffen.

Als Ergänzung zu diesen Herausforderungen wird im folgenden Abschnitt näher auf spezifische Schwerpunkte eingegangen.

1.3 Einordnung in das Programm

Das Projekt ZUQDE adressiert die folgenden Themenfelder des Förderprogramms Neue Energien 2020:

- Betrifft 3.1.1 Integration dezentraler Erzeuger, Schlüsseltechnologien für verteilte intelligente Energiesysteme:
 - aktive, intelligente elektrische Verteilnetze (Regelalgorithmen und aktives Last-management),
 - Zusammenschaltung von kleinen, dezentralen Kraftwerken (KW) zu einem Verbund,
 - Erhöhung der Wirtschaftlichkeit und Effizienz beim Einsatz erneuerbarer Energieträger

- Entwicklung von Systemansätzen zur Verbesserung von Versorgungssicherheit und Effizienz durch dezentrale innovative Konzepte und Lösungen für die Integration und Steuerung in Gesamtnetzen

Das ZUQDE-System erfüllt die obenstehenden Punkte mit der Entwicklung einer zentralen Spannungs- und Blindleistungsregelung für dezentrale Einspeisungen. Die Spannungsregelungskonzepte haben das vorrangige Ziel eine möglichst hohe Dichte an dezentralen Energieerzeugern, basierend auf erneuerbaren Energieträgern, in die bestehende Netzinfrastuktur zu integrieren. Die Konzepte sind ein wesentlicher Beitrag zur Erschließung von aktiven, intelligenten elektrischen Verteilnetzen durch die aktive Einbindung von dezentralen Energieerzeugern in den Netzbetrieb mit dezentralen Regelalgorithmen.

- Betrifft 3.1.2 Gesamtintegration in ein intelligentes Energiesystem, Systemintegration zentraler und dezentraler Energiesysteme:
 - erweiterte Softwaretools für den Betrieb von Smart Grids inklusive Berücksichtigung von Rückwirkungen auf benachbarte Spannungsebenen in der Regelung
 - Praxistest mit Netzbetreibern und lokalen Produktionsstrukturen

Das Projekt ZUQDE wird bestehende Software-Tools erweitern, neue Komponenten entwickeln und das ZUQDE-System in der Netzregion Lungau mit vielen dezentralen Erzeugern erproben.

- Betrifft 3.1.4 Beiträge zur Realisierung von Smart Grid-Modellregionen, Demonstration und Praxistest für Smart Grids:
 - Marktentwicklung für innovative Technologien und Lösungen

Das Projekt ZUQDE ist Teil des Projektbündels „Smart Grid Modellregion Salzburg“, in dem verschiedene Projekte die zukünftigen Anforderungen der Energiewirtschaft wie intelligente Netze und Zähler, Elektromobilität und deren Netzintegration verfolgen. Die darin zu entwickelnden und zu erprobenden Lösungen werden in realen Netzbereichen in der Modellregion Salzburg mit konkreten, aktuellen Problemstellungen und Kundenanforderungen umgesetzt. Durch das Zusammenführen der Fragestellungen aus den unterschiedlichen Smart Grid-Themenfeldern in der Modellregion wird es möglich die Effekte der einzelnen Anwendungen zu überlagern, gegenseitige Abhängigkeiten und Wechselbeziehungen zu untersuchen und Synergiepotentiale zu ermitteln.

Vor diesem Hintergrund wird im Projekt „DG Demonetz-Validierung“¹ die Fragestellung einer verbesserten Spannungsregelung mit einem anderen Ansatz angegangen. Eine koordinierte Spannungsregelung im Verteilernetz verbessert die Regelungsergebnisse von Spannungsreglern an Umspannern durch eine Kombination der Beeinflussung des Stufentransformators unter Berücksichtigung von Messdaten in relevanten Netzausläufern (wo die lt. Norm einzuhaltenden Spannungsgrenzen im Betrieb als erstes verletzt werden) mit einer lokalen Wirk- und Blindleistungsregelung bei geeigneten Erzeugeranlagen. Dafür wird in diesem Projekt ein Aufsatz auf einen Spannungsregler des Umspanners im Umspannwerk konzipiert und im Feld getestet, der die Informationen aus dem Netz verarbeitet und die entsprechenden Sollwerte an die Regler im Umspanner und an eingebun-

¹Projekt 825514 :DG Demonetz-Validierung; Aktiver Betrieb von elektrischen Verteilnetzen mit hohem Anteil dezentraler Stromerzeugung – Validierung von Spannungsregelungskonzepten

dene Erzeuger vorgibt. Ebenso wird die notwendige Erfassung der Messstellen aufgebaut und getestet.

Beide Konzepte verfolgen also ein ähnliches Ziel, jedoch mit völlig unterschiedlichem Zugang. Beide Ansätze werden im Netzgebiet Salzburg nebeneinander in der Umsetzung und Wirkungsweise getestet. Teil der Methodik im Projekt „DG Demonetz-Validierung“ ist demnach auch, die Unterschiede sowie die Vor- und Nachteile der beiden Ansätze zu evaluieren und zu bewerten und Empfehlungen auszuarbeiten, für welchen Einsatz welcher der beiden Ansätze geeignet ist.

1.3.1 Energiestrategische Ziele

Die Entwicklung einer geeigneten, intelligenten Regelung im Verteilnetz erleichtert die Integration erneuerbarer dezentraler Einspeiseanlagen wesentlich und macht diese wirtschaftlicher gegenüber dem Status-Quo. Damit werden dezentrale Energieerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger von reinen Energieproduzenten zu Lieferanten von Netzdienstleistungen. Dieser Mehrwert führt gleichzeitig zu einem effizienteren Einsatz des jeweiligen Primärenergieträgers. Aus umwelt- und wirtschaftspolitischen Gründen spielt in zukünftigen europäischen Energiesystemen die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern eine entscheidende Rolle.

Ziel der im Projekt ZUQDE 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. Somit wird letztendlich ein wesentlicher Beitrag zu den energiestrategischen Zielen, v.a. Programmziele „Neue Energien 2020“ 1.1 Sicherstellung der Kriterien der Nachhaltigkeit, 1.2 Erhöhung der Ressourcen- und Energieeffizienz und 1.3 Reduktion der Importabhängigkeit bei Energieträgern, erreicht.

Das ZUQDE-System verbessert die ökonomischen Grundlagen zur Einbringung von dezentralen, erneuerbaren Energien, setzt damit auf ökologische Nachhaltigkeit und erhöht gleichzeitig die Energieeffizienz. Gleichzeitig reduziert das ZUQDE-System durch Einbindung von neuen Energieträgern auch die Importabhängigkeit. Durch die Erschließung einer höheren Dichte an erneuerbaren Energieträgern in Verteilnetzen kann somit eine Reduktion des Einsatzes fossiler und nuklearer Energieträger erreicht werden. Es ermöglicht Regionen existierende Ressourcen verstärkt nutzen zu können.

1.3.2 Systembezogene Ziele

Das ZUQDE-System unterstützt vor allem die Programmziele 2.2 bis 2.4 sowie 2.6: Erschließung von Ressourcen erneuerbarer Energieträger, Verbesserung der Umwandlungseffizienz, Entwicklung von Schlüsseltechnologien, sowie Multiplizierbarkeit, Hebelwirkung und Signalwirkung.

Durch wirtschaftliche Methoden zur Einbindung dezentraler Einspeiser ins Verteilernetz wird die Erschließung erneuerbarer Ressourcen massiv gefördert und damit die Basis für die Entwicklung von Schlüsseltechnologien gefördert. Die Ergebnisse des Projekts unterstützen es ganz wesentlich, den Anteil von unterschiedlichen erneuerbaren Energieträgern durch intelligente Integration in Verteilnetzen zu erhöhen und damit eine nachhalti-

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

Außerdem trägt das Projekt ZUQDE zu den Zielen durch intelligenten aktiven Netzbetrieb in Verteilnetzen bei, und zwar mittels innovativer Spannungsregelungstechnologien unter Einbindung von Netzbetreiber und Erzeuger. Somit werden also am Standort Österreich bedeutende Schlüsseltechnologien entwickelt und vorangetrieben.

Die Erkenntnisse dieses „Top-Down-Ansatzes der Regelung“ aus der Modellregion können und sollen auf andere Netze extrapoliert werden. Eine Übertragbarkeit auf andere österreichische Netze, sowie über die Landesgrenzen hinaus, wird im Rahmen des Projekts ZUQDE untersucht. Darüber hinaus soll der Vergleich mit dem „Bottom-Up-Ansatz“ aus dem Projekt „DG Demonetz-Validierung“ verschiedene Möglichkeiten und Einsatzgebiete der Spannungsregelungen deutlich machen und damit indirekt die Multiplizierbarkeit, Hebel- und Signalwirkung für andere Netze und Projektansätze sicherstellen.

Die kostengünstigere Integration dezentraler Stromerzeugungsanlagen ermöglicht Regionen in der Regel auch die bestehenden Ressourcen verstärkt nutzen zu können. Somit können lokale arbeitsintensive Projekte wie beispielsweise im Bereich von Biomasse oder Biogasanlagen, aber auch beim Ausbau von Photovoltaik- (PV) oder Windkraftanlagen durch die Ergebnisse dieses Projekts verwirklicht werden und damit zur Stärkung der Beschäftigung in den Zukunftsbereichen der dezentralen Energieversorgung beitragen.

1.3.3 Technologiestrategische Ziele

Das Projekt ZUQDE unterstützt vor allem die Programmziele 3.5 und 3.8: Steigerung der Wettbewerbsfähigkeit durch verbesserte Ressourceneffizienz, und Stärkung der Technologie- und Klimakompetenz österreichischer Unternehmungen.

Der Zuwachs an Know-how und der entstehende Technologievorsprung im Bereich der zentralen Spannungs- und Blindleistungsregelung mit der Integration von dezentralen Stromerzeugungsanlagen ermöglicht beiden Projektpartnern die Wettbewerbsfähigkeit auszubauen. Der Netzbetreiber erhöht durch die verbesserte Energieeffizienz und Netzqualität die Position am „Markt“ und erhält eine höhere Flexibilität zur Anbindung von dezentralen Erzeugern. Das beteiligte Technologieunternehmen kann bestehende und neue Technologiekomponenten und Werkzeuge erarbeiten und verbessern und damit am Markt reüssieren. In weiterer Folge werden dadurch hochqualifizierte Arbeitsplätze gesichert und wichtiges Wissen in Österreich gehalten.

1.4 Verwendete Methoden

Um wie oben erwähnt die Spannungs- und Blindleistungsregelung zu implementieren, wird das bei der Salzburg Netz GmbH eingesetzte Netzleitsystem SINAUT Spectrum 4.5.1 mit zusätzlichen Online-Applikationen aufgerüstet, und es werden diese im Closed-Loop-Betrieb getestet und betrieben. Die dazu nötigen Bausteine werden im Folgenden überblickmäßig angegeben, eine detaillierte Beschreibung erfolgt in Kapitel 2.3:

Distribution System State Estimator (DSSE)

Zur Analyse von elektrischen Verteilnetzen und die Identifikation der Schwachstellen. Der DSSE basiert auf einem von Siemens entwickelten Algorithmus, wo die verschiedenen vorhandenen gewichteten Messwerte in Kombination mit einem mächtigen Lastmodell in das Stromiterationsverfahren eingebunden werden.

Spannungs- und Blindleistungsregelung (VVC)

Zur Steuerung von Stufenstellern von Transformatoren und Spannungsreglern von Erzeugern, sowie von schaltbaren Blindleistungserzeugern (in der Regel Kondensatoren). Der für den VVC verwendete Algorithmus ist ein Gradienten-Suchalgorithmus erster Ordnung mit Berücksichtigung diskreter und kontinuierlicher Variablen.

Data Validation Tool

Zur Spannungs- und Blindleistungsregelung in der Smart-Grids-Demoregion Salzburg wird das gesamte Netzabbild bestehend aus Leistungsschaltern, Trennschaltern, Leitungen, Erzeugern, Lasten, Verteilnetztransformatoren aus dem Netzleitsystem benötigt. Für die von DSSE und VVC zusätzlich benötigten elektrischen Daten von Betriebsmitteln erfolgt die Überprüfung auf Vollständigkeit und Konsistenz durch das Data Validation Tool.

In diesem Ansatz werden damit die am Prozessrechnersystem optimierten Sollwerte für die Regelung der Umspanner in den Umspannwerken und den Kraftwerken über eine „Softwarelösung“ ermittelt und den Reglern vor Ort vorgegeben.

Integration des Projekts in den Betrieb

Die zentrale Spannungs- und Blindleistungsregelung wird in zwei Phasen implementiert:

- Phase 1 – Open-Loop-Betrieb: alle durch die Spannungs- und Blindleistungsregelung ermittelten Sollwerte werden nach einer Plausibilitätsprüfung durch das Bedienpersonal manuell an die Regler ausgegeben.
- Phase 2 – Closed-Loop-Betrieb: nach dem erfolgreichen Test in Phase 1, werden die Sollwerte direkt über das Netzleitsystem an die Regler ausgegeben, und so in den vollautomatisierten Betrieb der Spannungs- und Blindleistungsregelung übergegangen.

1.5 Aufbau der Arbeit

Die Arbeit gliedert folgend auf die Einleitung inhaltlich in drei Hauptbereiche. Das Kapitel 1 widmet sich der Umsetzung des Projekts und geht im Detail auf die durchgeführten Arbeiten ein. Zudem werden besondere Herausforderungen der praktischen Realisierung diskutiert. Die aus dem Projekt abgeleiteten Erkenntnisse sind Inhalt von Kapitel 1. Neben der Darstellung der Ergebnisse werden deren Auswirkungen in Beziehung zu den Projektzielen gesetzt und die Wirkungszusammenhänge erörtert. Im dritten Hauptbereich, Kapitel 1, wird vor allem auf die Zukunft Bezug genommen indem ein Ausblick auf Weiterentwicklungen und Forschungsbedarf gegeben wird. Zudem werden Empfehlungen insbesondere betreffend prosperierender Rahmenbedingungen für den Einsatz erweiterter intelligenter Systeme im Energiebereich formuliert.

2 Inhaltliche Darstellung

In diesem Kapitel wird auf die Arbeitspakete und die praktische Umsetzung des Projekts eingegangen. Hierbei wird konkret auf das Demonstrationsgebiet Bezug genommen und die Vorgangsweise in der Projektumsetzung dokumentiert. Insbesondere wird auf Herausforderungen in der Realisierung eingegangen, welche sehr wertvolle Informationen für die Umsetzung von fortgeschrittenen intelligenten Regelungslösungen in weiteren Netzgebieten darstellen.

Aufbauend auf die Analyse des zugrundeliegenden elektrischen Systems im Testgebiet Lungau wird die Systemarchitektur und der Aufbau des Systems in Abschnitt 2.2 gezeigt. Die Beschreibung der Regelungslösung in Abschnitt 2.3 bildet die Basis für die Ausführungen zur Integration des Systems in den Betrieb. Der angewandte zweistufige Ablauf wird unterteilt in seine zwei Phasen beschrieben. Im letzten Abschnitt dieses Kapitels werden die Herausforderungen der Realisierung des Projektsystems aus unterschiedlichen Perspektiven aufgezeigt. Hier wird auf die Leitwarte, das Umspannwerk, die Erzeugungsanlagen sowie systemtechnische Herausforderungen im Detail eingegangen.

2.1 Analyse des elektrischen Netzes in der Demonstrationsregion

Dieser Abschnitt dient zur Darstellung der notwendigen Arbeitsschritte des Arbeitspakets 1 sowie der Beschreibung des elektrischen Netzes in der Demonstrationsregion. Das Demonstrationsgebiet befindet sich im Salzburger Lungau, welcher im Versorgungsgebiet der Salzburg Netz GmbH liegt.

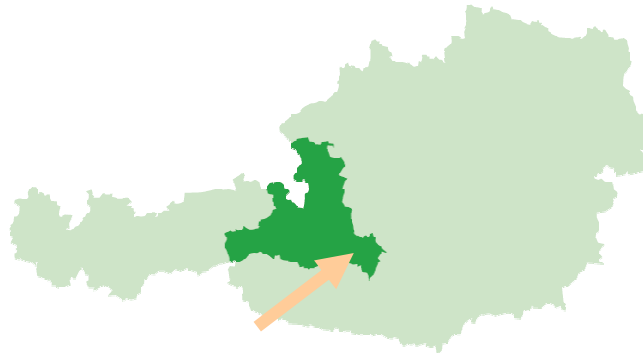


Abbildung 1: Lungau in Salzburg

Da für das System ZUQDE vor allem das Mittelspannungsnetz relevant ist, beziehen sich in weiterer Folge alle Aussagen auf dieses Netz, wenn nicht explizit abweichend Anderes angegeben ist. Das 30-kV-Mittelspannungsnetz der Demonstrationsregion besteht aus den Teilnetzen Lungau Ost und Lungau West, welche ausgehend vom Umspannwerk über eigene 110/30-kV-Umspanner mit je 32 MVA Nennlast getrennt betrieben werden. Die nachfolgende Liste dient zur Beschreibung des Demonstrationsnetzes in Form von relevanten Kennzahlen.

- Eine zentrale Übergabe zum übergeordneten 110-kV-Netz

- 256 km Mittelspannungs (MS) - Freileitung / 158 km MS-Kabel (414 km Gesamtnetzlänge)
- 376 Ortsnetzstationen
- Stromversorgung für rund 22.000 Einwohner in 16 Gemeinden
- Fünf Umschaltstellen zu benachbarten Netzen
- Bezug über beide 110/30-kV-Umspanner:
Maximaler Bezug 2012: 31,2 MW (08.02. - 15:00)
Minimaler „Bezug“ 2012: -7,2 MW (03.06. - 01:50)
- 15 Erzeugungseinheiten im MS-Netz / Engpassleistung 7,95 MW / Erzeugte Energie 2011: 39.597 MWh
- 3 Erzeugungseinheiten der Salzburg AG im MS-Netz / Engpassleistung 15,52 MW / Erzeugte Energie 2011: 48.000 MWh
- 29 Erzeugungseinheiten im Niederspannungs (NS) -netz / Engpassleistung 0,42 MW / Erzeugte Energie 2011: 979 MWh
- Engpassleistung Erzeugungsanlagen insgesamt 23,89 MW / Erzeugte Energie Erzeugungsanlagen insgesamt 2011: 88.576 MWh

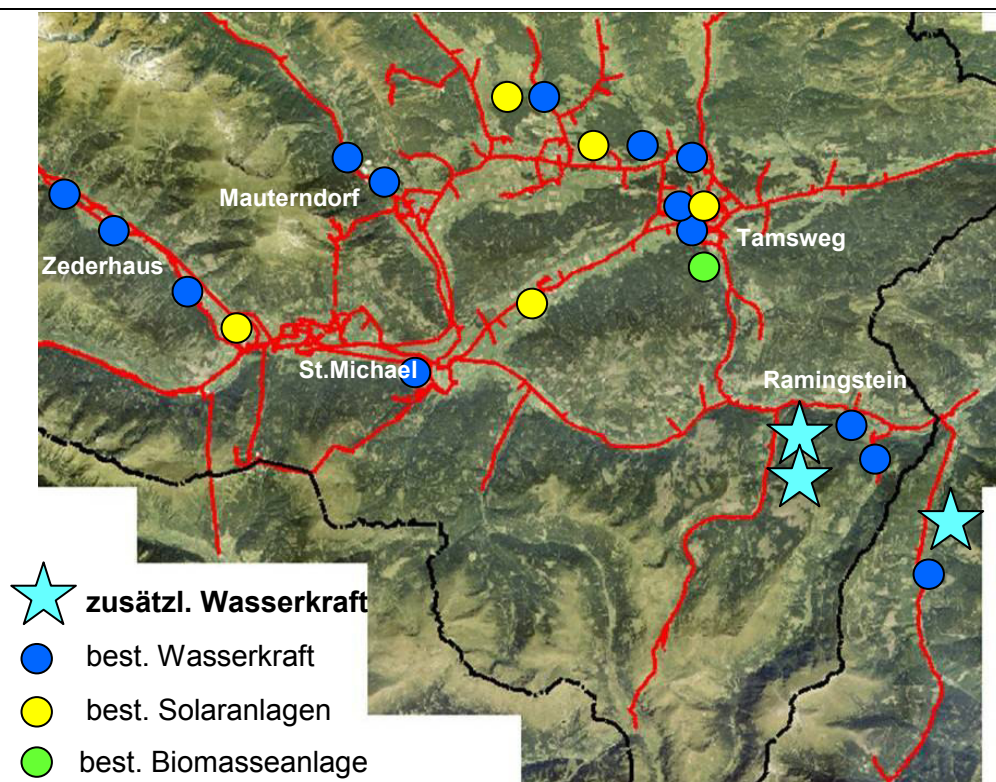


Abbildung 2: Erzeugungsanlagen im MS-Netz im Lungau

Im Teilnetz Lungau Ost befinden sich eine größere Zahl dezentraler Erzeugungseinrichtungen in Verbindung mit einem ausgedehnten 30-kV-Mittelspannungsnetz. Dieses Teilnetz erfordert hinsichtlich Spannungsregelung besondere Maßnahmen um die Spannungsqualität einhalten zu können und stellt somit eine besondere Herausforderung für

den Netzbetrieb dar. Dementsprechend ist dies das Hauptzielgebiet für die Anwendung des ZUQDE-Systems.

Das Netzgebiet Lungau Ost mit dem längsten 30-kV-Abzweig von über 40 km Gesamtlänge beherbergt auch das größte Potenzial für den Ausbau von Kleinwasserkraft, dessen Erschließung in den letzten Jahren für Grundeigentümer und Investoren immer interessanter wurde.

Bereits seit über 15 Jahren wird dieses Teilnetz mit einer Stromkompoundierung, deren Funktionsweise in Abschnitt 2.1.2 näher beschrieben ist, betrieben.

Seit über 10 Jahren werden angeschlossenen Einspeiseanlagen im betroffenen Netzgebiet $\cos \varphi$ -Vorgaben (unterschiedlich für Sommer- und Winterbetrieb) gemacht, um die Spannung damit zusätzlich entsprechend zu beeinflussen.

Im kritischen Netzabschnitt waren bis zum Jahr 2007 zwei Kraftwerke mit einer Gesamtleistung von 2,85 MW installiert. Der Anschluss einer weiteren Erzeugungsanlagen mit weniger als 1 MW Leistung machte zusätzlich zur bestehenden Stromkompoundierung eine spannungsabhängige Blindleistungsregelung der zwei größeren Erzeugungseinheiten erforderlich, um die Anforderungen an den Netzbetrieb sicher zu stellen. Damit wird die Spannung am Netzabzweig durch entsprechendes Blindleistungsmanagement am Anschlusspunkt der Generatoren beeinflusst. . Damit waren bereits Kraftwerke mit etwa 85% der Erzeugungsleistung in diesem Netzabschnitt mit einer spannungsabhängigen Regelung ausgestattet.

Um weiteren drei angefragten Erzeugungsanlagen in diesen Netzabschnitt den Netzananschluss zu ermöglichen, war eine sehr eingehende Auseinandersetzung mit der Netzsituation notwendig. Aufbauend auf die Analyse folgte die Erarbeitung eines alternativen Netzkonzepts, welches die Aufnahme weiterer Erzeugungsanlagen ermöglicht. Welchen Beitrag das ZUQDE-System in Bezug auf die Integration von Erzeugungsanlagen in das Netz leisten kann wird in Kapitel 3 bzw. 4 erörtert.

Das ZUQDE-System ist nicht isoliert für das Demonstrationsnetz Lungau-Ost sondern für ein erweitertes Netzgebiet (Lungau West und angrenzende Netzgebiete) zu konzipieren und aufzubauen, das sich aus betrieblicher Sicht aufgrund typischer Umschaltungen und Ersatzversorgungen mit benachbarten Mittelspannungsnetzen ergibt. Dabei handelt es sich einerseits um netzinterne Kupplungen und andererseits um Kupplungen mit Nachbarnetzbetreibern.

Dem Testnetz Lungau-Ost sind sieben 30-kV-Stränge zugeordnet. In Abbildung 3 sind diese durch die Farben schwarz, dunkelblau, hellblau, dunkelgrün, magenta, hellgrün und lila gekennzeichnet.

Das schematische Netzabbild in Abbildung 3 zeigt zudem die mit dem ZUQDE-System geregelten dezentralen Erzeugungseinheiten, welche mit einem rechteckigen Rahmen in blauer Farbe gekennzeichnet sind. Erzeugungseinheiten die im ZUQDE-System berücksichtigt aber nicht aktiv beeinflusst werden, sind mit Kreisen in gelber Farbe umrandet. Insbesondere ist die räumliche und die damit einhergehende topologische Konzentration der dezentralen Erzeugungseinheiten zu erkennen. Im Wesentlichen konzentrieren sich die dezentralen Einspeiser auf zwei Abzweige und sind als „elektrisch fern“ vom Umspannwerk zu bezeichnen.

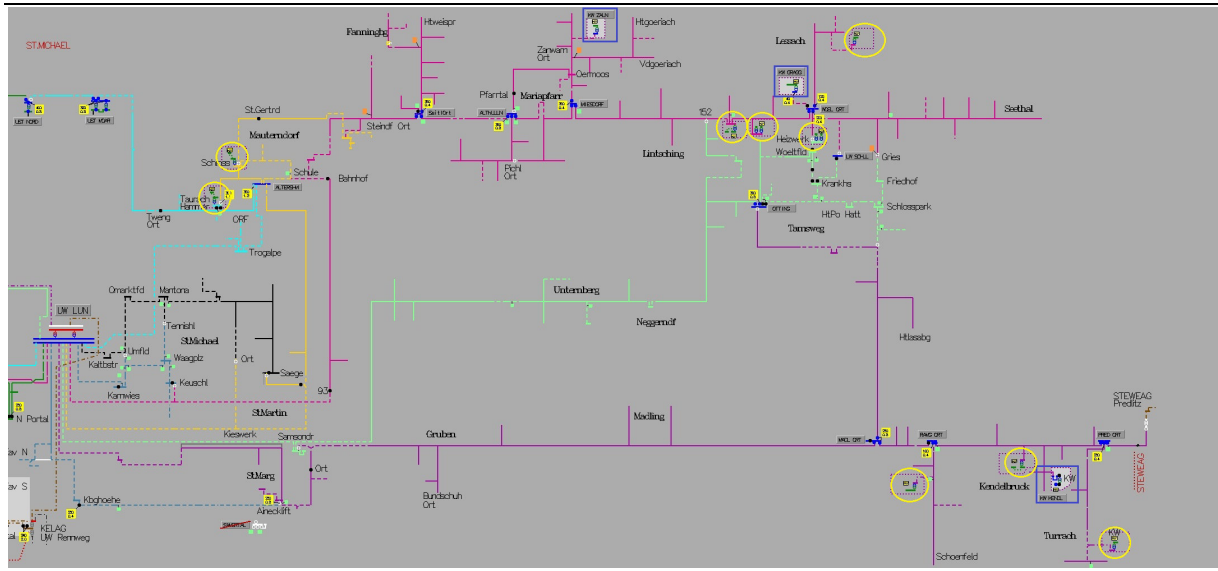


Abbildung 3: Testnetz Lungau-Ost (wesentliche dezentrale Erzeugungseinheiten gekennzeichnet)

Nicht bzw. nur indirekt berücksichtigt wird ein dem Demonstrationsnetz unterlagerte 10-kV-Netz, da dieses über einer lokale Spannungsregelung auf der 10-kV-Ebene verfügt.

Konkret sind im Demonstrationsnetz vier möglichen Erweiterungen bzw. Umschaltmöglichkeiten zu berücksichtigen.

Zu Beginn des Projekts steht die Analyse des Demonstrationsgebietes sowie die Erhebung der für das ZUQDE-System erforderlichen Daten. Besteht eine Lücke zwischen den aus der Analyse gewonnenen Daten und den Erfordernissen des Systems ist eine erweiterte Datenanalyse als weiterer Schritt in der Vorbereitung des Systems notwendig, wie in Folge beschrieben ist.

2.1.1 Erweiterte Datenerfassung

Neben den am Leitsystem (SCADA) allgemein zu pflegenden Daten sind für eine intelligente Regelungslösung zusätzliche Informationen zu erfassen. Eine Übersicht über diese Daten ist nachfolgend auszugsweise dargestellt. Diese Daten sind für die Netzzustandsermittlung (DSSE) und die Optimierung (VVC) erforderlich. Es handelt sich hierbei um Daten für

- Sammelschienen,
- Generatoren der geregelten dezentralen Erzeugungseinheiten,
- Lasten und Lastprofilen,
- Eigenbedarf (skaliert)
- Transformatoren und Stufensteller und
- Leitungen (Freileitungen und Kabel).

- Sammelschiene
- Generatoren / Kleinkraftwerke
- Lasten und Lastprofile
- Eigenbedarf (skaliert)
- Trafos / Stufung
- Leitungen

Busbar Data									
B1Name	B2Name	B2 Level Voltage	B3Name	Rated Voltage	Phase Information				
Amack	Dreimal	30.00	35	30.00	111				
Amack	Dreimal	30.00	35	30.00	111				
Amack	Dreimal	30.00	35	30.00	111				

Small Generating Unit Data									
B1Name	B2Name	B2 Level Voltage	B3Name	Phase Information	Small Generating Unit Type	Rated Voltage	Minimum MW Generation	Maximum MW Generation	Maximum MW Generation
Lutten	NOT Fuel	0.40	0.00	111	1.00	0.000	0.000	0.000	0.000
Marsch	NOT Fuel	0.40	0.00	111	1.00	0.000	0.000	0.000	0.000
Marsch	Marsch	0.40	0.00	111	1.00	0.000	0.000	0.000	0.000

Conforming Load Data									
B1Name	B2Name	B2 Level Voltage	B3Name	Non-Conforming Load Flag	Phase Information	Rated Voltage	Load Behavior Type Name	Rated Load Magnitude	Percentage of Load
Ferning	Neutral	30.00	0.00	Y	111	0.000	0.000	0.000	0.000
Ferning	Neutral	30.00	0.00	Y	111	0.000	0.000	0.000	0.000
Ferning	Neutral	30.00	0.00	Y	111	0.000	0.000	0.000	0.000

Non-Conforming Load Schedule Data									
B1Name	B2Name	B2 Level Voltage	B3Name	Non-Conforming Load Flag	Phase Information	Rated Voltage	Load Behavior Type Name	Scheduled Day Type	Scheduled Day Type
UW LUN	110 KV	110.00	0.00	Y	111	0.000	0.000	ALL	ALL
UW LUN	110 KV	110.00	0.00	Y	111	0.000	0.000	ALL	ALL

Transformer									
B1Name	B2Name	B2 Level Voltage	B3Name	Connection Type	LTC Flag	Regulator Flag	High-side Nominal Voltage	Low-side Nominal Voltage	Positive-Sequence Resistance
UW LUN	110 KV	110.00	0.00	Y	Y	Y	110.00	30.00	0.0000
UW LUN	110 KV	110.00	0.00	Y	Y	Y	110.00	30.00	0.0000
Zachau	Leistung	30.00	0.00	Y	Y	Y	30.00	0.00	0.0000

Distribution Line Data									
B1Name	B2Name	B2 Level Voltage	B3Name	Nominal Voltage	Positive-Sequence R per Length	Positive-Sequence X per Length	Line Charging Per Length	Zero-Sequence R per Length	Zero-Sequence X per Length
Lutten	A-200	30.00	0.00	30.00	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Lutten	A-200	30.00	0.00	30.00	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Lutten	A-200	30.00	0.00	30.00	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000

Abbildung 4: Neuerfassung von Daten am Leitsystem

Unter der Bezeichnung „Eigenbedarf (skaliert)“ sind Lasten mit konstantem Profil zu verstehen, die im Verhältnis der Gesamtlast skaliert werden. Diese Kategorie wurde beispielsweise zur Modellierung des Eigenbedarfs des Umspannwerks verwendet.

Die erforderlichen netztechnischen Daten wurden der technischen Datenbank des Instandhaltungsmanagementsystems (SAP PM) bzw. des Netzberechnungsprogramms entnommen. Voraussetzung für ein reibungsloses Zusammenführen der Daten ist eine Systemkopplung hohe Datenqualität und abgestimmte Datenstrukturen.

Lastprofildaten

Die Ermittlung typischer Tage für die Lastprofile erfolgte durch eine Unterteilung der Tagesprofile der Lastaufnahme des Testnetzes in die vier Jahreszeiten und in Wochentag bzw. Wochenende. Damit ergaben sich acht Tage für welche jeweils ein Lastprofil im Stundenraster je Mittelspannungslast zu generieren war.

Die Lastprofile für die einzelnen Kunden wurden dem kaufmännischen System (SAP IS-U) entnommen und mittels dem geografischen Informationssystem (GIS - Smallworld) netztopologisch richtig den jeweiligen Mittelspannungslasten zugeordnet.

Voraussetzung dafür waren die Kopplung der Systeme und die netztopologisch richtige Abbildung der Nieder- und Mittelspannungsebene im GIS inklusive der Anschlusspunkte der Kunden. Nach einer mehrstufigen manuellen Plausibilitätsprüfung wurden die Daten am Leitsystem eingebracht.

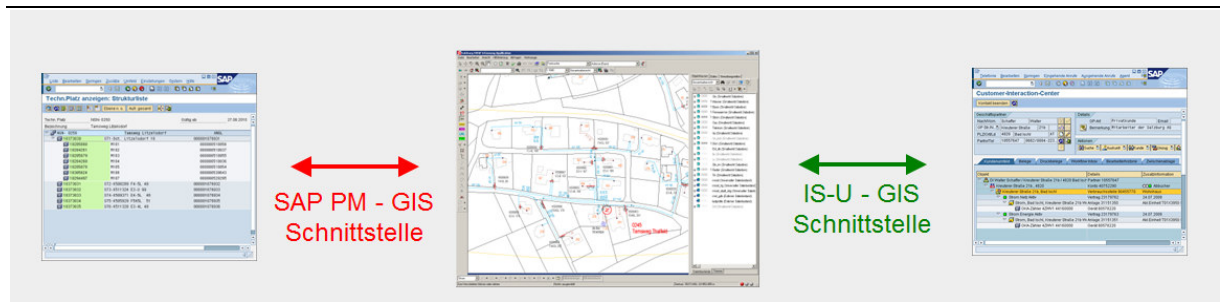


Abbildung 5: Systemkopplung

Den 352 Lasten wurden für die folgenden Tage jeweils ein Lastprofil zugeordnet, wobei auf besondere Lastsituationen wie beispielsweise Ferienwochen Rücksicht genommen wurde:

- Frühling Werktag (05.05.2010)
- Frühling Wochenende (08.05.2010)
- Sommer Werktag (23.06.2010)
- Sommer Wochenende (26.06.2010)
- Herbst Werktag (07.10.2010)
- Herbst Wochenende (10.10.2010)
- Winter Werktag (24.02.2010)
- Winter Wochenende (27.02.2010)

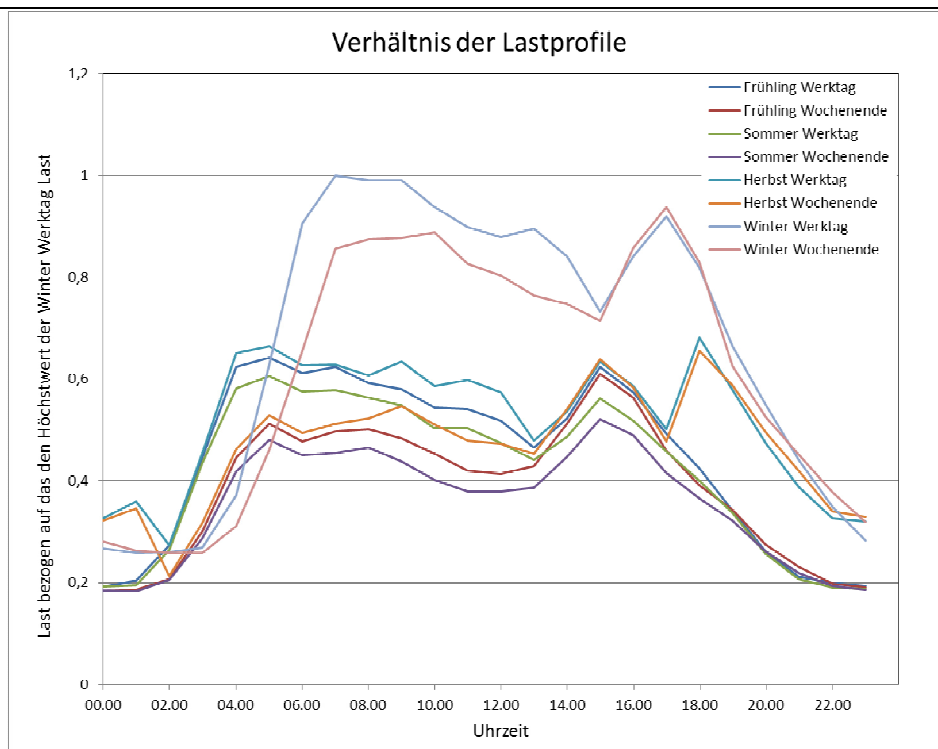


Abbildung 6: Verhältnis der Lastprofile

Beim Vergleich der Lastprofile ist der Stundenraster zu beachten. Dieser bewirkt, dass die Laststeigerung aufgrund steuerbarer Lasten kurz nach 22:00 Uhr nicht zu erkennen ist, da sich der nächste dargestellte Wert auf 23:00 Uhr bezieht.

Der Vergleich zeigt, dass sich die Lastprofile von Frühling und Sommer ähnlich sind. Die Lastprofile von Herbst und Winter unterscheiden sich insbesondere in der Ausprägung der Abendspitze.

Modellierung der dezentralen Erzeugungseinheiten

Neben den Lasten im Netz sind auch die Erzeugungseinheiten im Netz zu modellieren. Ein Teil der Erzeugungseinheiten wird aktiv in der Regelung durch das ZUQDE-System verwendet und ist mit aktuellen Messwerten entsprechend im Modell abgebildet. Der andere Teil der Erzeugungsanlagen, der keine aktive Rolle in der Regelung durch das ZUQDE-System spielt, ist ebenfalls in das Modell aufzunehmen. Dementsprechend werden die Leistungsdaten der relevanten Erzeugungseinheiten durch folgende Vorgangsweise modelliert.

Da diese Erzeugungsanlagen vor allem Kleinwasserkraftwerke sind und somit eine ähnliche Erzeugungscharakteristik wie die im ZUQDE-System durch Messwerte abgebildeten Erzeugungsanlagen besitzen, werden die aktuellen Leistungen (Wirk- und Blindleistungen) der nicht gemessenen Erzeugungseinheiten aus den tatsächlich gemessenen Leistungen der Einheiten mit Messung abgeleitet. D.h. hier kommen keine hinterlegten Erzeugerlastprofile zum Einsatz, da deren Verwendung aufgrund des fluktuierenden Zuflusses der Kraftwerke ungenau ist. Im Modell wird demnach von der Erzeugung der tatsächlich gemessenen Einspeiseanlage ausreichend genau auf die Erzeugung der modellierten Einspeiser geschlossen, welche wiederum für die Optimierungsrechnungen verwendet wird.

Insgesamt handelt es sich dabei um 14 weitere Kraftwerke mit einer Engpassleistung von insgesamt 9977 kW.

Beispielhaft ist nachfolgend die Modellierung des KW Geißbach am Leitsystem dargestellt. Die Modellierung machte es erforderlich auch die Niederspannungsseite abzubilden, um den Zustand des Hauptschaltgerätes der Erzeugungseinheit abbilden zu können. Dadurch ist es notwendig die Transformatoren zwischen Mittelspannung und Maschinenspannung (meist Niederspannung) abzubilden und datentechnisch zu erfassen.

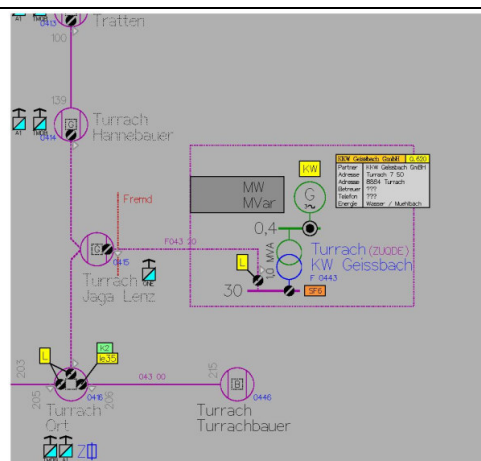


Abbildung 7: Modellierung KW Geißbach

Die Modellierung der geregelten dezentralen Erzeugungseinheiten erfolgte in einem Übersichtsbild, um eine einfache Übersicht und damit Überwachung am Leitsystem zu gewährleisten. Die wesentlichen Komponenten sind dabei der Status der Regelung (Lokal / Fern), die Blindleistungswerte (Sollwert / Rückmeldesollwert / Messwert) und die Stellung des Maschinenhauptschalters. Die Leistungs- und Spannungsmesswerte liefern einen wichtigen Beitrag bei der Systemkalibrierung im Rahmen des Open-Loop-Betriebs, welcher in Abschnitt 2.5 beschrieben ist.

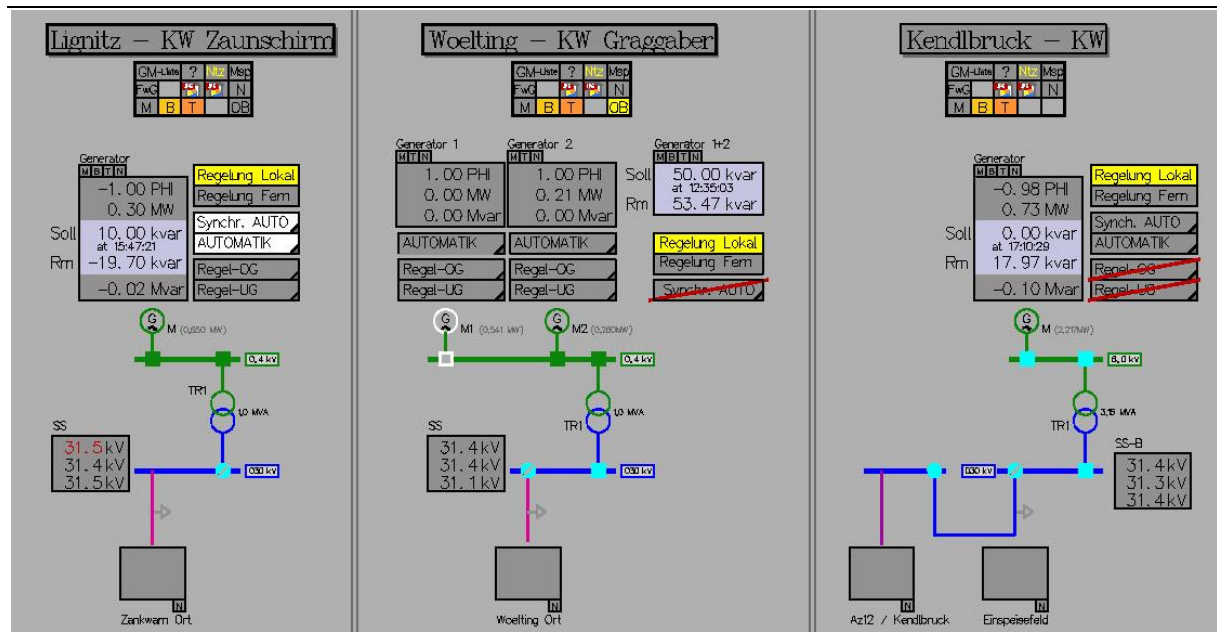


Abbildung 8: Modellierung der geregelten dezentralen Erzeugungseinheiten am Leitsystem

2.1.2 Derzeitiger Systembetrieb

Im Umspannwerk des Demonstrationsnetzes ist aktuell eine sogenannte Stromkompoundierung im Einsatz. D.h. die Spannungssollwertvorgabe am Stufensteller des 110/30-kV-Umspanners im UW erfolgt in Abhängigkeit des Laststromes an den relevanten Abzweigen im UW. Für Extrembelastungen im Jahr (Sommerminimallast mit maximaler dezentraler Erzeugung und Wintermaximallast mit minimaler dezentraler Einspeisung) werden dafür „Offline“, d.h. im Büro, jährlich Netzberechnungen durchgeführt, um zu bestimmen welche Abgangsströme im UW welchen Spannungsbelastungen am Ende der Leitungen entsprechen. Auf diese Weise werden die zulässigen Spannungsgrenzen durch die Einhaltung der berechneten Abzweigströme überwacht und geregelt.

Über die Netzberechnungen wird auch der Situation Rechnung getragen, dass im Netz ein hoher Anteil an Erzeugung vorhanden ist der nicht mit der Starklast korrespondiert. Der Sollwert der Mittelspannungssammelschiene variiert linear zwischen 30,8 kV bei 0 Amperre und 31,6 kV bei 300 Ampere.

Im Sommer bei minimaler Netzlast und hohen KW-Einspeisungen wird der Netzteil mit einer niedrigeren Betriebsspannung im UW betrieben um für die Spannungsanhebungen am Leitungsende durch die Einspeisungen mehr Spielraum innerhalb des zulässigen Spannungsbandes zu haben. Im Winter mit maximaler Netzlast bei minimaler Erzeugung durch die Wasserkraftwerke wird hingegen die Ausgangsspannung im UW erhöht um

nicht durch Spannungsabfälle entlang der Leitungen Spannungsbandverletzungen zu riskieren.

Als Sicherheitsstufe ist eine Grenzwertüberwachung vorhanden die $\pm 4\%$ des Sollwerts beträgt. Diese verhindert beim Erreichen des Grenzwertes, dass dieser mit weiteren Stellbefehlen über- bzw. unterschritten wird (Befehlsblockade). Nachfolgend ist die Charakteristik des lokalen Spannungsreglers dargestellt.

Eine weitere implementierte Überwachungsfunktion ist die Überprüfung bzgl. eines sogenannten "schleichenden Netzzusammenbruchs". Werden 4 Stellbefehle „Spannung höher“ innerhalb von 45 Sekunden ausgegeben blockiert dies den Regler für 15 Minuten.

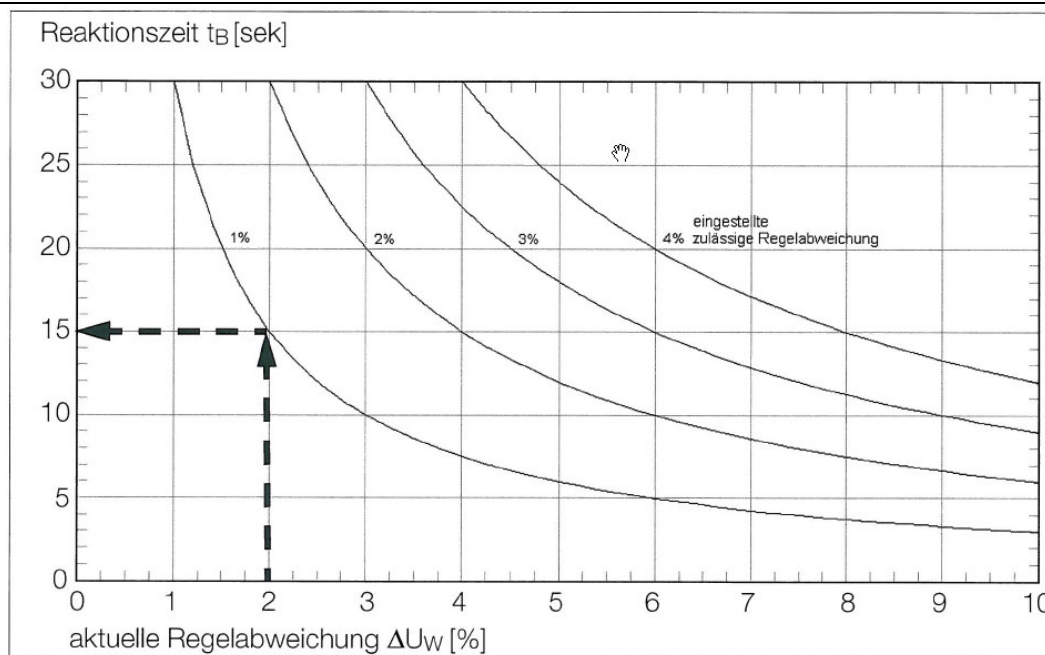


Abbildung 9: Charakteristik des lokalen Spannungsreglers

Neben der stromabhängigen Anpassung der speisenden Spannung sind, wie zu Beginn des Abschnitts 2.1 ausgeführt, lokale spannungsabhängige Blindleistungsregelungen für zwei Erzeugungsanlagen aktiv. Diese beiden Funktionen sind erforderlich, um die Spannungen der Knoten des Modellnetzes bedingt durch die Last- und Einspeisecharakteristik im Jahresverlauf innerhalb des zulässigen Betriebsspannungsbandes zu halten.

2.2 Systemarchitektur

Aufbauend auf die Beschreibung des elektrischen Netzes im Demonstrationsgebiet und der Darstellung der Tätigkeiten im Zusammenhang mit Datenerfassung ist der Aufbau des ZUQDE-Systems Inhalt dieses Unterkapitels.

Der Systemaufbau ist an die klassische hierarchische Struktur eines Prozessleitsystems, wie es in Abbildung 10 gezeigt ist, angepasst und gliedert sich direkt in das bei der Salzburg Netz GmbH im Einsatz befindliche Prozessrechner-, Kommunikations- und Fernwirk-system ein.

Hierarchische Staffelung der Funktionen

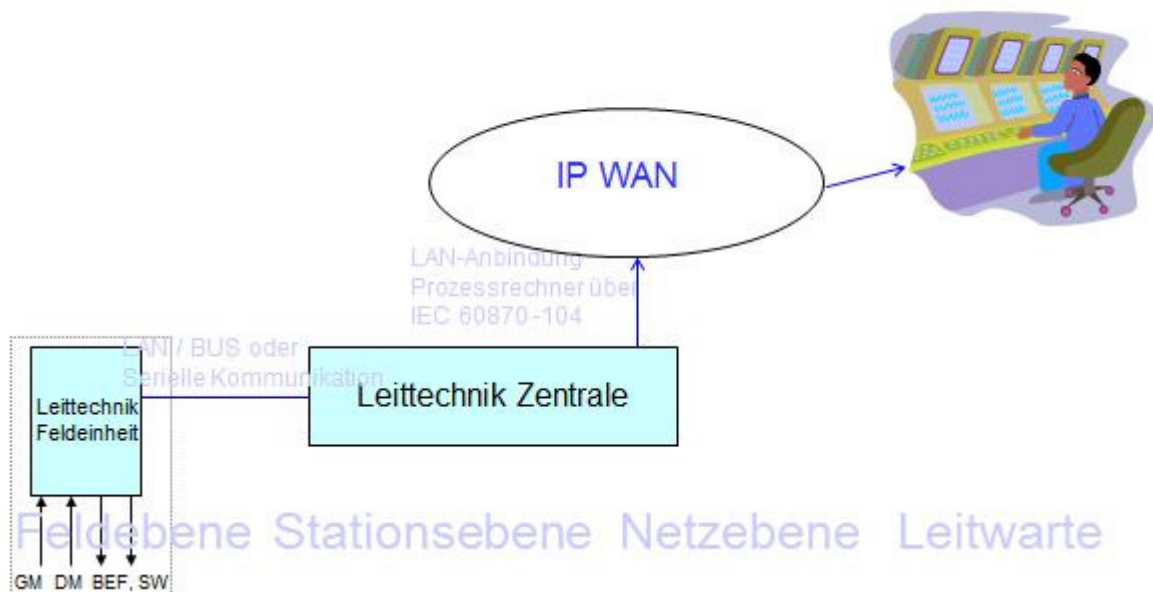


Abbildung 10: Hierarchische Ebenen eines Prozessleitsystems

Die oberste Ebene des Netzleitsystems bildet das zentrale Prozessrechnersystem mit der Leitwarte der Salzburg Netz GmbH. Die zweite Ebene bildet ein sogenannter zentraler Fernwirkkopf, auch Leittechnik-Zentrale genannt, der kommunikationstechnisch zwischengeschaltet ist und darüber hinaus Ein- / Ausgabefunktionen auf Feldebene erfüllen kann sowie Verwaltungs- und Prozesssicherheitsaufgaben für die darunterliegenden Ebenen wahrnimmt. In der untersten Ebene auf Feldebene befinden sich die Messpunkte im Netz sowie auch die Regeleinheiten der in das System eingebunden Kraftwerke.

In direkter Verbindung mit dem gewählten Ansatz einer zentralen Spannungs- und Blindleistungsregelung im Verteilnetz steht die verteilte Anordnung der hierarchisch gegliederten Bausteine. Dieser verteilte Aufbau bedingt Kommunikationsverbindungen zwischen den einzelnen Standorten. Da die übergeordneten Regelungsaufgaben zentral wahrgenommen werden und die Ausgabe der Stellgrößen an die Aktuatoren dezentral erfolgt, sind unter anderem Weitverkehrskommunikationsverbindungen nötig, welche die Komponenten der unterschiedlichen Prozessebenen miteinander verbinden.

Auf das Prozessrechnersystem und die Kommunikationsverbindungen wird im Detail in den folgenden Abschnitten eingegangen.

2.2.1 Prozessrechnersystem

Das bei der Salzburg Netz GmbH im Einsatz befindliche Prozessrechnersystem Spectrum™ Power 4.5.1 von Siemens, dessen Aufbau schematisch in Abbildung 11 dargestellt ist, wurde um einen zusätzlichen ZUQDE-Server für die Regelungsaufgaben erweitert.

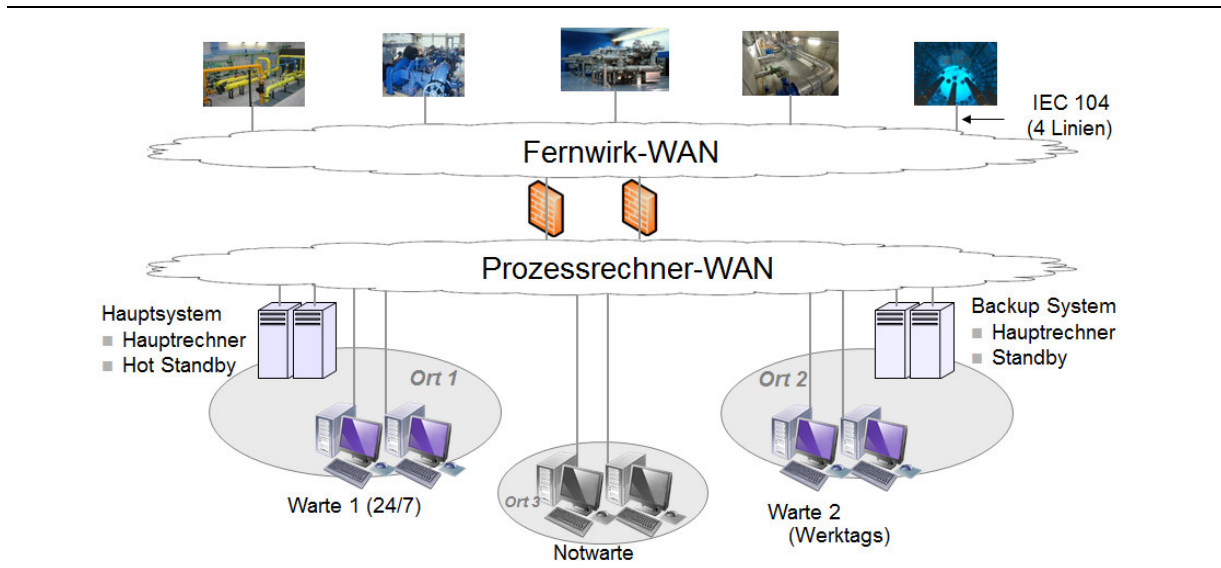


Abbildung 11: Schema des Netzleitsystems der Salzburg Netz GmbH

Dieser Rechner ist über die Spectrum™ Power 4 Standardfunktion Multisite (Leitstellenverbund) mit dem redundanten Hauptsystem in der Warte Salzburg bzw. dem redundanten Backup System verbunden, wie Abbildung 12 zeigt. Durch diese Schnittstelle verfügt der ZUQDE-Server zu jedem Zeitpunkt über ein aktuelles Prozessabbild (Schalterstellungen, Messwerte) des zu regelnden Mittelspannungsnetzes. Die für die Regelung inklusive Lastflussberechnung notwendigen elektrischen Sachdaten des Mittelspannungsnetzes (Leitungslängen, Impedanzen, Reaktanzen...) wurden über Importschnittstellen in die Quelldatenbank SDM (Source Data Manager) des Netzleitsystems eingebracht.

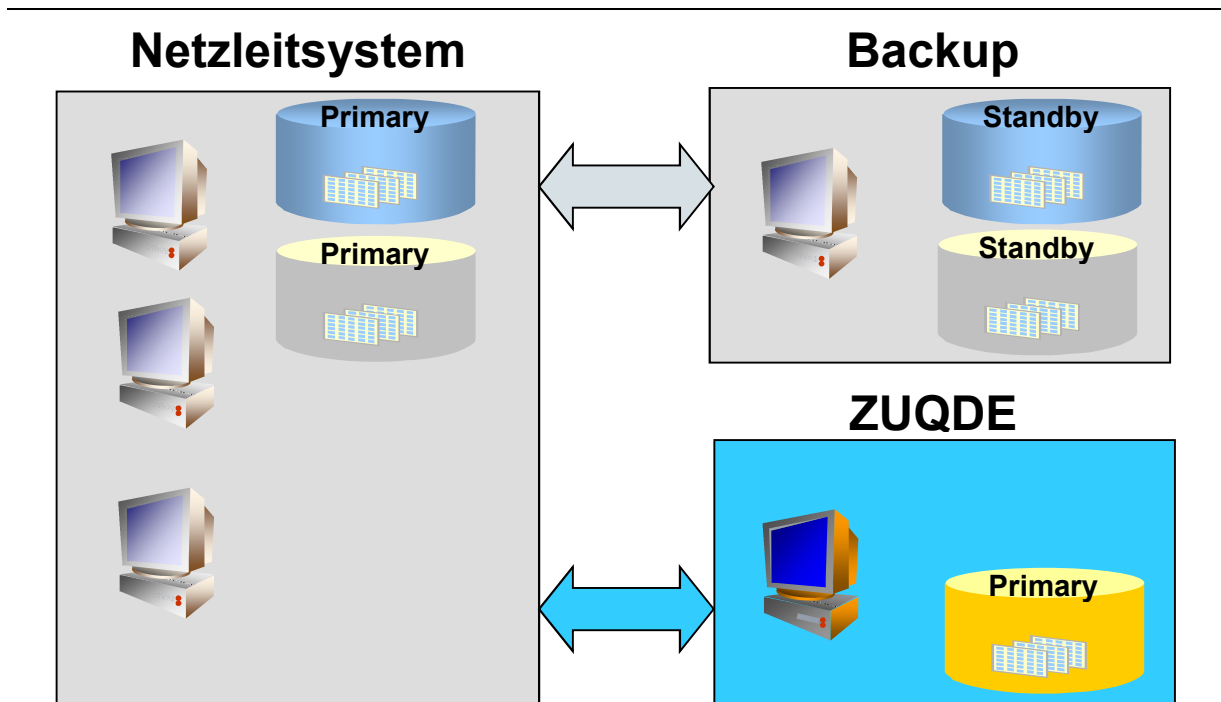


Abbildung 12: Schematischer Aufbau der ZUQDE Multisite Systemumgebung

Zur Implementierung der zentralen Regelungslösung bzw. Überprüfung der Daten wurde der ZUQDE-Server mit den zusätzlichen Online-Applikationen zur Netzberechnung

(DSSE), zur Netzoptimierung (VVC) und Ergebnisvalidierung (Data Validation Tool) aus dem Applikationsportfolio des Netzleitsystems, welche im Abschnitt 2.3 näher beschrieben sind, ergänzt sowie für den Open-Loop bzw. Closed-Loop Betrieb erweitert und angepasst.

Die vom zentralen Regler des ZUQDE-Systems ermittelten Ergebnisse werden in Form von Spannungs- bzw. Blindleistungsvorgaben als Befehle an die Trafostufensteller bzw. als Befehle an die Generatoren ausgegeben. Zur Übertragung bzw. zur Ausgabe der Werte wird das unter Punkt 2.2.2 beschriebene Kommunikations- und Fernwirk-/Automatisierungssystem verwendet. Die Reaktion der gesteuerten bzw. geregelten Betriebsmittel werden wiederum über diese Systeme erfasst und spontan an das Netzleitsystem übertragen.

2.2.2 Kommunikationssystem

Zum Zeitpunkt der Projekteinreichung war geplant, im Rahmen des Projektes „DG Demonetz-Validierung“ eine Powerline Communication (PLC) Lösung über das Mittelspannungsnetz als Kommunikationssystem zu realisieren. Mit Projektbeginn wurde im Detail klar, dass für die PLC-Lösung zusätzliche Entwicklungsarbeiten mit dem Hersteller im Bereich der Ankopplungseinheiten an die Mittelspannung durchgeführt werden müssen. Die VKW Netz AG als Projektpartner im Projekt „DG Demonetz-Validierung“ hat die Entwicklungsarbeiten und Teststellungen mit dem Hersteller der PLC-Lösung im Mittelspannungsnetz übernommen. Die Entwicklungsarbeiten haben sich aufwendiger als vermutet dargestellt und das Übertragungsprotokoll der PLC-Lösung hat sich letztendlich als unzureichend für die Zusatzfunktion Topologieerkennung erwiesen.

Nachdem in unserem Fall die Projekte ZUQDE und „DG Demonetz-Validierung“ von der Funktion des Kommunikationssystems abhängig waren, wurde von den Projektleitern entschieden auf das Kommunikationssystem der Salzburg AG zurückzugreifen.

Um die Daten aus jenen Netzstationen und Kleinkraftwerken, die an der Netzregelung des ZUQDE-Systems beteiligt sind, zum zentralen Prozessleitsystem zu übertragen, steht das leistungsfähige Datenübertragungsnetz der Salzburg AG zur Verfügung. Die Salzburg AG ist neben ihrer Aufgabe als Energieversorger auch Anbieter von einer breiten Palette von Telekommunikationsdienstleistungen².

Die Übersichtsdarstellung in Abbildung 13 zeigt den ZUQDE-Systemaufbau und bildet schematisch das bei der Salzburg Netz GmbH im Einsatz befindliche Prozessrechner-, Kommunikations- und Fernwirkssystem ab. Das System der zentralen Spannungs- und

² Mit der Liberalisierung des Telekommunikationsmarktes 1995 eröffneten sich für einen Infrastrukturanbieter neue Perspektiven. Diverse Mobilfunkunternehmen brauchte Sendestandorte für seine Mobilfunksender und Datenleitungen zu diesen Standorten, was die damalige SAFE in Ergänzung zur Errichtung und dem Betrieb von Kabelfernsehtznetzen als neues Geschäftsfeld aufgegriffen hat.

Getrieben durch die Nachfrage der Mobilfunkbetreiber an transparenten Datenleitungen entstand in den 90-iger Jahren ein Multiplexernetz auf Basis von PDH (*Plesiochrone digitale Hierarchie*) und SDH (*Synchrone digitale Hierarchie*) Technologie. Nahezu zeitgleich wurden die ersten gerouteten IP-Netze in der Salzburg AG gebaut. Zum einen, um die internen Anforderungen an die Datenvernetzung erfüllen zu können. Zum anderen waren 1996 auch bereits die ersten Schritte im Serviceprovidergeschäft gesetzt worden, indem für 25 höhere Schulen im Bundesland Salzburg Internetanschlüsse über das Datennetz der Salzburg AG errichtet wurden.

Diese Erfahrungen aus dem Telekomgeschäft wurden auch konsequent im Unternehmen in der Prozessdaten-kommunikation umgesetzt. Die zentralen Netzleitstellen wurden mit den Fernwirkanlagen der Außenstellen, das sind UW, Transformatorstationen u.dgl., über ein IP-Netz vernetzt, sobald Fernwirkanlagen verfügbar waren, die auch IP unterstützt hatten.

Blindleistungsregelung ZUQDE ist in die zu Beginn des Kapitels beschriebenen Prozessebenen eingebettet.

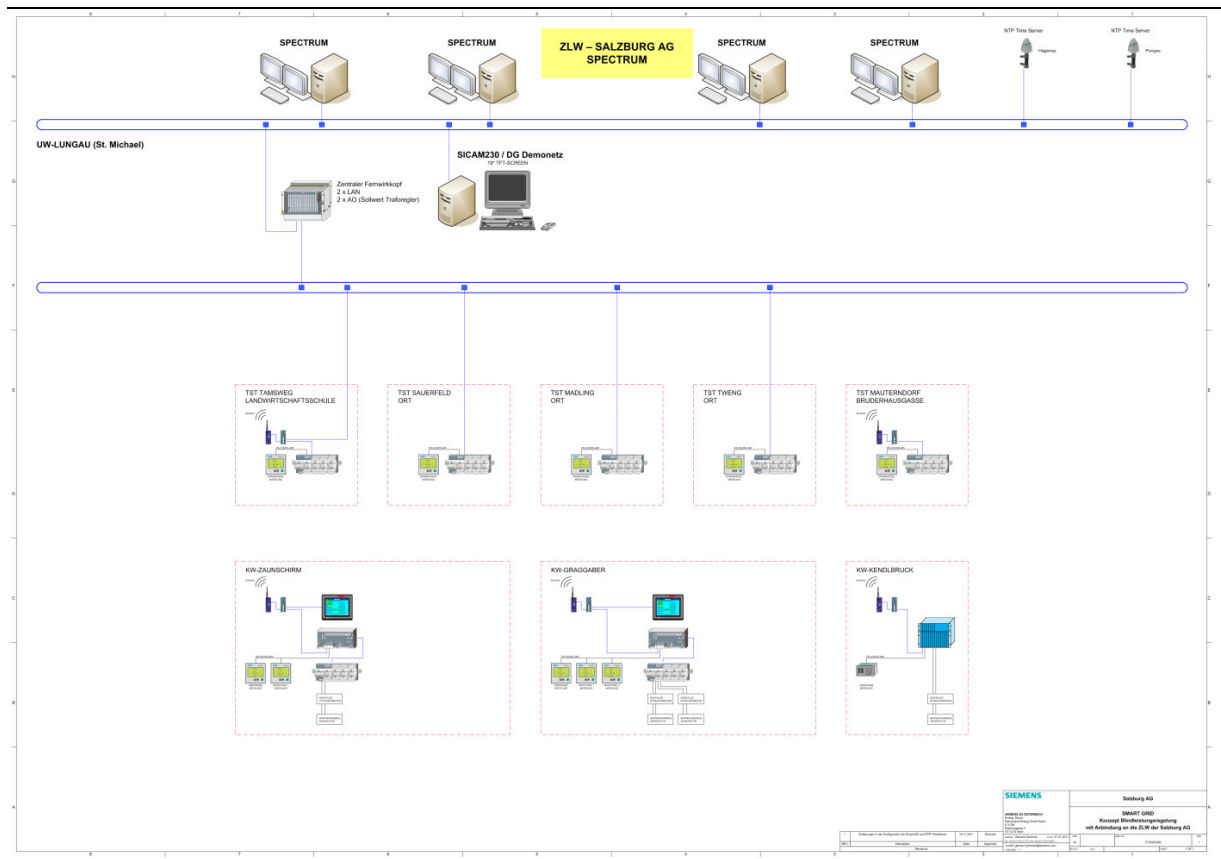


Abbildung 13: Übersichtskonfiguration

Neben dem Prozessrechnersystem und der Leitwarte ist in der obersten Ebene der Übersichtskonfiguration (Abbildung 13) die Regelungskomponente des verwandten Projekts „DG Demonetz-Validierung“ abgebildet um die strukturellen Gemeinsamkeiten der Projekte zu verdeutlichen. Die zweite Ebene bildet der zentrale Fernwirkkopf. In der untersten Ebene dargestellt sind die Messpunkte im Netz und die in die Regelung eingebunden Kraftwerke angeordnet. Darüber hinaus sind die unterschiedlichen kommunikationstechnischen Anbindungen ersichtlich.

In drei Transformatorstationen, die für das gegenständliche Projekt als Messstellen genutzt werden, war bereits eine Übertragungstechnikinfrastruktur bestehend. Als Übertragungsmedium sind hier Lichtwellenleiter im Einsatz. Zwei weitere Transformatorstationen sowie die drei Kleinkraftwerke waren zu Beginn des Projektes ohne Anbindung an das Datennetz der Salzburg AG. Da eine Anbindung der Örtlichkeiten über eine Lichtwellenleiter-Kabelverbindung zu vertretbaren Kosten nicht möglich ist, wurden alternative Datenübertragungskonzepte überlegt.

Die Salzburg AG hat kurz vor Beginn des gegenständlichen Projektes WiMAX³-Lizenzen (Worldwide Interoperability for Microwave Access) für ihr Internetgeschäft ersteigert. Dabei handelt es sich um einen Frequenzbereich im Mikrowellenbereich. Parallel zur Ent-

³ Vgl.: Riegel Max, Chindapol Aik, Kröselberg Dirk: Deploying Mobile WiMAX. John Wiley&Sons, 2009, ISBN 978-0-470-69476-3.

wicklung des Projektes ZUQDE wurde daher der Anlass wahrgenommen, eine WiMAX-Implementierung in der Salzburg AG durchzuführen, die eine Echtzeitdatenübertragung für Prozessdaten ermöglichen sollte.

Dies ist insofern ein erfolgsversprechender Weg, da als Prozessperipherie SICAM 1703 Leittechnikkomponenten⁴ eingesetzt werden. Zumal diese Hardware eine IP-Datenschnittstelle als Standard anbietet, ist zur Anbindung an die WiMAX Datenübertragung keine Umsetzung der Datenprotokolle notwendig.

Die Datenübertragung und die Prozessperipherie konnten aufgrund der sich im Aufbau befindlichen Alternative termingerecht fertiggestellt werden. Mit der Realisierung der Kommunikationswege werden die Prozessebenen miteinander zu einem System verbunden und zentrale Regelungsaufgaben werden ermöglicht.

Die ZUQDE-Software verwendet neben den Daten, die aus den beschriebenen Prozessanlagen übertragen werden, weitgehend jene Daten die bereits am Prozessleitsystem vorhanden sind. Dabei handelt es sich sowohl um Prozessdaten aus Umspannwerken und aus dem elektrischen Verteilnetz, als auch um Daten die im Prozessleitsystem selbst gebildet werden. Dazu zählen beispielsweise Topologiedaten, die ein Abbild des Schaltzustandes im elektrischen Verteilnetz der Salzburg Netz GmbH darstellen.

Die Leitwarte ist jene Stelle im System, an der unmittelbar in den Regelungsprozess eingegriffen werden kann. Über eine Bedienoberfläche am Prozessrechner können verschiedene Parameter der zentralen Regelung geändert werden. So können hier die dezentralen Komponenten wie Kraftwerke oder Umspanner für den Regelalgorithmus aktiviert oder abgeschaltet werden.

Auf Basis dieses Systemaufbaus wird die Regelung des ZUQDE-Systems implementiert. Im folgenden Abschnitt wird auf die ZUQDE-Regelungslösung eingegangen und die Projektumsetzung beschrieben.

2.3 Regelungslösung

Die Regelungslösung im Projekt ist mehrstufig aufgebaut. Die oberste Ebene bilden die Programmpakete im Prozessrechnersystem Spectrum. Am Prozessrechner werden sämtliche Informationen aus dem Netz und den beteiligten Regelkomponenten (Umspanner und Kleinkraftwerke), wie in Kapitel 2.2 beschrieben ist, konzentriert. Damit ist eine gute Beobachtbarkeit des Netzbereiches, der für die Regelung relevant ist, gegeben.

2.3.1 Zentrale Regelung

Die Grundlage für den Regelungs- bzw. Optimierungsprozess stellt eine Netzberechnung anhand der Prozessrechnerdaten und eines Netzmodells mit aktuellen Messwerten dar. Diese Funktion erfüllt folgendes Programmpaket des Prozessrechners:

⁴ Vgl.: Siemens AG: <http://www.energy.siemens.com/hq/de/automatisierung/stromuebertragung-verteilung/stationsleittechnik/>, 24.05.2012.

Distribution System State Estimator (DSSE)

Der DSSE erlaubt die Analyse von elektrischen Verteilnetzen und die Identifikation der Schwachstellen. Für die Berechnung werden die Spannungsmesswerte der Oberspannungsseite die Wirk- und Blindleistung der 110/30-kV-Transformatoren, Lastprofile der Verbraucher, sowie die Fahrpläne von allen Erzeugern im Verteilnetz benötigt. Jede zusätzliche Messgröße kann für die Berechnung herangezogen werden und erhöht die Genauigkeit der Ergebnisse (P , Q , U , I , usw.) für den aktuellen Netzzustand. Die aktuelle Netztopologie wird für ferngemeldete und manuell handnachgeführte Betriebsmittel aus der SCADA-Datenbank des Netzleitsystems entnommen. Die Berechnung erfolgt periodisch, spontan bei Netzänderungen bzw. auf Wunsch des Bedieners. Der DSSE basiert auf einem von Siemens entwickelten Algorithmus, wo die verschiedenen vorhandenen gewichteten Messwerte in Kombination mit einem mächtigen Lastmodell in das Stromiterationsverfahren eingebunden werden.

Der DSSE stellt somit eine konsistente Lastflusslösung für eine Teilmenge des Verteilnetzes basierend auf aktuellen Messungen, Lastprofilen und Erzeugung bereit. Eine minimale Anzahl von Messungen ist notwendig, um eine zulässige Lösung zu ermöglichen. Konkret sind dies die Oberspannung des Umspanners (110 kV), Wirk- und Blindleistung am Abzweiganfang sowie Wirk- und Blindleistung der steuerbaren Generatoren. Jeder andere Spannungsmesswert im Netz wird automatisch für die weitere Überprüfung der Ergebnisse verwendet, wäre aber grundsätzlich nicht für die Netzberechnung notwendig. Ebenso wird jeder andere Leistungsmesswert oder vorhandene Strommesswerte im Netz automatisch zur Kontrolle der Ergebnisse herangezogen. Basierend auf dem Ergebnis der Netzberechnung erfolgt die Netzoptimierung, wie in Abbildung 14 gezeigt ist.

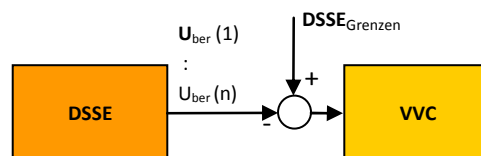


Abbildung 14: Netzberechnung und -optimierung

Das Programmpaket für die intelligente zentralisierte Spannungs-Blindleistungs-Regelung der Volt/Var Control (Central voltage and var control CVVC oder VVC) ist eine wichtige DMS (Distribution Management System) - Funktion für die Behandlung der Komplexität der Spannungs- und Blindleistungssteuerung in einem modernen Verteilsystem.

Spannungs- und Blindleistungsregelung (VVC)

Das Programmpaket VVC ermöglicht die Steuerung von Stufenstellern der Transformatoren und von Spannungsreglern dezentraler Einspeiser, sowie von schaltbaren Blindleistungserzeugern (in der Regel Kondensatoren) direkt oder über örtlich vorhandene Steuerungen. Erzeuger werden im Verteilnetz modelliert und für die Optimierung herangezogen. Der für VVC verwendete Algorithmus ist ein Gradientensuchsalgorithmus erster Ordnung mit Berücksichtigung diskreter und kontinuierlicher Steuervariablen.

Der VVC wirkt, wie in Abbildung 15 dargestellt, auf die Steuerung der Stufenposition des Stufenstellers (LTC ... Load Tap Changer, Spannungsregler) oder des Spannungssollwertes der Transformatoren, auf die Blindleistung von dezentralen Einspeisungen und even-

tuell vorhandener schaltbarer Kondensatoren ein um folgende Ziele, die für das Gesamtsystem optimal sind, zu erreichen:

- Spannungsgrenzwertverletzungen vermeiden und ggf. beheben
- Bezugsleistungsminimierung
- Verlustminimierung

Insbesondere wird im Rahmen dieses Projektes die Blindleistungssteuerung der dezentralen Einspeisungen (Generatoren) genutzt.

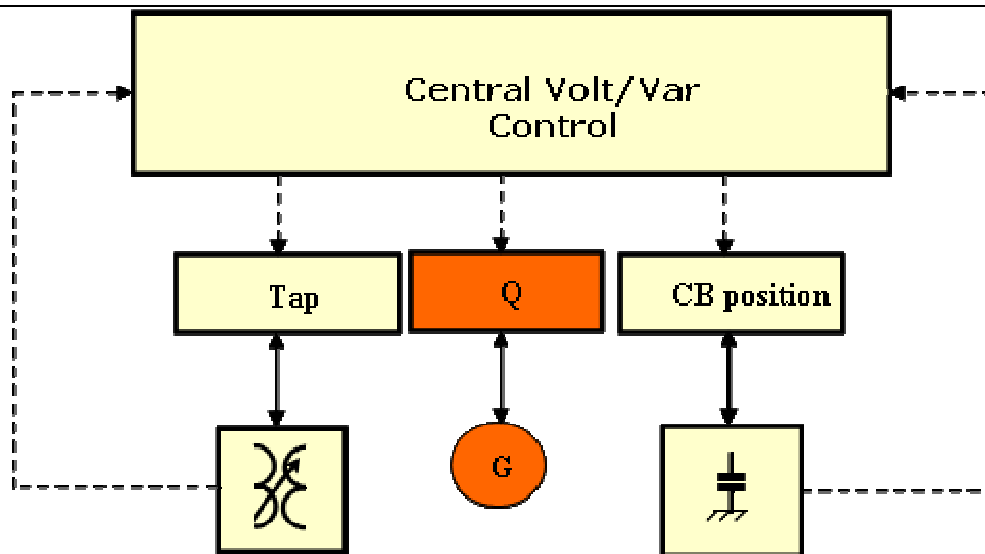


Abbildung 15: Zentrale Regelung von Spannung und Blindleistung mit dem VVC

Der VVC berechnet immer eine Teilmenge des Verteilnetzes. Dieser Teil des Netzes kann aus einem einzelnen Abzweig (wenn der Abzweig nicht elektrisch an einen anderen Abzweig angeschlossen ist), einer Gruppe von Abzweigen oder einigen Gruppen von elektrisch verbundenen Abzweigen in einem vermaschten Netz bestehen.

Die Primärzielsetzung des VVC ist es Grenzwertverletzungen der Spannung zu beheben oder zu vermindern. Wenn die Primärzielsetzung (Hauptbedingung) erfüllt ist, können Sekundärzielsetzungen (Nebenbedingungen) wie Verlustminimierung oder beispielsweise Maximierung der erzeugten Blindleistung etc. erreicht werden.

Aus mathematischer Sicht ist der VVC ein vieldimensionaler Optimierungsprozess mit einer Kombination von diskreten und kontinuierlichen Kontrollvariablen. Es handelt sich um ein Minimierungsproblem mit Nebenbedingungen. Wobei die orientierte diskrete Fallmethode (the oriented discrete coordinate descent method) als Optimierungsverfahren angewendet wird. Diese Methode wird als kombinatorische Methode der diskreten Programmierung eingestuft.

Der Wert, der im Optimierungsverfahren minimiert wird, ist eine Kombination von verschiedenen Typen von Kontrollvariablen wie z.B. Trafostufen, Blindleistungsflüsse von dezentralen Einspeisungen unter Einhaltung von unterschiedlichen Grenzen. Der Wert der Zielfunktion wird aus der Lastflusslösung mit den eingegebenen Einstellungen der Kontrollvariablen berechnet. Obwohl nach der Durchführung aller in der abschließenden VVC-Lösung vorgeschlagenen Optimierungen keine Grenzwertverletzungen auftreten, ist es

möglich, dass systembedingt bei Zustandsübergängen zur Durchführung von Kontrollbefehlen Grenzwertverletzungen eintreten. Um dies zu verhindern wurde eine neue Methode entwickelt, welche die Reihenfolge der Kontrollbefehle überprüft und optimiert. Überdies wird das Programmpaket Data Validation Tool zur Überprüfung der Datenqualität des Netzmodells und der Berechnungsergebnisse eingesetzt.

Data Validation Tool

Zur Spannungs- und Blindleistungsregelung wird das gesamte Netzabbild bestehend aus Leistungsschaltern, Trennschaltern, Leitungen, Erzeugern, Lasten, Verteilnetztransformatoren etc. benötigt. Diese stehen am Netzleitsystem in geprüfter Form zur Verfügung. Für die Online-Applikationen DSSE und VVC werden zusätzlich auch die elektrischen Daten wie Impedanzen und Reaktanzen der Leitungen und Verteilnetztransformatoren, Leitungslängen, Lastprofile, usw. benötigt. Mit dem Data Validation Tool erfolgt die Überprüfung der Daten auf Vollständigkeit und Konsistenz.

Die zentrale Regelung wird somit über die genannten Programmpakete realisiert. Die Führungsgrößen der zentralen Regelung stellen die Messwerte aus dem Netz dar, welche im ersten Schritt für die Netzberechnung verwendet werden. Der VVC setzt in weiterer Folge auf die Ergebnisse des DSSE auf. Falls die berechnete Spannung in irgendeinem Knoten außerhalb der Grenzen ist, wird der VVC gestartet um neue Werte für die Steuerungsvariablen (wie Trafostufen, etc.) zu berechnen. Dieser Regelkreis ist in Abbildung 16 schematisch gezeigt.

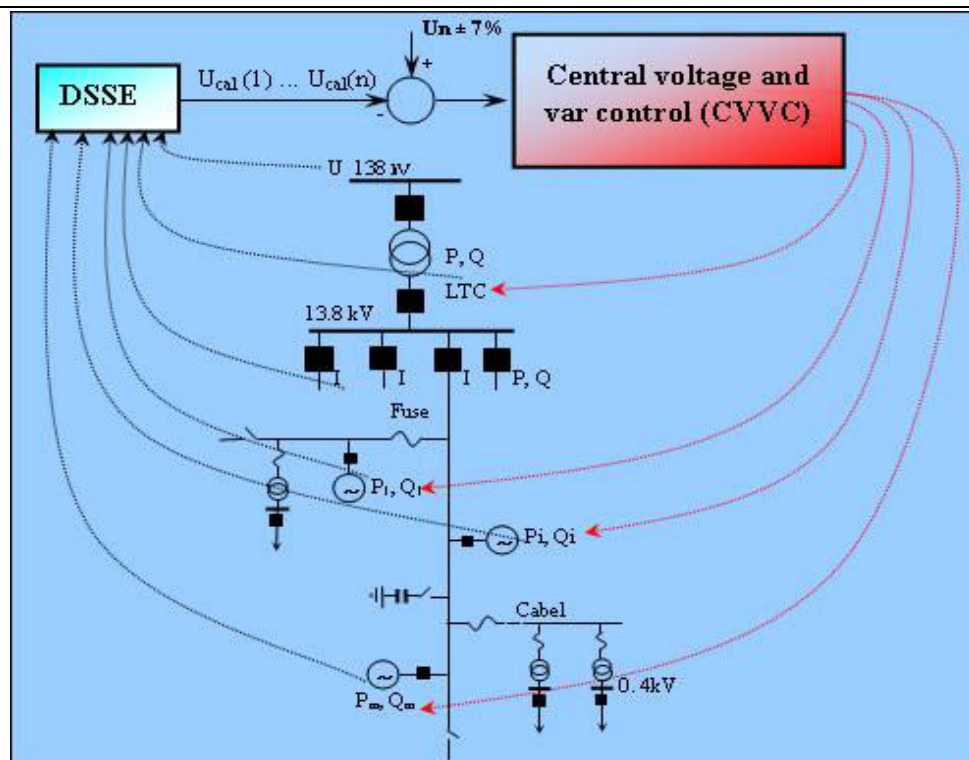


Abbildung 16: Zentrale Spannungs- und Blindleistungsregelung

Die Funktionalität des zentralen Ansatzes des ZUQDE-Systems bedingt eine Dezentralisierung verschiedener Aufgaben, wie in Abschnitt 2.1 angeführt ist. Die aus den beschriebenen Programmpaketen errechneten Werte müssen letztendlich zu Stellbefehlen

an Umspanner und Spannungsregler der Kleinkraftwerke führen. Dementsprechend liegen mehrere Schritte zwischen der zentralen Optimierung und Regelung und dem tatsächlichen elektrischen Prozess in den lokalen Einheiten. Mit der Verteilung dieser Schritte wird dezentrale Intelligenz aufgebaut und somit jeweils jene Information vor Ort verarbeitet die an dieser Stelle notwendig sind. Daraus entstehen mehrere in sich gegliederte Regelungskreise die im folgenden Abschnitt ausführlich betrachtet werden.

2.3.2 Kaskadierte Regelung

Die Stellgrößen der Zentralen Regelung werden als Sollwerte an die nächste Regelungsebene, hier die Lokalen Regler, weitergegeben, wie es in Abbildung 17 dargestellt ist. Die lokalen Regelkreise ihrerseits wirken auf die Maschinenregelungen ein, die aus Projekt-sicht bereits Bestand sind und an dieser Stelle nicht explizit beschrieben werden.

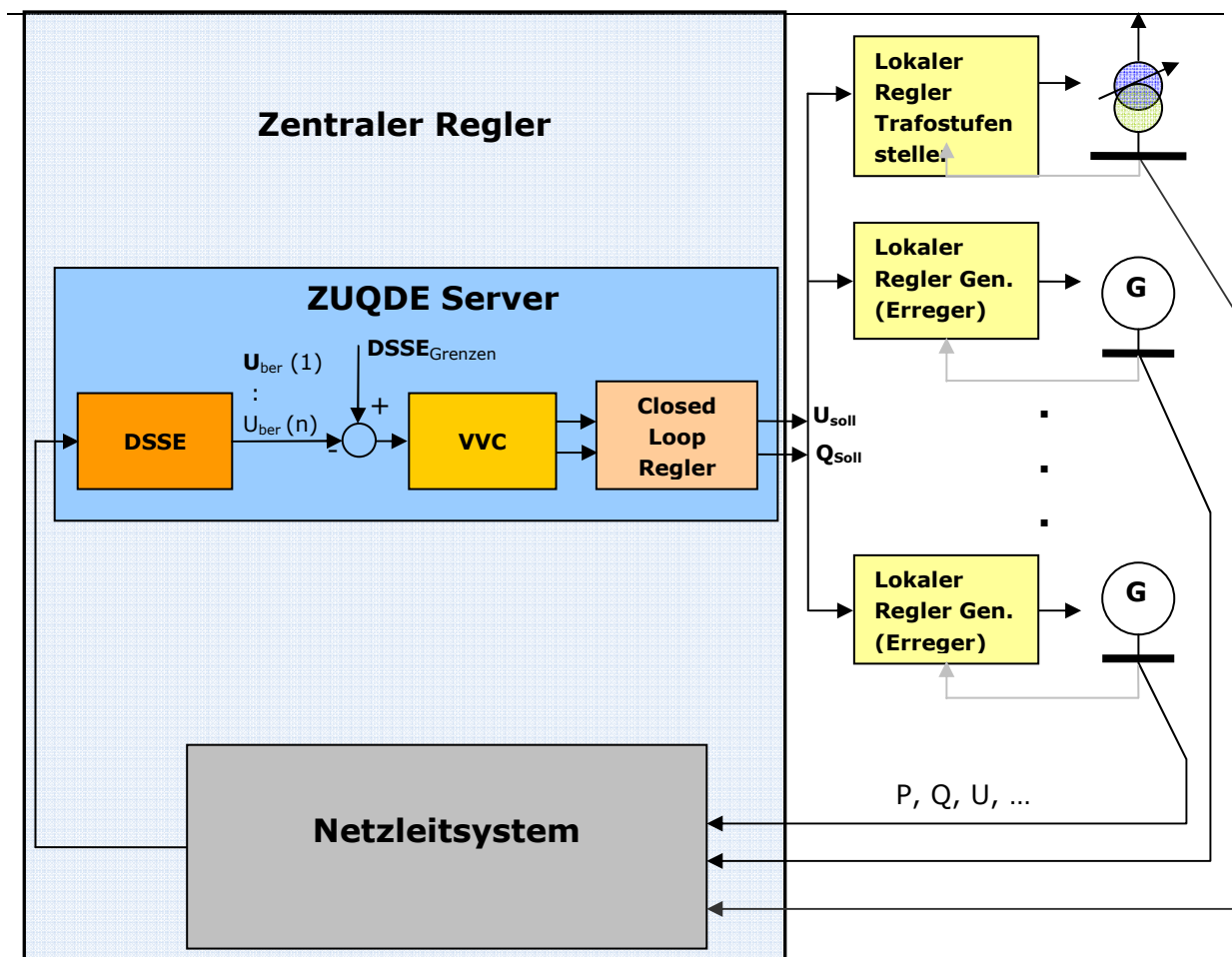


Abbildung 17: ZUQDE Regelkreis

Die Aufgabe der lokalen Regler ist es die vorgegebenen Sollwerte umzusetzen und zu halten. Dies bedeutet beispielsweise, dass der lokale Regler des Umspanners (Trafostufenregler) die Trafostufen entsprechend ändert, bis der vorgegebene Spannungssollwert erreicht wird. Derselbe Ablauf erfolgt auch mit der Erregung der dezentralen Generatoren. Die Erregung der Generatoren wird an den vorgegeben Sollwert für die Blindleistung angepasst. Diese innere Regelschleife kann auch als primäre Regelung bezeichnet werden. Die Sollwerte (Spannung U_{soll} oder Blindleistung Q_{soll}) werden vom

zentralen Regler (VVC), welcher auch als sekundäre Regelung bezeichnet werden kann, berechnet und mittels „Closed Loop Regler“ und SCADA weiter ins Feld an die lokalen Regler geschickt.

Der „Closed Loop Regler“ überwacht die Durchführung der Befehle und verständigt gegebenenfalls den zentralen Regler eine Neuberechnung durchzuführen oder wartet mit dem Senden der Befehle, bis der lokale Regler einen stabilen Zustand erreicht hat. Eine nähere Beschreibung zum Closed Loop Betrieb findet sich in Abschnitt 2.6.

Lokale Regelung (Innere Regelschleife, primäre Regelung)

Auf Ebene der lokalen Regelung werden die Sollwerte für Spannung und Blindleistung in für die Maschinenregelung verständliche Signale umgesetzt und über entsprechende Schnittstellen übergeben. Über die Messung der elektrischen Ausgangsgrößen der Maschinen und Rückmeldungen der Maschinenregler als Rückkopplung wird der lokale Regelkreis geschlossen. Schematisch ist der lokale Regelkreis in Abbildung 18 dargestellt.

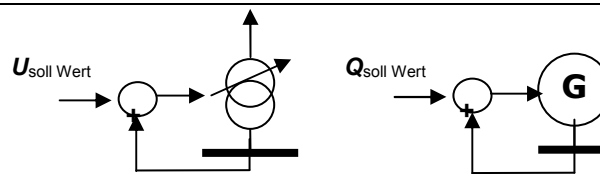


Abbildung 18: Lokale Regelungskreise

Die lokalen Regler dienen außerdem als Rückfallebene und sind mit der dafür erforderlichen Intelligenz ausgestattet. Auf diese Funktion wird im Fall eines Ausfalls der zentralen Regelung zurückgegriffen. Dieser Ausfall kann durch den ZUQDE-Server selbst oder durch den Übertragungsweg verursacht sein. Mit dieser Rückfallebene wird verhindert, dass eine Störung des ZUQDE-Systems das Netz in einen undefinierten Zustand bzw. einen Zustand außerhalb der Betriebsgrenzen bringt. Mit den lokalen Reglern ist auch bei Störungen von zentralen Komponenten und Kommunikationsverbindungen ein geordneter Zustandsübergang gewährleistet.

Neben der Rückfallebene ist die lokale Regelung wichtig für schnelles Reagieren auf Zustandsänderungen im Netz, welche durch die Zeitauflösung der zentralen Regelung nicht dort erfasst werden. Die Reaktion des lokalen Reglers erfolgt in diesem Fall wiederum entsprechend seiner strom- bzw. spannungsabhängigen Regelroutine. Für die optimale Wirkung dieser Funktion ist eine Abstimmung der Zeitauflösung der Regelschleifen und der Zeitkonstanten erforderlich.

Die Aufgaben der lokalen Regelung lassen sich dementsprechend wie folgt zusammenfassen:

- Halten der Spannungs- / Blindleistungsvorgaben auf dem vorgegebenen Sollwert
- Unabhängige Rückfallebene bei Deaktivierung bzw. Ausfall der zentralen Regelung
- Passende Reaktion für sehr schnelle Spannungsänderungen bzw. Systemänderungen (maximale Reaktionszeit des Trafostufenstellers ~ 4 sec)

Erweiternd zur lokalen Regelung nimmt die zentrale Regelung übergeordnete Aufgaben wahr und erwirkt einen größeren Gesamteinfluss auf das System durch die Koordinierung der Aktionen.

Zentrale Regelung (Äußere Regelschleife, sekundäre Regelung)

Weil die zentrale Regelung über Informationen aus dem gesamten Netzgebiet verfügt und durch die Netzberechnung überdies ein vollständiges Netzabbild hält, ist das Wirkungsfeld dieses Regelkreises auf einer höheren Ebene anzusiedeln. Folgende Aufgaben können von der zentralen Regelung erfüllt werden:

- Verschiedene Optimierungsziele, wie
 - Verhindern von Grenzwertverletzungen
 - Bezugsleistungsminimierung
 - Verlustminimierung
- $\cos(\varphi)$ Bedingungen an der Übergabestelle vom Übertragungsnetzbetreiber zum Verteilnetzbetreiber (von Hochspannung auf Mittelspannung)
- Trafostufenkoordination in verschiedene Spannungsebenen
- Master/Slave Prinzip
- Koordination mit den lokalen Regelungen
- Systematisch vorgeschlagene Reihung der Aktionen zur Zustandsveränderung des Systems ohne Grenzwertverletzungen
- Periodische Neuberechnung
- Spontane Berechnung nach Schalterpositionsänderung

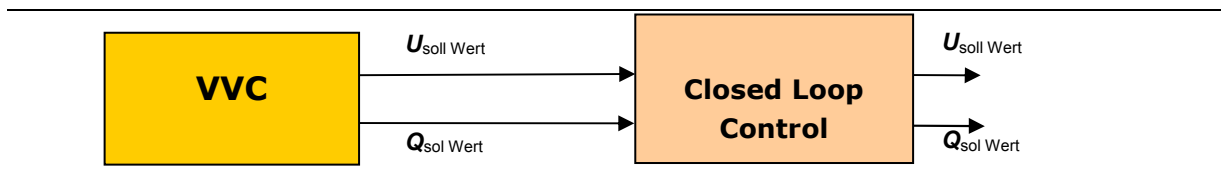


Abbildung 19: Zentrale Regelung

Zur Veranschaulichung ist der zentrale Regler in Abbildung 19 dargestellt.

Die konkrete Ausführung der verschiedenen Teile des ZUQDE-Systems ist Thema des nachfolgenden Kapitels und dokumentiert die gewählte Vorgangsweise zur Projektumsetzung.

2.4 Implementierung

Dieser Abschnitt zeigt die prototypische Umsetzung des Systems vor Ort in der Smart Grids Modellregion Salzburg. Insbesondere wird in diesem Unterkapitel auf das Kommunikationssystem, das Umspannwerk und die Erzeugungsanlagen eingegangen.

2.4.1 Kommunikationssystem

Zur Verbindung der Einzelsysteme an verschiedenen Standorten miteinander, wie es in Abschnitt 2.2 beschrieben ist, wird das Kommunikationsnetz der Salzburg AG, das bereits für das Netzleitsystem genutzt wird, verwendet. Über dieses Prozessdatennetz werden

die errechneten Daten, im konkreten Fall die Sollwertvorgaben an die lokalen Regler, an einen als Fernwirkkopf bezeichneten SICAM 1703-Rechner übertragen. Von dieser Einheit, die mit verschiedenen I/O Baugruppen (Baugruppen zum Einlesen und Ausgeben elektrischer Signale) bestückt ist, wird unmittelbar auf den Regler der 110/30-kV-Umspanner des Umspannwerkes eingewirkt. Räumlich ist der Fernwirkkopf im Umspannwerk errichtet und von dort über ein eigens VPN⁵ mit den im Projekt beteiligten Transformatorstationen zur Messung und den Kleinkraftwerken vernetzt. Sieht man das Programmpaket im Prozessrechner als oberste hierarchische Regelungsebene, handelt es sich beim Fernwirkkopf um eine Zwischenebene, die ihre Funktionen zwischen den eigentlichen elektrischen Prozessen im Verteilnetz sowie den Kleinwasserkraftwerken und dem Prozessrechner zur Verfügung stellt (siehe auch Beschreibung der Systemarchitektur in Abschnitt 2.2).

Die unterste Regelungsebene ist jene, die unmittelbar auf den elektrischen Prozess einwirkt. Das bedeutet, dass an dieser Stelle die im zentralen Leitsystem errechneten Daten als physikalische Stellgrößen an den Prozess übergeben und in der Gegenrichtung Informationen aus dem Prozess an das Leitsystem übertragen werden. Wie bereits für den Fernwirkkopf wurden im Projekt auch zur unmittelbaren Prozesssteuerung SICAM 1703-Rechnerkomponenten verwendet. Diese rechnen die Vorgabewerte des zentralen Leitrechners in Stellgrößen für das jeweilige Kraftwerk um. Der Blindleistungssollwert, der zentral als Vorgabe für das Kraftwerk errechnet wird, muss vor Ort in der dezentralen Regelkomponente über eine Kennlinie in einen $\cos \varphi$ -Wert umgerechnet werden. Der Phasenwinkel-Vorgabewert wird über die Stellbefehle „Höher“ oder „Tiefer“ auf den Spannungsregler des Kraftwerks übergeben. Die elektrischen Größen, Spannung und Blindleistung, werden als Daten über den Fernwirkkopf zum Leitsystem übertragen und bilden damit die für die zentrale Regelung zu verwendenden Regelparameter.

Transformatorstationen

Aus den Transformatorstationen werden als Prozessdaten die verketteten Sammelschienenspannungen übertragen. Zur Funktionsüberwachung werden zwei Gefahrenmeldungen erfasst, die eine eindeutige Aussage über die Funktion und Plausibilität der Daten treffen lassen. Für die Transformatorstationen ist nur eine Melderichtung der Daten notwendig. Steuervorgänge sind im Projekt ZUQDE in den Transformatorstationen nicht vorgesehen und werden deshalb auch nicht implementiert.

Erzeugungseinheiten

Die Datenkommunikation mit den Kleinkraftwerken stellt sich komplexer dar. Neben der Übertragung von Messwerten und Meldungen in Melderichtung ist hier auch eine Übertragung in Steuerrichtung zu errichten. Berechnungsergebnisse der zentralen Regelung sind als Sollwerte für die jeweilige Regelung der Kleinkraftwerke an diese zu übertragen. Das bedeutet, dass die Zuverlässigkeit der Datenübertragung ausreichend hoch sein muss, um eine Fernsteuerung der Kraftwerksregelungen zu ermöglichen.

In der nachstehend angeführten Tabelle sind beispielhaft Daten angeführt, die zwischen den Kraftwerken und dem Netzleitsystem ausgetauscht werden.

⁵ Virtual Private Network

Befehle	Betriebsmeldungen	Gefahrenmeldungen
Befehl Regelung lokal	Rückmeldung Regelung lokal	Spannungsanwahl Automatenfall
Befehl Regelung fern	Rückmeldung Regelung fern	230 V Automatenfall
Blindleistungs-Sollwert	Blindleistungs-Sollwert Regler	24 V Automatenfall
	Touchpanel-Ortsbetrieb	Automatenfall Anspeisung 230 VAC
Messwerte	KW Fernbetrieb	Regel-Obergrenze erreicht
Spannungsmesswert L1-L2	Netzspannung Untergrenze erreicht	Regel-Untergrenze erreicht
Spannungsmesswert L2-L3	Netzspannung Obergrenze erreicht	
Spannungsmesswert L3-L1	Netz-Leistungsschalter ein	
Wirkleistung P	Generator-Leistungsschalter ein	
Blindleistung Q	Automatikbetrieb ein	
$\cos \varphi$		

Tabelle 1: Auszug der Datenpunkte der Erzeugungseinheiten

In Ergänzung zur Beschreibung der Datenpunkte werden in den folgenden Abschnitten die Umbauten in den Anlagen dokumentiert.

2.4.2 Umspannwerk

Die beiden 110/30-kV-Umspanner im Umspannwerk werden mit je einem Spannungsregler mit Spannungs-/Stromkompoundierung betrieben, wie in Kapitel 2.1.2 beschrieben ist.

Die Spannungsregler der beiden Umspanner im UW (REG D der Firma. Eberle) mussten für den Betrieb mit dem ZUQDE-System so umgebaut werden, dass die Vorgabe eines externen Spannungssollwertes ermöglicht wird.

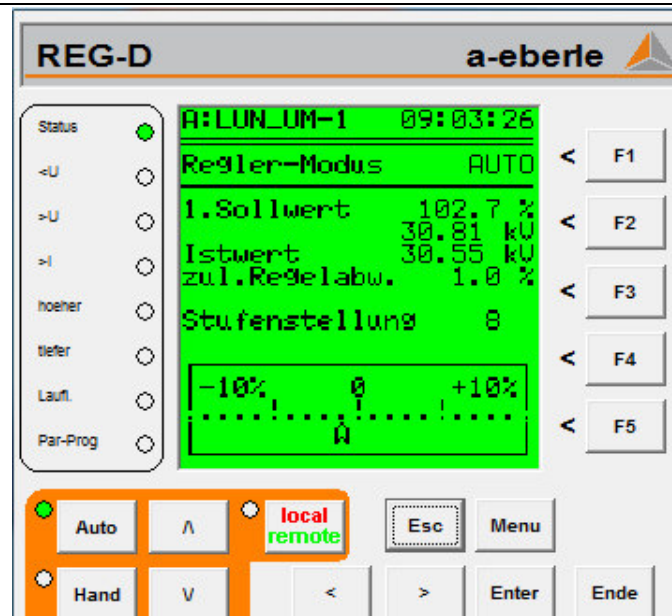


Abbildung 20: Spannungsregler der Umspanner

Durch den Einbau eines Analogeingangsmoduls (4-20 mA), der Verwendung von 2 Binäreingängen sowie durch Programmierung und Aktivierung eines Hintergrundprogramms im Spannungsregler kann dieser externe Spannungssollwerte verarbeiten.

Im UW befindet sich der genannte zentrale Fernwirkkopf bestehend aus einer SICAM AK 1703ACP mit 2 Schnittstellen für die Kommunikation mit den Kraftwerken und den Messstellen in den Trafostationen, dem Prozessrechner Sinaut Spectrum, sowie Binär- und Analogausgängen für die Sollwertvorgabe an den örtlichen Spannungsregler der Umspanner.

Die externen Spannungssollwerte werden in proportionale mA-Signale umgewandelt und abhängig vom Zustand zweier Binärsignale, die die Betriebsart definieren, den Spannungsreglern zugeführt.



(a)



(b)

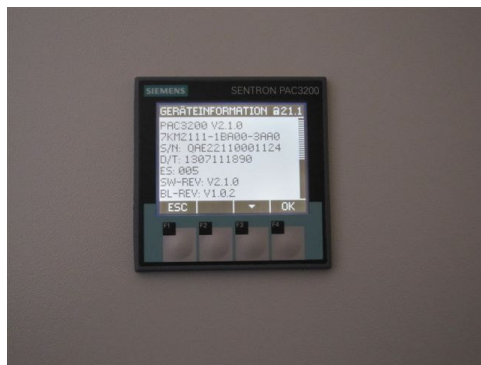
Abbildung 21: (a) Zentraler Fernwirkkopf im UW; (b) Kommunikationsverbindungen Fernwirkkopf, Trafostationen, Kraftwerke, Prozessrechner

2.4.3 Transformatorstationen

Die Messwerte der Trafostationen dienen zur Kontrolle der Auswirkungen von Sollwertvorgaben an die Umspanner und die dezentralen Einspeiser.

In 5 ausgewählten Trafostationen, wo in relevanten Netzbetriebszuständen die zulässigen Spannungsgrenzen zuerst über- bzw. unterschritten werden, wurden Spannungsmesswerterfassungen für das Projekt „DG Demonetz-Validierung“ aufgebaut und im Projekt ZUQDE als Referenzmessungen verwendet. Eine weitere Umspannstation mit bereits vorhandener Spannungsmessung wird ebenfalls in der Optimierung berücksichtigt.

Über einen Spannungswandler und einen Messwertumformer werden die Spannungsmesswerte aufbereitet und an eine SICAM 1703emic über Modbus weitergeleitet. Die SICAM 1703emic leitet die Spannungsmesswerte über eine Funk- oder LWL⁶-Verbindung an den zentralen Fernwirkkopf im UW weiter.



(a)



(b)

Abbildung 22: (a) Außenansicht Messwertumformer (b) Innenansicht Steuerschrank

⁶ Lichtwellenleiter

2.4.4 Erzeugungsanlagen

Das Konzept der zentralen Spannungs- und Blindleistungsregelung mit dezentralen Einspeiseanlagen macht es erforderlich zu ermitteln, welche der dezentralen Erzeugungsanlagen durch Vorgabe von Blindleistungssollwerten einen signifikanten Beitrag zur Spannungsregelung im Verteilnetz leisten können. Diese Auswahl wurde durch Offline-Lastflussberechnungen aufbauend auf die Projekte „DG Demonetz-Konzept“⁷ und BAVIS⁸ ermittelt.

Dabei handelt es sich um die Kraftwerke Zaunschirm (900 kVA), Graggaber (700 kVA und 400 kVA) und Kendlbruck 1 (2500 kVA). Damit sich die Kraftwerke an der zentralen Spannungs- und Blindleistungsregelung beteiligen können, ist die Zustimmung der Kraftwerksbetreiber für den Umbau der Kraftwerke erforderlich. Nach detaillierter Information über die Ziele und den Nutzen des Projektes sowie der Ausarbeitung einer entsprechenden vertraglichen Regelung konnte die Zustimmung erlangt werden.

Grundsätzlich kann festgehalten werden, dass bei neu zu errichtenden KW-Anlagen alle diese Voraussetzungen im Rahmen der Netzanschlussvereinbarung vorgegeben und vereinbart werden können. Wenn man bestehende Anlagen umrüstet, greift man in bestehende Verträge ein und alle Beeinträchtigungen im KW-Betrieb sowohl während des Umbaus als auch im laufenden Betrieb sowie alle Änderungen sind dann individuell zu besprechen und zu regeln.

Die Kraftwerke wurden wie folgt umgerüstet:

KW Zaunschirm

Für die Mittelspannungs-Messung wurden drei einpolige Spannungswandler nach dem Maschinentransformator eingebaut. Die für die Spannungsregelung des Generators und die Übertragung von Messwerten und Sollwertvorgaben erforderlichen Bauteile wurden in einen Steuerschrank integriert, im Krafthaus aufgestellt und mittels Drahtverbindungen in die vorhandene örtliche Kraftwerkssteuerung eingebunden. Die Spannungsverstellung des Generators wird über ein motorgetriebenes Potentiometer, welches auf die Erregungseinrichtung des Generators wirkt, vorgenommen. Die Verstellung dieses Motorpotentiometers erfolgt über Relaiskontakte, welche die Drehrichtung und die Dauer der Drehung beeinflussen können.

Die Messwerterfassung (Generatorspannung, Generatorstrom und Mittelspannung) wird über Messwertumformer gewährleistet. Diese sind über eine Modbus-Schnittstelle mit der örtlichen Steuer-, Regelungs- und Kommunikationskomponente (SICAM 1703 emic) verbunden. Für die Vorort-Bedienung ist die SICAM 1703 mit einem Kontron Touchpanel gekoppelt.

Das Startbild des Touchpanels zeigt die aus der Anlage kommenden Messwerte, die nur bei Handbetrieb einstellbaren Sollwerte und die Bedienelemente für die Umschaltung von Hand- auf Automatikbetrieb sowie für Orts- und Fernbetrieb. Eine Bildschirmalarmzeile dient zur Ausgabe von Systemstatus und zur Anzeige des Alarmierungszustandes. In der Menüleiste kann auf ein Alarmmeldebild umgeschaltet werden. In einer chronologischen Ereignisliste werden alle Ereignisse zeitfolgerichtig und echtzeitrichtig dargestellt. Die

⁷ Projekt 811252: DG Demonetz-Konzept; Aktiver Betrieb von elektrischen Verteilnetzen mit hohem Anteil dezentraler Stromerzeugung – Konzeption von Demonstrationsnetzen

⁸ Projekt 815719: BAVIS; Beitrag zum aktiven Verteilernetzbetrieb durch Innovative Spannungsregelung

Menüleiste befindet sich am unteren Bildschirmrand und ist jederzeit verfügbar und dient zur Anzeige von Datum und Uhrzeit sowie zur Bildanwahl. In der Alarmmeldeliste können die Alarme quittiert und gelöscht werden.

In der SICAM 1703 ist der im Orts- und im Fernbetrieb aktive $\cos \varphi$ Regler mit Blindleistungssollwertvorgaben hinterlegt. Durch Ansteuerung des Motorpotentiometers über die dafür vorgesehenen Relais erfolgt die Einstellung des $\cos \varphi$ am Generator. Die Regelabweichung des $\cos \varphi$ -Regler ist auf kleiner gleich 0,005 eingestellt. Bei einem externen Blindleistungssollwert wird ein der Vorgabebindleistung und der aktuellen Wirkleistung entsprechender $\cos \varphi$ berechnet und eingestellt. Bei Änderung der Wirkleistung wird der $\cos \varphi$ angepasst.

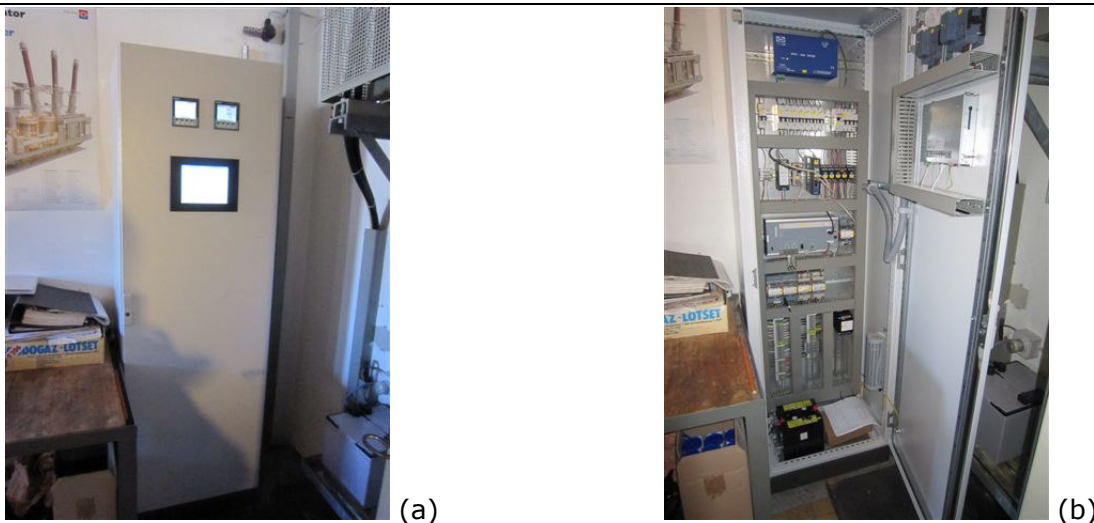


Abbildung 23: (a) Steuerschrank mit 2 Messwertumformern (b) Innenansicht Steuerschrank (24V Gleichspannungsversorgung, usw.)

Die Kommunikation der SICAM 1703 mit dem zentralen Fernwirkkopf im Umspannwerk erfolgt über eine Funkverbindung (WiMAX).

KW Graggaber

Im Kraftwerk befinden sich zwei Generatoren, die auf eine gemeinsame 400-V-Sammelschiene einspeisen und über einen gemeinsamen Transformator mit dem Mittelspannungsnetz verbunden sind. Auf der Mittelspannungsseite befinden sich Spannungs- und Stromwandler, die in die Messwertverarbeitung eingebunden wurden.

Die örtliche Steuer- und Regelung sowie die Kommunikation mit dem Fernwirkkopf wurden wie im KW Zaunschirm aufgebaut. Die vorhandenen Motorpotentiometer für die Spannungsregler der beiden Generatoren waren aus mechanischen Gründen (Leertrieb) nicht für eine weitere Verwendung geeignet. Die beiden Motorpotentiometer wurden deshalb durch Digitalpotentiometer ersetzt. Die Ansteuerung der Digitalpotentiometer wird ebenfalls über Relaiskontakte bewerkstelligt. Durch „höher“ bzw. „tiefer“ Befehle wird der Ausgangswiderstand des Potentiometers verändert, welcher die Erregungseinrichtung des Generators beeinflusst.

Eine besondere Herausforderung stellt die Einstellung des Blindleistungssollwertes für die Generatoren im Parallelbetrieb dar. Nachdem die Generatoren auf eine gemeinsame 400-V-Sammelschiene einspeisen, beeinflusst die Sollwertvorgabe auf einen Generator den anderen Generator und umgekehrt. Der von der zentralen ZUQDE-Regelung übermittelte

Blindleistungssollwert wird in Abhängigkeit der jeweiligen Wirkleistung der Generatoren so aufgeteilt, dass bei beiden Generatoren derselbe $\cos \varphi$ eingestellt werden muss. Die Inbetriebnahme dieser Regelung kann nur bei entsprechender Wasserführung (Wirkleistung beider Generatoren) vorgenommen werden, da bei geringer Wasserführung nur einer der beiden Maschinensätze aktiv ist.

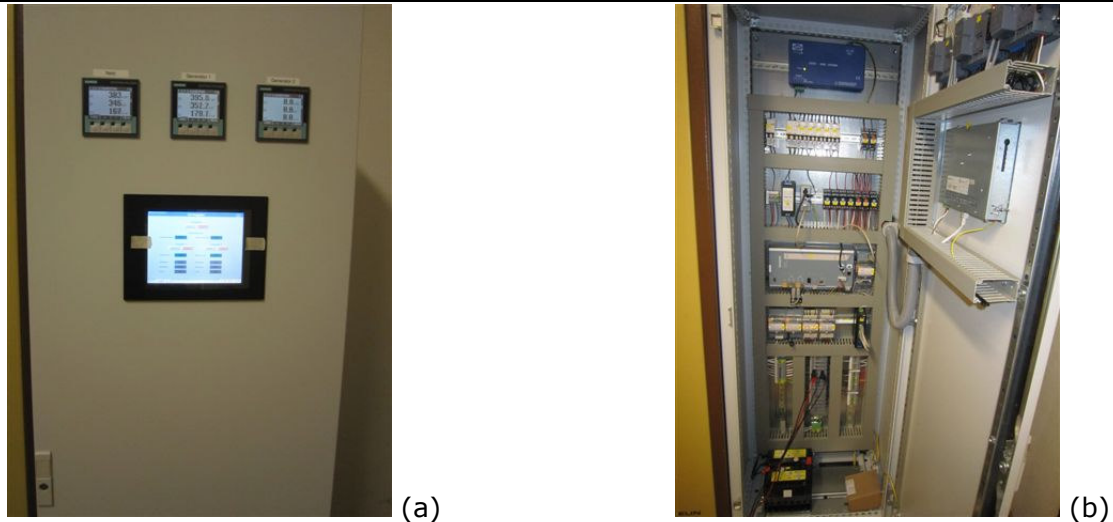


Abbildung 24: (a) Steuerschrank mit 3 Messwertumformern und Touchpanel (b) Innenansicht des Steuerschranks (24 V Gleichspannungsversorgung, usw.)

KW Kendlbruck 1

Im KW Kendlbruck 1 war nur eine Schnittstellenerweiterung für Kommunikationsverbindung zum Fernwirkkopf im UW und eine Anpassung der Steuer- und Regelungssoftware erforderlich, da bei diesem Kraftwerk alle regelungstechnischen Voraussetzungen in der bestehenden Maschinenautomatik bereits vorhanden waren.

Leistungsdiagramme

Für die Regelung von Erzeugungsanlagen ist das Leistungsdiagramm von entscheidender Bedeutung. Dementsprechend wird in den folgenden Absätzen auf diese Thematik im Speziellen eingegangen.

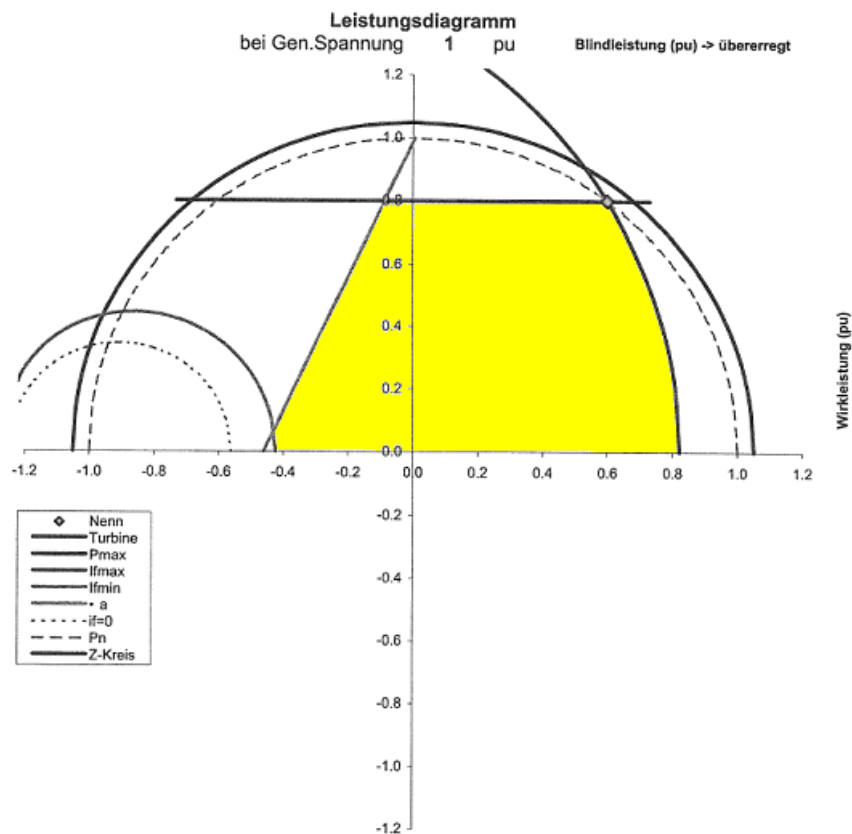


Abbildung 25: Leistungsdiagramm des Generators

Abbildung 25 zeigt das allgemeine Leistungsdiagramm eines Schenkelpolsynchrongenerators. Der Arbeitsbereich des Generators ist durch die gelbe Fläche markiert. Für alle an der Blindleistungsregelung beteiligten Generatoren ist der zulässige Arbeitsbereich zu definieren und in der Parametrierung des Systems zu berücksichtigen.

Bei der Definition des Arbeitsbereiches wurde der zulässige übererregte Bereich, wie in Abbildung 26 dargestellt ist, begrenzt, da der übererregte Bereich für die Blindleistungsregelung im Demonstrationsgebiet kaum Bedeutung hat und leicht zu parametrieren ist.

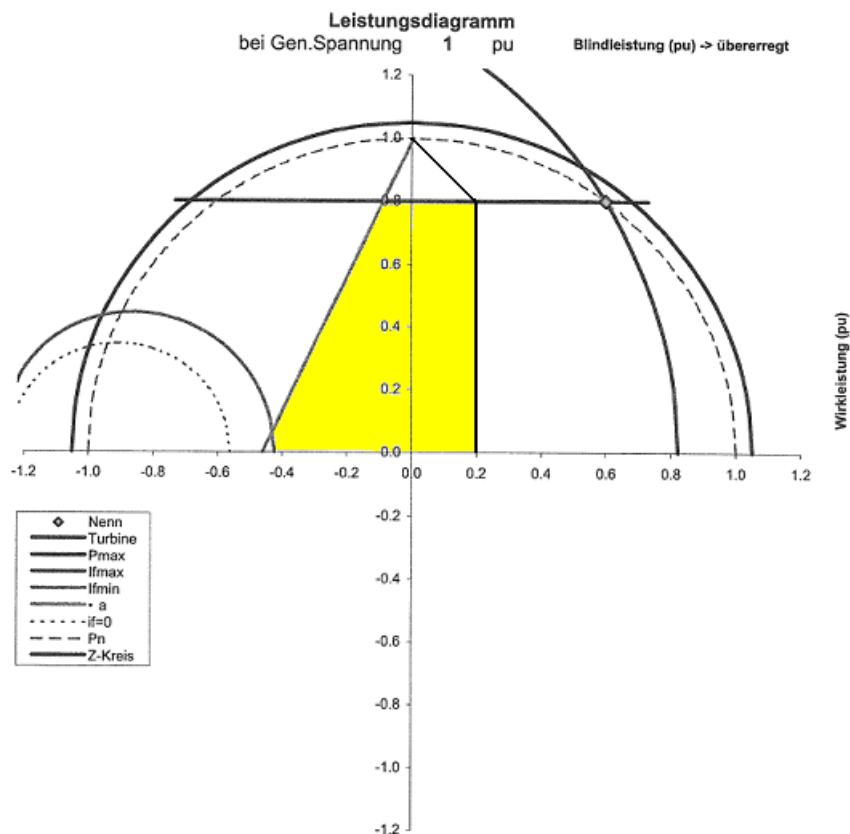


Abbildung 26: Leistungsdiagramm des Generators unter Berücksichtigung der zulässigen Erregung

In Kraftwerken, bei denen die Generatorscheinleistung im Vergleich zu Turbinenleistung sehr knapp bemessen ist, tritt der Fall ein, dass bei hoher Wasserführung (max. Turbinenleistung) vom Generator keine kapazitive Blindleistung zur Verfügung gestellt werden kann. Die thermische Grenze des Generators wird erreicht. Um an einer Spannungsregelung mit Blindleistungsvorgabe teilnehmen zu können muss der Generator bei der Planung des Kraftwerks auf die zu erwartenden Blindleistungsvorgaben des Netzbetreibers dimensioniert werden.

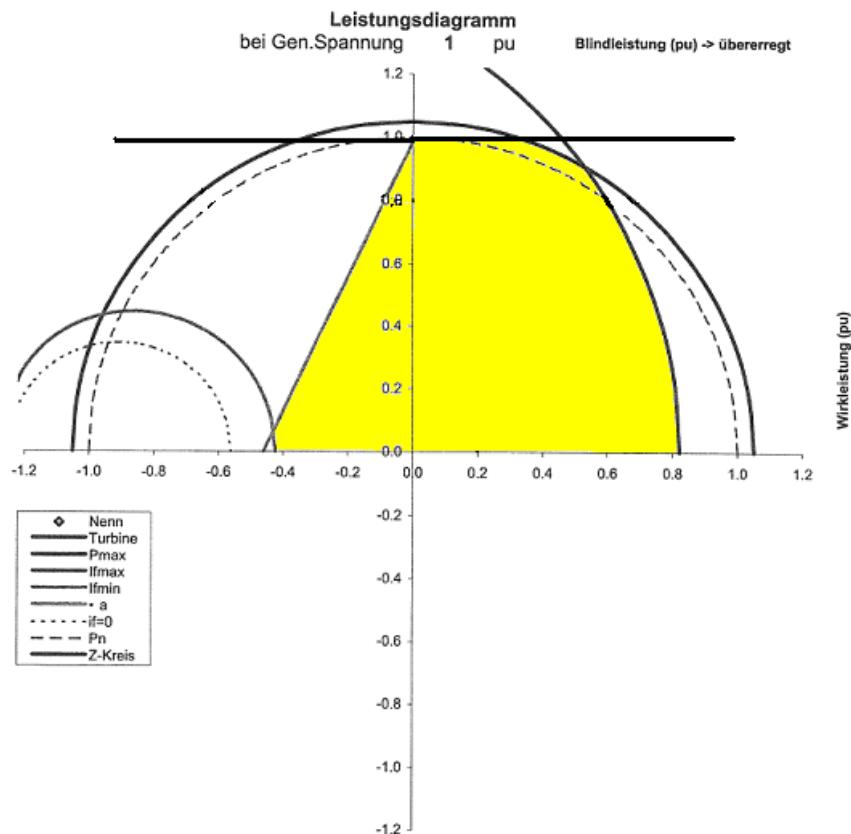


Abbildung 27: Leistungsdiagramm des Generators bei Beschränkung durch die thermische Belastbarkeit

Neben der Realisierung der einzelnen Anlagenteile wie beispielsweise der Regler in den Kraftwerken sind zudem Erweiterungen für die Zusammenschaltung der Anlagen zu implementieren. Auf einen besonderen Teilbereich, die Betriebsarten, geht der folgende Abschnitt ein.

2.4.5 Betriebsarten

Für den Betrieb und die Inbetriebnahme des ZUQDE-Systems sind verschiedene Betriebsarten zu definieren. Einerseits wird als Betriebsarbeit die Netzregelung bei deaktivierter zentraler Regelung, welche auch die Rückfallebene darstellt, definiert und andererseits zwei Betriebsarten bei aktivierter ZUQDE-Regelung. Die Aktivierte ZUQDE-Regelung wird an dieser Stelle unterschieden in Open-Loop und Closed-Loop-Betrieb der zentralen (äußeren) Regelschleife. Um die Sicherheit im Betrieb zu gewährleisten sind ferner Verriegelungen erforderlich, damit es zu keinen undefinierten Systemzuständen beispielsweise durch den parallelen Betrieb unterschiedlicher Regler sowie unkontrollierten Zustandsübergängen kommt.

Die Auswahl der Betriebsart erfolgt am Leitsystem. Der ZUQDE-Regler bzw. der DG-Demonetz-Regler rechnen laufend die Sollwerte und senden diese an die Anlagen (Kraftwerke, Umspanner). In der Fernwirkzentrale im Umspannwerk erfolgt über die jeweils gesetzte Betriebsart die Weiterleitung der richtigen Sollwerte bei aktivem Regelbetrieb. Das heißt, dass beispielsweise bei aktiviertem Regelbetrieb ZUQDE die ZUQDE-Werte ausgegeben werden.

Normalbetrieb (Regelbetrieb inaktiv)

Der Normalbetrieb entspricht der derzeitigen Betriebsführung. Die Stufensteller der Umspanner werden im Automatikbetrieb von den Spannungsreglern der Umspanner bzw. im Handbetrieb durch die Befehle „Höher“ und „Tiefer“ geregelt.

Die Kraftwerke werden über die örtliche Einstellung geregelt. Die örtliche Einstellung kann für jedes Kraftwerk individuell eingestellt werden. In diesem Fall wurde für alle Kraftwerke $\cos \varphi = 1$ als Einstellwert gewählt.

Durch den Befehl „Regelbetrieb inaktiv“ werden alle Umspanner und Kraftwerke automatisch in den Betriebszustand „Lokal“ gesetzt.

Die einzelnen Umspanner und Kraftwerke können durch einen Befehl vom Spectrum-Rechner/ZUQDE (Befehle Lokal/Fern) in einen Fernbetrieb geschaltet sowie jederzeit in den Betriebszustand „Lokal“ zurückgeführt werden.

Umspanner

Mit der Rückmeldung Fernbetrieb werden die Umspanner auf den Regelbetrieb vorbereitet (Binäreingang E9 beim Regler wird eingeschaltet). Gleichzeitig werden die aktuellen Spannungs-Istwerte als Sollwerte übernommen und stehen am mA-Eingang des Reglers an. Damit erfolgt ein stoßfreier Übergang in den Regelbetrieb. Solange keine Sollwertvorgabe von ZUQDE/DG Demonetz kommt, wird mit dem beim Umschalten erfassten Istwert als Sollwert geregelt.

Die Rückmeldung „Fernbetrieb“ ist gleichzeitig auch die Rückmeldung für die Regelung, dass der Umspanner bereit ist Sollwerte zu empfangen.

Kraftwerke

Mit der Rückmeldung Fernbetrieb werden die Kraftwerke auf den Regelbetrieb vorbereitet. Die aktuellen Blindleistungs-Istwerte werden als Sollwerte übernommen. Solange kein Regelbetrieb angewählt wurde (= inaktiv), werden die Kraftwerke mit ihren örtlichen Einstellungen weiter betrieben.

ZUQDE open loop

Die Einschaltung der Betriebsart erfolgt ausschließlich am Spectrum-Rechner/ZUQDE.

Umspanner

Bei eingeschalteten „Fernbetrieb“ und mit der Einschaltung der Betriebsart wird bei Eingabe eines Sollwertes das mitgelieferte Spontanbit zum Eingang E10 des Reglers durchgeschaltet. Der manuell eingegebene Sollwert wird vom Regler übernommen.

Kraftwerke

Bei eingeschaltetem „Fernbetrieb“ und mit der Einschaltung der Betriebsart und der Rückmeldung „KW ein“ können manuell eingegebene Sollwerte zum Kraftwerk gesendet werden. In den Kraftwerken Zaunschirm und Graggaber erfolgt die Rückmeldung „KW ein“ nur dann, wenn auf dem örtlichen Touchpanel auf (Fern-) Automatikbetrieb umgeschaltet ist. Im Kraftwerk Kendlbruck 1 erfolgt die Rückmeldung „KW ein“ schon bei eingeschaltetem Fernbetrieb.

Die Rückmeldung „KW ein“ ist gleichzeitig auch die Rückmeldung für die Regelung, dass die Kraftwerke bereit sind Sollwerte zu empfangen.

Ist die Rückmeldung „KW ein“ bei den Kraftwerken bzw. „Fernbetrieb“ bei den Umspannern nicht gegeben, so werden die vom ZUQDE/DG Demonetz aus eingegebenen Sollwerte von den Kraftwerken/Umspannern nicht übernommen und nehmen daher an der Regelung nicht teil.

Von dieser Betriebsart kann auf die nächste Betriebsart ZUQDE closed loop umgeschaltet werden. Andere Betriebsarten können nicht eingeschaltet werden.

Mit dem Befehl „Regelbetrieb inaktiv“ kann die Betriebsart ausgeschaltet werden.

Die Kraftwerke/Umspanner werden mit den örtlich eingestellten Werten weiterbetrieben.

ZUQDE closed loop

Die Einschaltung der Betriebsart erfolgt ausschließlich vom Spectrum-Rechner/ZUQDE.

Die Funktion zur Übergabe der Sollwerte für Umspanner/Kraftwerke ist gleich wie bei der Betriebsart ZUQDE open loop. Diese Betriebsart wird an den Spectrum-Rechner / ZUQDE rückgemeldet, wodurch dieser automatisch die Weitergabe der Sollwerte bei Änderung der Berechnungsergebnisse an die „aktiv geschalteten“ Umspanner und Kraftwerke durchführt.

Von dieser Betriebsart kann auf keine andere Betriebsart umgeschaltet werden.

Mit dem Befehl „Regelbetrieb inaktiv“ kann die Betriebsart ausgeschaltet werden. Die Kraftwerke/Umspanner werden mit den örtlich eingestellten Werten weiterbetrieben.

Aufgrund der gemeinsamen Nutzung der Anlagen durch die Regler der Projekte ZUQDE und „DG Demonetz-Validierung“ sind zusätzlich Betriebsarten für den Betrieb des „DG Demonetz-Validierung“ Reglers vorzusehen, die als DG-Demo bezeichnet werden

DG-Demo open loop

Die Einschaltung der Betriebsart erfolgt ausschließlich vom Spectrum-Rechner/ZUQDE. Der DG Demonetz-Regler (SICAM 230 Rechner) erhält die Rückmeldung der Aktivierung.

Es sind hier die gleichen Funktionen wie bei „ZUQDE open loop“ realisiert.

In dieser Betriebsart wird der Sollwert des DG Demonetz Reglers anstelle vom Spectrum-Rechner/ZUQDE angenommen.

Von dieser Betriebsart kann auf die nächste Betriebsart DG Demonetz closed loop umgeschaltet werden. Andere Betriebsarten können nicht eingeschaltet werden.

Mit dem Befehl „Regelbetrieb inaktiv“ kann die Betriebsart ausgeschaltet werden.

Die Kraftwerke/Umspanner werden mit den örtlich eingestellten Werten weiterbetrieben.

DG-Demo closed loop

Die Einschaltung der Betriebsart erfolgt ausschließlich vom Spectrum-Rechner/ZUQDE. Der DG Demonetz-Rechner (SICAM 230 Rechner) erhält die Rückmeldung der Aktivierung.

Es sind hier die gleichen Funktionen wie bei „ZUQDE closed loop“ realisiert.

In dieser Betriebsart wird nur der Sollwert vom DG Demonetz-Regler anstelle vom Spectrum-Rechner/ZUQDE angenommen.

Von dieser Betriebsart kann auf keine andere Betriebsart umgeschaltet werden.

Mit dem Befehl „Regelbetrieb inaktiv“ kann die Betriebsart ausgeschaltet werden.

Die Kraftwerke/Umspanner werden mit den örtlich eingestellten Werten weiterbetrieben.

Auf die Umsetzung der Umbauten, Konfiguration den Anlagen und Implementierung der Regelung folgt die Inbetriebnahme des ZUQDE Systems, die im folgenden Abschnitt beschrieben ist.

2.5 Inbetriebnahme

Die Inbetriebsetzung und Inbetriebnahme erfolgt sequentiell bezogen auf die Ebenenstruktur der Systemarchitektur. Begonnen wird mit den kleinsten Teilen des Gesamtsystems, mit den inneren Regelschleifen, um in weiterer Folge die getesteten und funktionierenden Bausteine zusammenzufügen. Dieses Unterkapitel beschäftigt sich vor allem mit der Inbetriebnahme des Gesamtsystems und den erweiterten Teststellungen für eine umfangreiche, intelligente Netzregelungslösung, wie es das ZUQDE-System darstellt. Hierzu wird hauptsächlich die Betriebsart Open Loop für den zentralen Regelungskreis verwendet.

Im Open Loop Betrieb erfolgen die Netzberechnungen Online mit den aktuellen Netzzuständen. Dazu werden die dynamischen Eingangsdaten automatisch vom SCADA-System übernommen und die Netzberechnungen folgen automatisch. Die Ausgabe der Ergebnisse (Sollwerte) an die lokalen Regler erfolgt nach einer Prüfung durch das Bedienpersonal.

Die implementierten Applikationen können somit im Open Loop Betrieb getestet und erprobt werden. Vertrauen in die Wirkungsweise der Optimierungstools sowie eine Funktionsüberprüfung der Implementierung sind die Ergebnisse dieser Phase. Darüber hinaus erhalten die Disponenten in der Leitstelle notwendige Kenntnisse zu den neuen Applikationen für den operativen Betrieb.

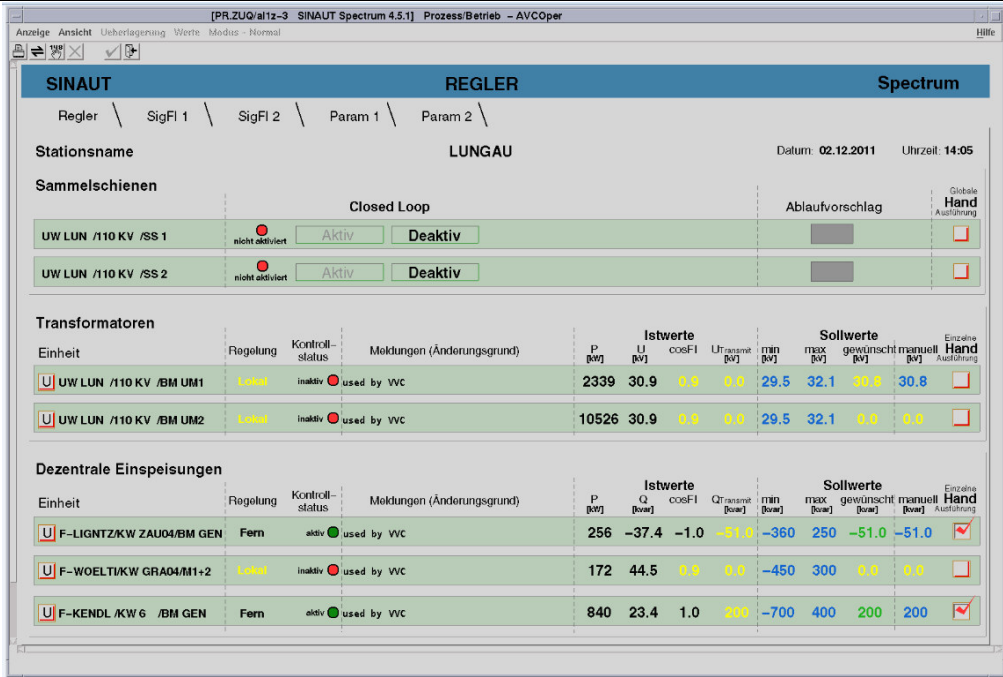
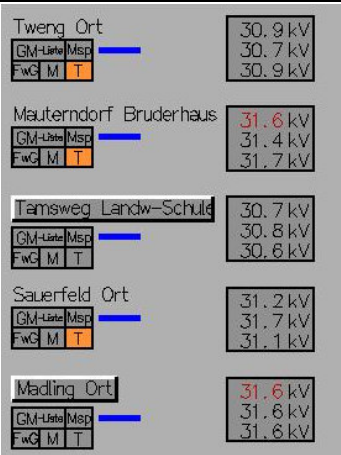
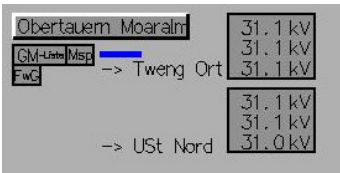


Abbildung 28: Reglermaske ZUQDE – Regelungsübersicht

Voraussetzung zum Test der Applikationen und der Validierung im Open Loop Betrieb ist, dass das System mit dem aktuellen Netzzustand verglichen werden kann. Dazu ist es erforderlich, dass zumindest an einigen Punkten im Netz Informationen über den Netzzustand vorhanden sind. D.h. es sind zumindest während des Open Loop Betriebs Spannungsmessungen neben den normalerweise in den Umspannwerken vorhandenen Messungen auch an weiteren relevanten Punkten im Netz erforderlich. Im Rahmen des Projekts wurden dazu die Messungen der geregelten dezentralen Erzeugungseinheiten und die des Projekts „DG-Demonetz Validierung“ herangezogen.



zusätzlich eingerichtete Messpunkte



vorhandene Messpunkte

Abbildung 29: Messpunkte zur Kalibrierung des Systems

2.5.1 Kalibrierung des Systems

Der Open Loop Betrieb stellt die erste Phase der Inbetriebnahme des Systems dar. Er ist die Vorstufe des Closed Loop Betriebes und ist erforderlich um erste Systemtests durchführen zu können. Mit diesen ersten Tests erfolgt die Validierung des Systems anhand des tatsächlichen Netzes und der Abgleich mit demselben.

In dieser Phase erfolgt unter anderem die Kalibrierung der Parameter der Regelstrecke. So sind beispielsweise die durch die Regelstrecke und den Regelalgorithmus definierten

- Zeitkonstanten der Übertragungsstrecken zu ermitteln und einzustellen.

Dies gilt auch für die

- Maschinenkonstanten der dezentralen Erzeugungseinheiten,
- der Spannungsregelung am Transformator und
- die zulässigen Regelabweichungen des gesamten Regelkreises.

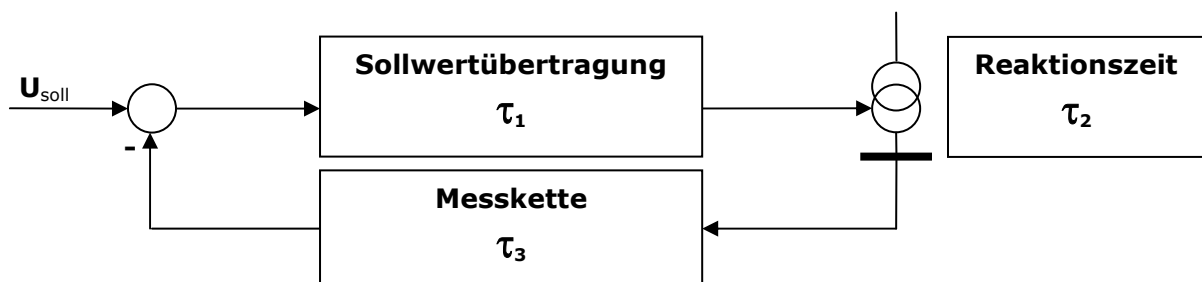


Abbildung 30: Zeitkonstanten am Bsp. Trafostufensteller

Für die Strecke bzw. den Regelkreis wurde eine gemeinsame Zeitkonstante im Rahmen der Open Loop Tests experimentell bestimmt. Dazu wurden die Sollwerte mit einer sehr großen aber realistischen Änderung beaufschlagt und die Antwortzeit gemessen. Beispielsweise entsprach die Stellgrößenänderung, mit der der Trafostufensteller beaufschlagt wurde, einem Wechsel von drei Trafostufen.

Spannungsabhängigkeit der Lasten

Ein Teil der Kalibrierung des Systems ist die Ermittlung der Spannungsabhängigkeit der Lasten. Diese ist für die Optimierung der Spannungshaltung unerlässlich, da im Zuge der Optimierung eine Berechnung des voraussichtlichen Netzzustandes erfolgt. Dieser wird wesentlich von der Spannungsabhängigkeit der Lasten beeinflusst. Es wird zwischen folgenden drei Lasttypen unterschieden:

- Konstante Impedanz
- Konstante Leistung
- Konstanter Strom

Die Spannungsabhängigkeit der Lasten ist bei der Ermittlung des Spannungsprofils im Zuge der Optimierung zu berücksichtigen, da sich entsprechend der Knotenspannungen die Lasten ändern. Im Zuge der Regelung erfolgt eine Änderung der Spannungsverhält-

nisse im Netz, die eine Veränderung der Lastsituation bewirkt. Wird die Spannungsabhängigkeit nicht korrekt berücksichtigt, so weichen einerseits die Ergebnisse der State Estimation als Ausgangspunkt und andererseits die Optimierungsergebnisse als Zielpunkt von den tatsächlichen Verhältnissen im Netz ab.

Die Spannungsabhängigkeit wurde im Zuge des Open Loop Betriebs empirisch ermittelt. Dazu wurde das Testnetz zu einem Zeitpunkt nahezu konstanter Last bei normaler Betriebsspannung an der oberen und an der unteren Betriebsspannungsgrenze betrieben und die Lastaufnahme je Abzweig aufgenommen. Dieser Versuch wurde für mehrere Zeitpunkte bzw. Lastsituationen durchgeführt. Im Projekt erfolgte die Ermittlung der Spannungsabhängigkeit der Lasten für das Testnetz durch die Mittelung der erhaltenen Abzweigwerte nach einer Plausibilitätsprüfung. Dabei wurden die folgenden Faktoren ermittelt:

- Konstante Impedanz 0,3
- Konstante Leistung 0,4
- Konstanter Strom 0,3

Grafisch sind die Ergebnisse in Abbildung 31 dargestellt.

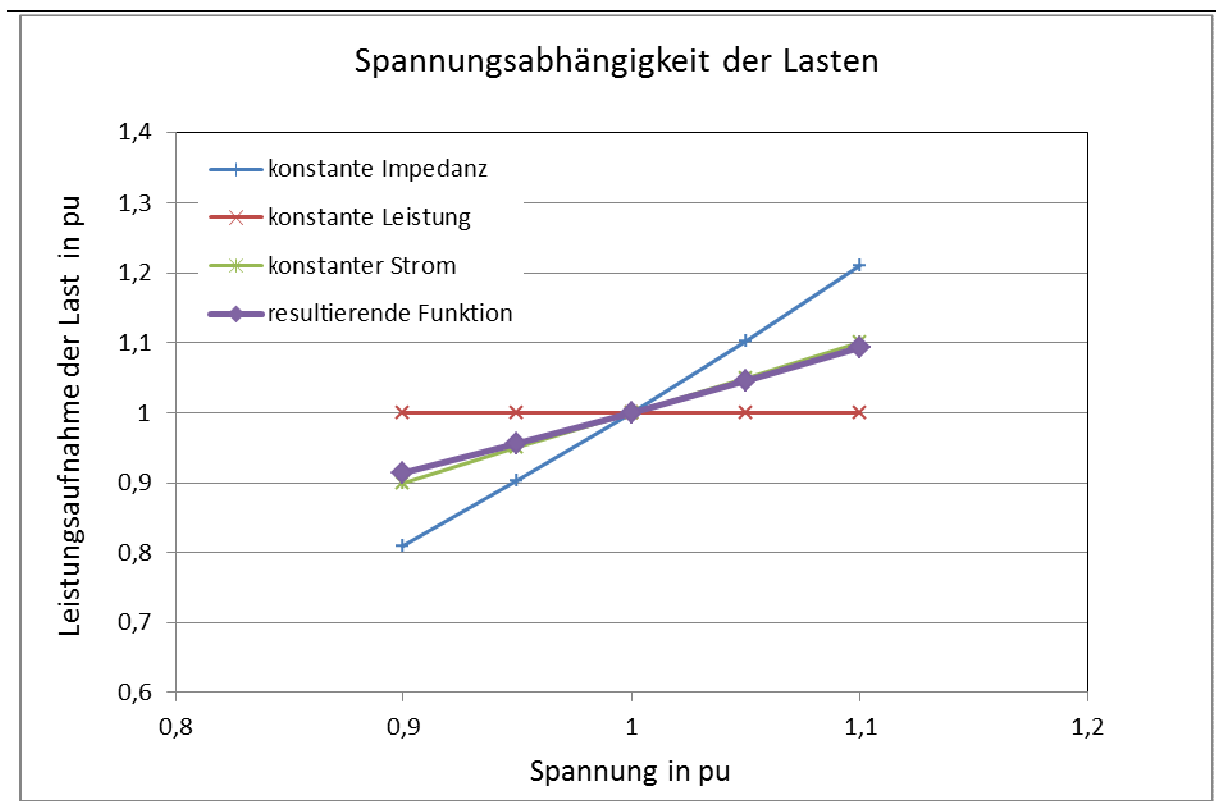


Abbildung 31: Ermittelte Spannungsabhängigkeit der Lasten

Die resultierende Funktion der Spannungsabhängigkeit der Lasten des Modellnetzes zeichnet sich dadurch aus, dass die Leistungsaufnahme der Lasten mit steigender Spannung zunimmt. Im Bereich des Arbeitspunktes, d.h. der Betriebsspannung, handelt es sich um eine nichtlineare Zunahme.

Abhängig vom tatsächlichen Betriebspunkt ergibt sich die Leistungsaufnahme der Lasten aus der zugehörigen Spannungsabhängigkeit. Würde diese nicht berücksichtigt, also die

Lasten mit konstanter Leistung angenommen, so kann der daraus resultierende Fehler innerhalb des Betriebsspannungsbandes (0,975 – 1,07 pu) bis zu 6,5% betragen.

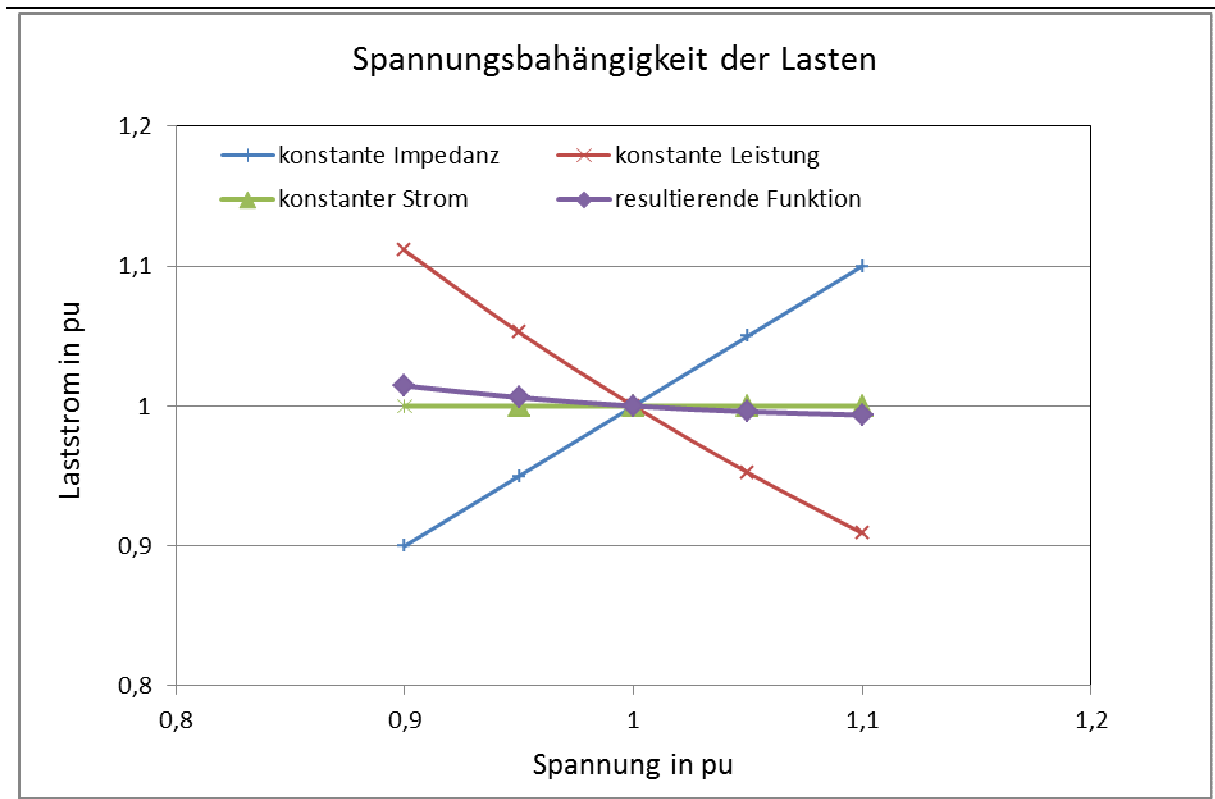


Abbildung 32: Veränderung des Laststroms durch die Spannungsabhängigkeit der Lasten

Die resultierende Spannungsabhängigkeit des Testnetzes der Lasten bewirkt auf Seiten des Laststromes eine Steigerung des Stromes bei sinkender Spannung. Der Laststrom variiert innerhalb des Betriebsspannungsbandes (0,975 – 1,07 pu) um 0,7 Prozentpunkte (-0,2 – 0,5 %). Zu beachten ist, dass die Erhöhung des Übertragungsstromes eines Leitungselements eine Erhöhung der Leitungsverluste bewirkt.

Hinsichtlich des Einsatzes des ZUQDE-Systems im Rahmen der regulären Netzführung (Closed Loop Betrieb) ist die einfach zu verstehende und durchzuführende Bedienbarkeit des Reglers sowie die Auswertbarkeit seiner Aktionen und Ergebnisse im Open Loop Betrieb ein wesentlicher Punkt.

2.5.2 Testszenarien

Ziel des Open Loop Betriebs ist die Gewährleistung des sicheren Netzbetriebs mit dem ZUQDE-Regelkreis im Closed Loop Betrieb. D.h. neben normalen netzbetrieblichen Zuständen gilt es auch unvorhergesehene Ereignisse wie Störungen zu beherrschen. Um dies zu gewährleisten sind eine Reihe von Tests basierend auf den netztechnischen Gegebenheiten durchzuführen. Die Testszenarien wurden vorab festgelegt. Eine Auflistung und Beschreibung dieser Tests ist nachfolgend angeführt.

Normalkonfiguration

Die Normalkonfiguration umfasst alle fehlerfreien Netzzustände des Testnetzes Lungau Ost. Dies gilt auch für die 110-kV-Ebene und damit die Spannungen an den 110-kV-Sammelschienen des UW. D.h. der Regler muss in der Lage sein alle möglichen netzin-

ternen Umschaltungen zu beherrschen. Diese sogenannten netzinternen Umschaltungen werden im Rahmen der Open Loop Testbetriebsphase beobachtet und analysiert.

Sicherer Netzbetrieb: Der Regler darf keine Spannungsgrenzwertverletzungen an Knoten oder Überlastungen von Elementen hervorrufen. Ebenso darf es zu keinen Spannungsschwankungen und / oder Spannungsschwingungen kommen. Dies gilt auch für die Ströme. Insbesondere darf es zu keinem Ansprechen oder gar Auslösen von Überwachungs- und / oder Schutzeinrichtungen kommen. Damit darf es auch zu keinen Versorgungsbeeinträchtigungen (z.B. Unterbrechungen, Spannungsqualität lt. Norm) und daraus resultierenden Schäden in Eigen- oder Kundenanlagen kommen. Dies gilt insbesondere für die geregelten dezentralen Erzeugungsanlagen. Somit setzt der sichere Netzbetrieb bei allen Testfällen das uneingeschränkte Funktionieren des ZUQDE-Reglers in seiner Gesamtheit voraus.

Im Detail werden folgende Phasen durchlaufen:

- Start mit dem aktuellen Netzzustand des Testnetzes Lungau Ost
- Testbetriebsphase mit sich ergebenden internen Netzs Umschaltungen
- Testbetriebsphase mit sich ergebenden Netzs Umschaltungen im erweiterten Netz

Versorgendes Umspannwerk

Das versorgende Umspannwerk ist auf der 110-kV- und 30-kV-Ebene eine Doppelsammelschienenanlage. Auf der 110-kV-Ebene erfolgt normalerweise ein Einfachsammschienenbetrieb und auf der 30-kV-Ebene ein getrennter Betrieb der Sammelschienen, wobei Abweichungen davon durch das tägliche Betriebsgeschehen erforderlich werden können.

Im Rahmen des Projekts bzw. des Vergleichs der Regelungslösungen der beiden Projekte ZUQDE und „DG Demonetz-Validierung“ erfolgt die Beschränkung auf das Testnetz Lungau Ost und damit auf eine der beiden 30-kV-Sammelschienen.

Vorgelagertes Pumpspeicherkraftwerk

Das Kraftwerk Hintermuhr speist in elektrisch kurzer Entfernung vom Umspannwerk in die 110-kV-Ebene ein und beeinflusst demzufolge die 110-kV-Spannung an den Sammelschienen des UW. Das KW Hintermuhr besteht aus zwei Maschinensätzen mit einer Gesamterzeugungsleistung von 100 MW und einer Pumpleistung von 70 MW.

Durch das KW Hintermuhr werden Spannungsänderungen von bis zu 10 kV an der 110-kV-Sammelschiene des UW mit einem Gradienten von ca. 3 kV / Minute beobachtet. Der Gradient ergibt sich aus dem Anfahren und Abstellen von Pumpe und Generator.

Sicherer Netzbetrieb: Der sichere Netzbetrieb ist unabhängig vom Betriebszustand des KW Hintermuhr zu gewährleisten. Die Änderungen des Betriebszustands des KW Hintermuhr dürfen nicht zur Aufhebung des sicheren Netzbetriebs führen.

- KW Hintermuhr Erzeugung mit Maschine 1 (30 MW)
- KW Hintermuhr Erzeugung mit Maschine 2 (70 MW)
- KW Hintermuhr Erzeugung mit Maschine 1 und 2 (100 MW)
- KW Hintermuhr Pumpbetrieb mit Maschine 2 (70 MW)

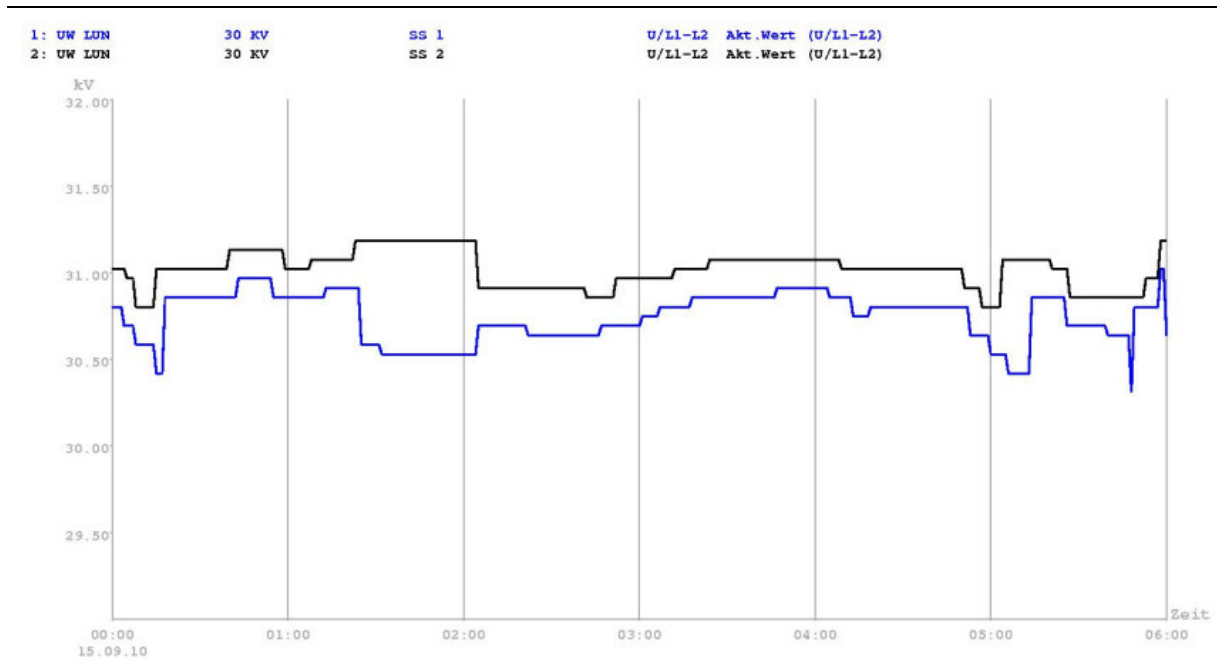


Abbildung 33: Spannungsänderungen 30-kV-Schiene Lungau verursacht durch KW Hintermurr

Laständerungen / Lastsprünge

Größere Laständerungen bewirken eine Änderung der Spannungsverhältnisse im Netz. Dazu zählen insbesondere die Änderungen ausgelöst durch steuerbare Lasten, wie beispielsweise die Zu- und Abschaltung von Speicherheizungen und Warmwasserbereitungsanlagen mittels Tonfrequenzrundsteueranlagen (TRA).

- Zuschalten der steuerbaren Lasten (22:00 und 22:10 Uhr)
- Abschalten der steuerbaren Lasten (06:00 Uhr)

Dynamische Topologie

Im Rahmen der dynamischen Topologie sind die Auswirkungen von Topologieänderungen im Netz zu verstehen. Dazu zählen beispielsweise die im Rahmen des Betriebs durchgeführten Schalthandlungen im erweiterten Netz. Wesentlich hierbei ist wiederum die Beobachtung und Analyse der Testbetriebsphase des Open Loop Betriebs.

Sicherer Netzbetrieb: Erweiterung um Schalthandlungen im Netz, d.h. Schalthandlungen dürfen nicht zur Beeinträchtigung des sicheren Netzbetriebs führen.

Schalthandlungen

Unter diesem Punkt sind jene Schalthandlungen angeführt, die explizit zu untersuchen sind. Nicht angeführte Schalthandlungen sind trotzdem nicht von den Fällen ausgenommen, die der Regler beherrschen muss. Einige der Tests können wahrscheinlich nur im Simulationsmodus durchgeführt werden, da davon dritte Netzbetreiber betroffen sind. Nach erfolgreichem Abschluss der Tests im Simulationsmodus sind „scharfe“ Tests im Regelbetrieb anzustreben.

- UST⁹: Umschaltung zu Nachbarnetzbetreiber und umgekehrt (Simulation)
- UST 0600: Versorgung des unterlagerten 10-kV-Netzes durch UW Lungau

⁹ Umspannstation

- UST 0600: Versorgung des 10-kV-Netzes durch benachbartes UW
- 10-kV-Netz: Umschaltungen im unterlagerten 10-kV-Netz
- SST¹⁰ 5478: Umschaltungen zu Nachbarnetz in beide Richtungen (Simulation)
- SST 0813: Umschalten eines Straßentunnels in beide Richtungen (Simulation)

Geregelte dezentrale Erzeugungsanlagen

Besonderes Augenmerk kommt bei diesem Punkt den geregelten dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA) zu. D.h. es werden jene Schalthandlungen untersucht, die Auswirkungen auf Topologie und / oder DEA haben.

- Umschaltung der geregelten DEA auf einen anderen Abzweig
- Ringschaltung der geregelten DEA
- Abschaltung der geregelten DEA einzeln und gemeinsam

Spannungsgrenzwerte

Bei den Spannungswerten ist zu beachten, dass diese durch sammelschienennahe Kurzschlüsse auf Null bzw. Werte nahe Null gehen können. Da dies aber nur im Sekundenbereich der Fall sein kann, werden diese Fälle nicht hier, sondern unter dem Punkt Sonderfälle betrachtet. Eine Ausnahme ist der Erdschluss, da ein Betrieb mit diesem entsprechend Norm über mehrere Stunden gestattet ist.

Die unter diesem Punkt angeführten Testszenarien beziehen sich auf eine längere Betriebszeit.

110-kV-Sammelschienenspannung des UW

Variiert wird die Spannung der 110-kV-Sammelschienen des UW. Dieser Punkt wird durch eine Simulation zu prüfen sein, wobei nach der Simulation ein scharfer Test anzustreben ist.

Im Rahmen der Simulation werden die am Prozessrechner hinterlegten Grenzwerte $\pm 10\%$ als Testkriterium herangezogen. Im Rahmen der scharfen Tests können Werte nahe den Grenzwerten verwendet werden.

- 110-kV-Spannung hoch, über der Grenzwertmeldung von 124,5 kV (124,5 kV + 10%) – Simulation
- 110-kV-Spannung niedrig, unter der Grenzwertmeldung von 102,5 kV (102,5 kV - 10%) - Simulation
- 110-kV-Spannung hoch, nahe der Grenzwertmeldung von 124,5 kV
- 110-kV-Spannung niedrig, nahe der Grenzwertmeldung von 102,5 kV

¹⁰ Schaltstation

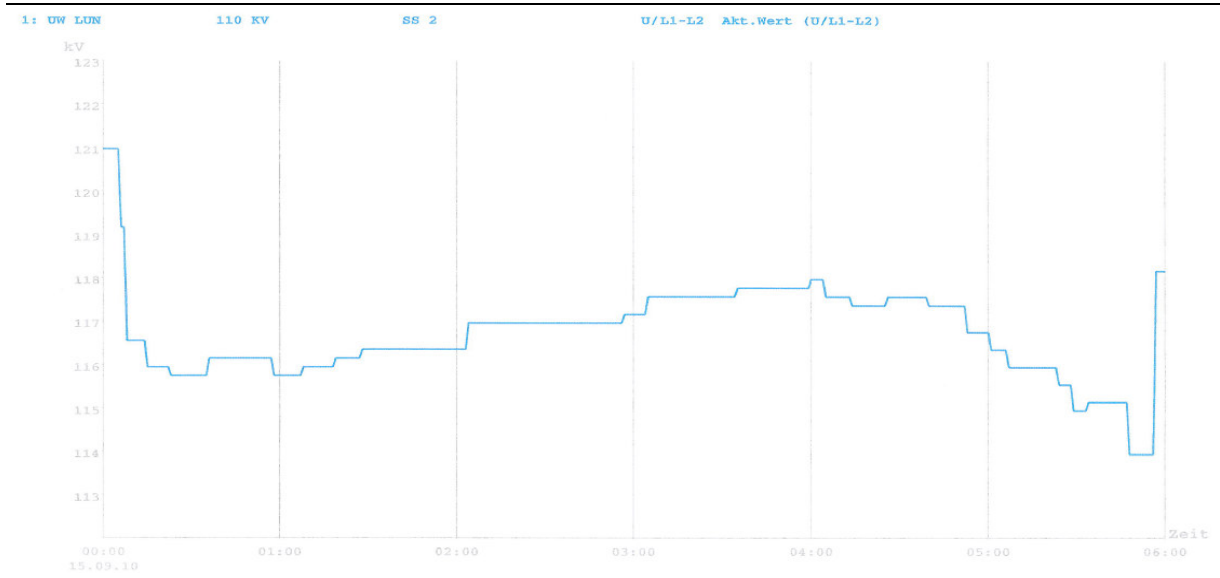


Abbildung 34: Verlauf der 110-kV-Spannung UW

30-kV-Sammelschienenenspannung des UW LUNGAU

Variiert wird die Spannung der 30-kV-Sammelschienen des UW. Dieser Punkt wird durch eine Simulation zu prüfen sein, wobei nach der Simulation ein scharfer Test anzustreben ist.

Im Rahmen der Simulation werden die Grenzwerte Salzburg Netz GmbH-internen Grenzwerte für die 30-kV-Sammelschiene des UW $\pm 10\%$ als Testkriterium herangezogen.

Im Rahmen der scharfen Tests können Werte nahe den Grenzwerten verwendet werden.

- 30-kV-Spannung hoch, über der Grenzwertmeldung (+ 10%) – Simulation
- 30-kV-Spannung niedrig, unter der Grenzwertmeldung (- 10%) - Simulation
- 30-kV-Spannung hoch, nahe der Grenzwertmeldung
- 30-kV-Spannung niedrig, nahe der Grenzwertmeldung

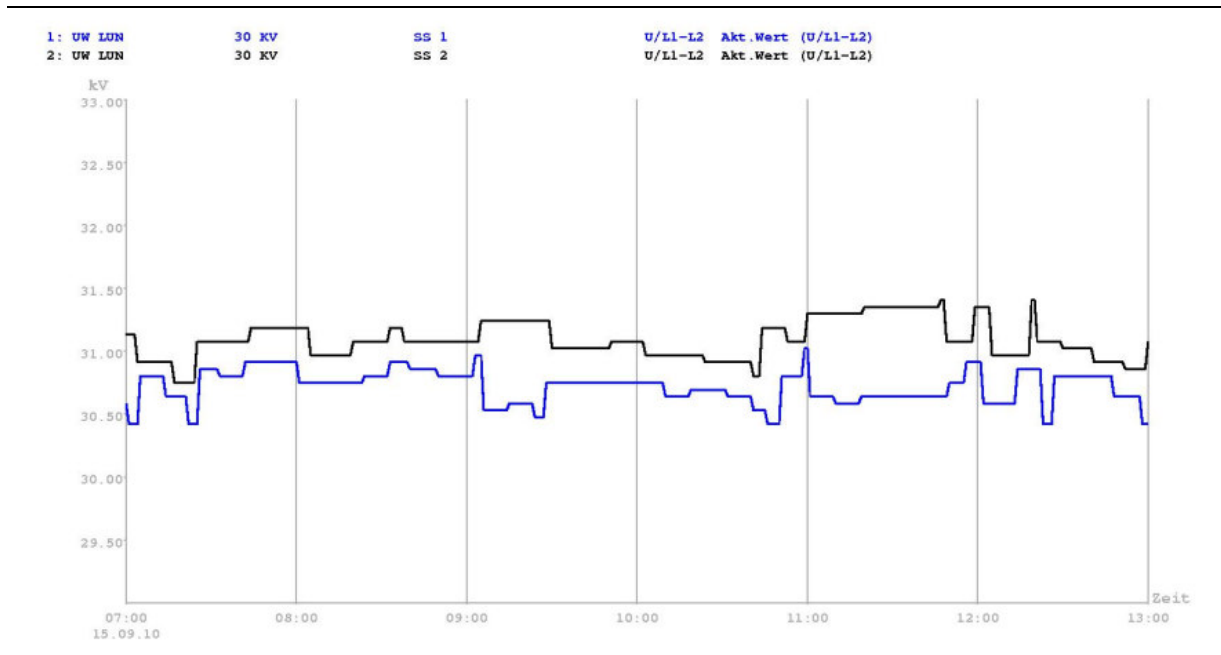


Abbildung 35: Spannungsverlauf an der 30-kV-Sammelschiene des UW

Der Test bei hohen und niedrigen 30-kV-Sammelschienenspannungen erfolgte durch das bewusste manuelle Verstellen des Stufenstellers des Umspanners an die obere und untere Grenze der zulässigen Betriebsspannung unter Beachtung der Spannungsverteilung im Netz. Die Spannungsverteilung im Netz wurde mittels Lastflussberechnung am System (Distribution System State Estimation, DSSE) bestimmt.

Nach der manuellen Verstellung der Sammelschienenspannung wurde das ZUQDE-System im Open Loop Betrieb in Betrieb genommen, die Optimierungsergebnisse bewertet bzw. auf Plausibilität überprüft und diese an die Regelelemente im Netz übertragen.

Erdschluss

Zu untersuchen ist das Verhalten des Reglers bei Erdschlussbedingungen im Hoch- und Mittelspannungsnetz. Zum Mittelspannungsnetz zählt auch das 10-kV-Netz in Obertauern, das mit isoliertem Sternpunkt betrieben wird. Ebenso zählen zu diesem Punkt die Abstimmung von Löschspulen bzw. das Regeln von Löschspulen in der 110-kV- und der 30-kV-Ebene.

Idealerweise ist zumindest in der Mittelspannungsebene auf Simulationsbasis ein Test des Reglers bei intermittierendem Erdschluss möglich.

- 110-kV-Erdschluss mit und ohne Suchschaltungen (Simulation)
- 110-kV-Löschspulenabstimmung
- 110-kV-Löschspulenregelung
- 110-kV-Erdschluss mit und ohne Suchschaltungen (Simulation)
- 30-kV-Löschspulenabstimmung
- 30-kV-Löschspulenregelung
- 110-kV-Erdschluss mit und ohne Suchschaltungen (Simulation)

Sonderfälle

Unter Diesem Punkt sind mögliche Systemkomponentenfehler und die kurz andauernde Netzfehler angeführt.

D.h. der sichere Netzbetrieb erweitert sich um das Verhalten des Reglers bei beispielsweise Ausfall von Kommunikationswegen, Messwerten oder dem Fehlen von anderen Daten sowie bei Datenfehlern. Wesentlich ist, dass der sichere Netzbetrieb durch einen „Absturz“ oder ein „hängen bleiben“ der Algorithmen (beispielsweise des State Estimators oder des Reglers) nicht gefährdet wird.

Systemumschaltungen

Umschaltung zwischen den aktuell vorhandenen Regler mit den Betriebsarten „Hand“ und „Automatik“ und den neu hinzukommenden „Smart-Grids-Reglern“.

- Umschaltung zwischen dem bestehenden Regler und dem ZUQDE Regler, unabhängig von der Betriebsart des bestehenden Reglers
- Umschaltung zwischen dem ZUQDE Regler und dem Regler des Projektes „DG Demonetz-Validierung“.
- Ein- und Ausschalten des Reglers

Netzfehler

Dazu zählen die klassischen Fehler die in einem Verteilnetz auftreten können und durch eine Schutzeinrichtung beherrscht werden müssen. Für diese Tests ist der Simulationsmodus erforderlich.

- Kurzschlüsse (2-polig und 3-polig) im 110-kV-Netz, nahe und fern zur Sammelschiene.
- Kurzschlüsse (2-polig und 3-polig) im 30-kV-Netz, nahe und fern zur Sammelschiene. Insbesondere Kurzschlüsse auf Abzweigen mit geregelten dezentralen Erzeugungseinheiten.
- Kurzschlüsse (2-polig und 3-polig) im 10-kV-Netz, nahe und fern zur Sammelschiene.
- AWE¹¹ im 110-kV-Netz, nahe und fern zur Sammelschiene.
- AWE im 30-kV-Netz, nahe und fern zur Sammelschiene. Insbesondere Kurzschlüsse auf Abzweigen mit geregelten dezentralen Erzeugungseinheiten.
- Doppelerdschluss zumindest im Mittelspannungsnetz.

Systemfehler

Dazu zählen die Fehler wie beispielsweise die Unterbrechung von Kommunikationswegen, das Fehlen von Messwerten oder auch Datenfehler sowie beispielsweise nicht konvergierende Lastflüsse. Zum Testen sind Simulationen erforderlich.

- Fernwirkstörung Stufensteller
- Fernwirkstörung je geregeltem dezentralen Erzeuger
- Fernwirkstörung aller dezentralen Erzeuger

¹¹ Automatische Wiedereinschaltung

- Fernwirkstörung Stufensteller und aller dezentralen Erzeuger
- Fehlen einzelner Messwerte und / oder Schalterstellungen der dezentralen Erzeuger
- Datenfehler bei den statischen Daten - unrealistische Elementkennwerte / Ersatzwerte
- Datenfehler bei den statischen Daten - unrealistische Lastdaten
- Befehle außerhalb des zulässigen Bereichs bei Stufensteller und / oder geregelten dezentralen Erzeugern

2.5.3 Durchführung der Tests

Da mit all den im vorigen Abschnitt angeführten Betriebszuständen eine Vielzahl von Tests am aktiven System, also im realen Netzbetrieb, durchzuführen und verschiedene Netz- und Lastsituationen zu untersuchen sind, wurden insgesamt vier reine Open Loop Testtage durchgeführt. Darauf folgten fünf Closed Loop Testtermine. Im Zuge der Closed Loop Testtermine wurde das System aktiv geschaltet und für mindestens zwei Stunden unter ständiger Beobachtung betrieben. Nach erfolgreicher Absolvierung dieser umfangreichen Tests konnte das ZUQDE-System Mitte Jänner 2012 dauerhaft in Betrieb genommen werden.

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Spannungsverläufe an den gemessenen Knoten des Modellnetzes während eines der Tests. Bei diesem Test handelte es sich um den Lastfluss „Mittagsspitze“. Die Reduktion der Spannungen ab dem Zeitpunkt 12:14 Uhr entspricht der durch ZUQDE vorgenommenen Optimierung der Spannungshaltung.

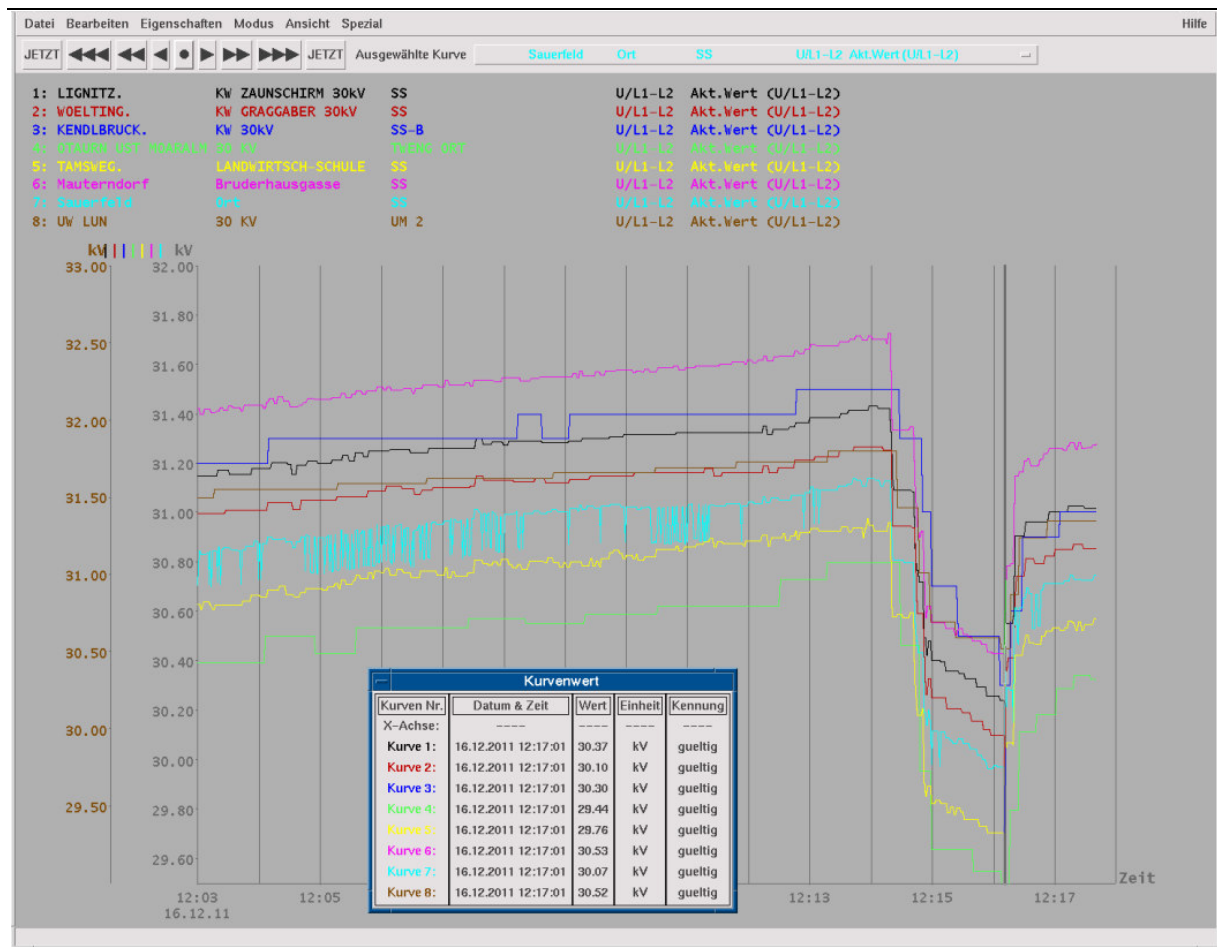


Abbildung 36: Spannungsverlauf an gemessenen Knoten

Der Systemausfall wurde durch das Ausschalten der zentralen Fernwirkkomponente des ZUQDE Systems im Closed Loop Betrieb getestet. Alle Regelelemente nahmen daraufhin ihren Ersatzsollwert bzw. ihre Ersatzregelfunktion ein und versuchten, diesen durch lokale eigenständige Regelung zu halten.

Nach dieser Phase mit dem Fokus das System optimal einzustellen und zu testen ist in einem nachfolgenden Schritt der Fokus auf die Bedienung des Systems zu legen. Auf diese Phase wird im folgenden Unterkapitel eingegangen.

2.5.4 Systemeinführung für Diensthabende

Ein weiterer wesentlicher Punkt des Open Loop Betriebs ist die Schulung des operativen Personals d.h. der Diensthabendenden in der Leitstelle (Disponenten) am System. Schwerpunkt hierbei ist das vertraut Machen des operativen Personals mit der Systemerweiterung ZUQDE und der Wege des „exception handlings“. Unter „exception handling“ ist das Erkennen und die Bearbeitung von Fehlfunktionen des Regelkreises zu verstehen. Um dies zu ermöglichen und im Closed Loop Betrieb einen sicheren Netzbetrieb d.h. eine sichere Versorgung der Kunden zu gewährleisten ist eine umfassende Systemschulung inklusive der dahinter liegenden Grundlagen erforderlich.

Im Detail wird in Kapitel 2.7.1 auf die Anforderungen an das Personal, die Bedienung am Prozessrechnersystem sowie die Betriebsabläufe und Prozesse eingegangen.

2.5.5 Herausforderungen der Inbetriebnahme

Der Regelungsprozess hängt wesentlich von den auf den Prozess abgestimmten Zeitkonstanten bzw. Regelgeschwindigkeiten der einzelnen Regeleinheiten (Transformatoren, Generatoren) und den Schwellwerten ab. Dementsprechend ist ein besonderes Augenmerk auf die Kalibrierung des Systems zu legen. Hierfür ist eine analytische Ermittlung der einzustellenden Werte im Vorfeld wichtig, sodass eine empirische Vorgangsweise am produktiv laufenden System ausschließlich zur Feinabstimmung dient. Unterstützt wird dies durch das ZUQDE System in folgender Form.

Zur Konfiguration des Systems in der Inbetriebnahmephase können die Zeitkonstanten und Schwellwerte der einzelnen Regeleinheiten zentral (Abbildung 37) koordiniert, überwacht und in Betrieb genommen werden.

The screenshot displays the SINAUT Regler Generatorbild interface. At the top, there are tabs for 'Regler', 'SigFI 1', 'SigFI 2', 'Param 1', and 'Param 2'. The main section is titled 'EINHEIT: F-LIGHTZ/KW ZAU04/BM GEN'. Below this, there are several panels:

- Connect:** Includes 'Ein' and 'Aus' buttons, 'Remote/Lokal Status' (fern gesteuert), and 'RTU Status'.
- Kontrollstatus:** Shows 'aktiv' and a red warning message: 'Wird von SCADA in Abhängigkeit von Betriebsart ZUQDE, Fern-/Lokalstatus und KW-Fern (AD-Info: KWfern) gesetzt.'
- Q Kontrollmodus:** Includes 'fixed' and 'full part' options.
- Quellsollwert:** A table with columns for 'Automatic', 'Schedule', 'Operator Base', and 'Operator Ramp', each with numerical values and units.
- RTU:** A red box highlights 'RTU: Aus'.
- Time Out:** A table with columns for 'Folge', 'Restzeit', and 'UCE Schwellwert', each with numerical values and units.
- Spannung:** A table with columns for 'Spannung' and 'PIF Step', each with numerical values and units.
- Blindleistung:** A table with columns for 'Einheitsgrenzen' (unten, oben) and 'Gradientgrenzen' (unten, oben), each with numerical values and units.

At the bottom right, there is a button labeled 'Erweiterte Einstellungen'.

Abbildung 37: Anpassung von Zeitkonstanten und Schwellwerten der einzelnen Regeleinheiten

Durch die sehr erfolgreiche Inbetriebnahme des ZUQDE-Systems bei der Salzburg Netz GmbH ist der Übergang in den produktiven Einsatz des Systems im Rahmen des Projekts der nächste Schritt, welcher im folgenden Abschnitt thematisiert wird.

2.6 Produktivbetrieb

Im Projekt ZUQDE erfolgt die Realisierung der automatischen Regelung (siehe Abschnitt 2.3) des Verteilnetzes durch den DSSE, VVC und den Regler im Closed Loop Betrieb. Dabei werden die Trafostufen und die Blindleistung der dezentralen Erzeugungseinheiten in Echtzeit geregelt. Dadurch kann das gesamte abgebildete Verteilnetz optimiert werden und nicht nur einzelne lokale Größen, wie dies mit den bisherigen Lösungsansätzen möglich ist.

Im Closed Loop Betrieb werden die Netzberechnungen in Echtzeit durchgeführt. Das bedeutet die dynamischen Eingangsdaten werden automatisch vom SCADA-System übernommen und die Netzberechnungen angestoßen. Die Ausgabe der Ergebnisse (Sollwerte) an die lokalen Regler erfolgt danach ebenso automatisch.

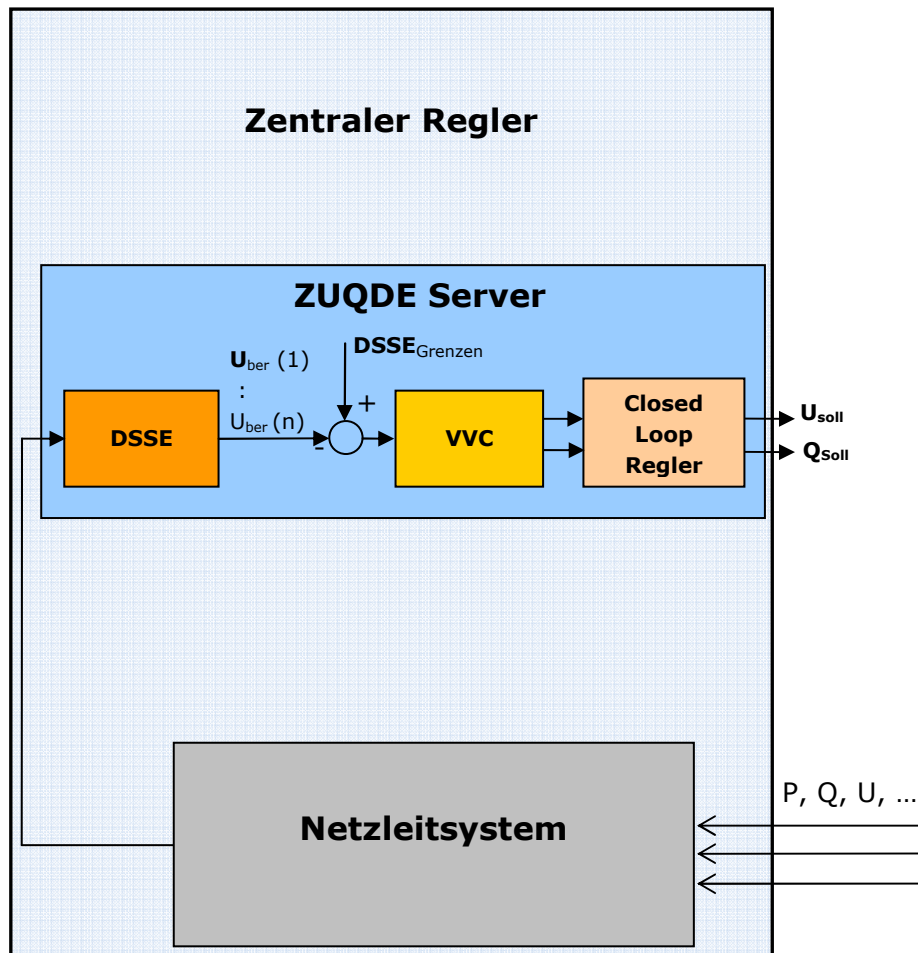


Abbildung 38: Zentrale ZUQDE Regelung im Closed Loop

Mittels des „Closed Loop Reglers“ wird die Durchführung der Befehle überwacht und gegebenenfalls Neuberechnungen der vorgelagerten Einheiten angestoßen. Zudem verfügt der Closed Loop Regler über die Funktionalität mit dem Senden von Befehlen zu warten bis der lokale Regler einen stabilen Zustand erreicht hat, wie im Abschnitt 2.3 beschrieben ist.

Der Closed Loop Betrieb wurde im SCADA-System, wie in Abbildung 39 gezeigt, umgesetzt.

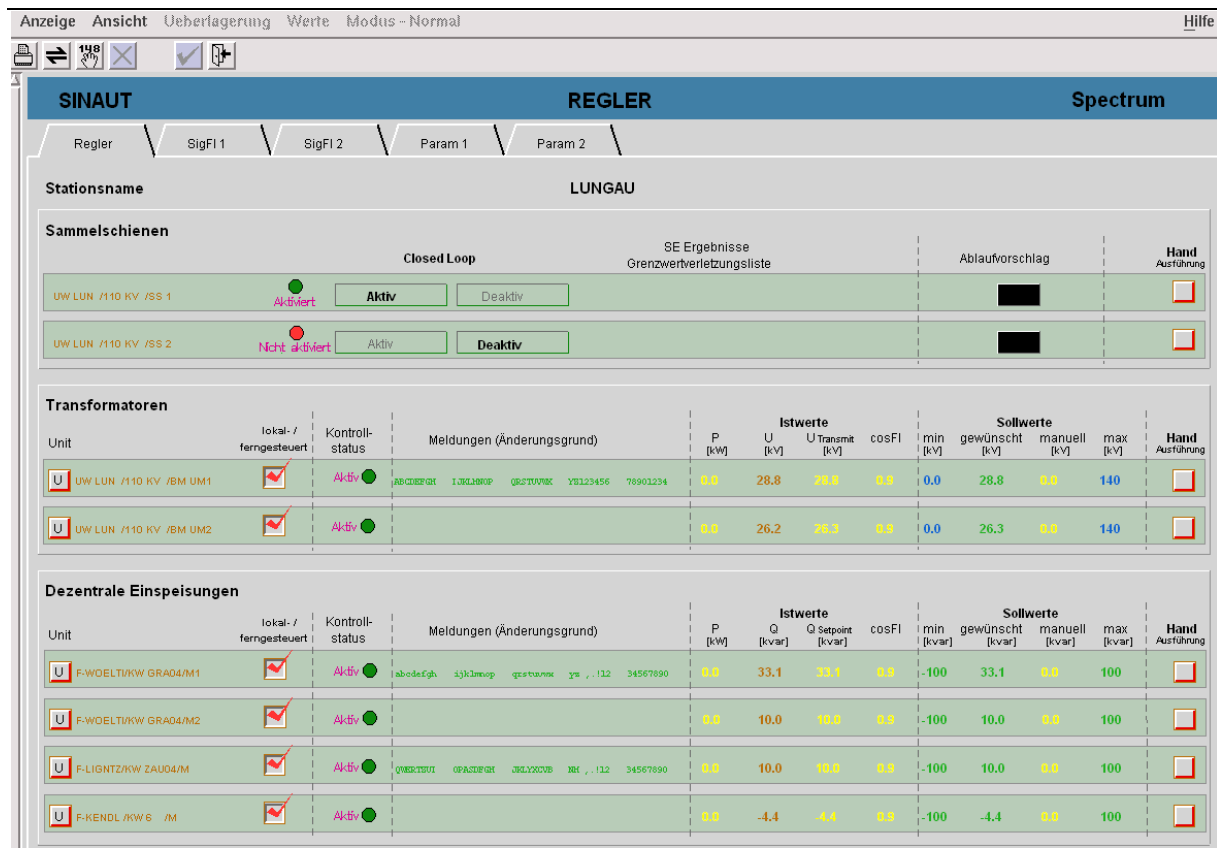


Abbildung 39: Regler im Closed Loop Betrieb

Die Reglermaske bietet nicht nur einen Überblick über die lokalen Regler, sondern ermöglicht auch den manuellen Test der einzelnen Transformatoren und Generatoren. Es ist möglich Sollwerte manuell vorzugeben, an die lokalen Regler zu übertragen und deren Reaktion zu beobachten. Ebenso können die Optimierungsschritte („Ablaufvorschlag“) von ZUQDE und deren Abarbeitungsfortschritt visualisiert werden. Diese Funktionalität ist wesentlich für die Kontrolle des aktuellen Status des ZUQDE-Systems im Produktivbetrieb, d.h. dem Closed Loop Betrieb.

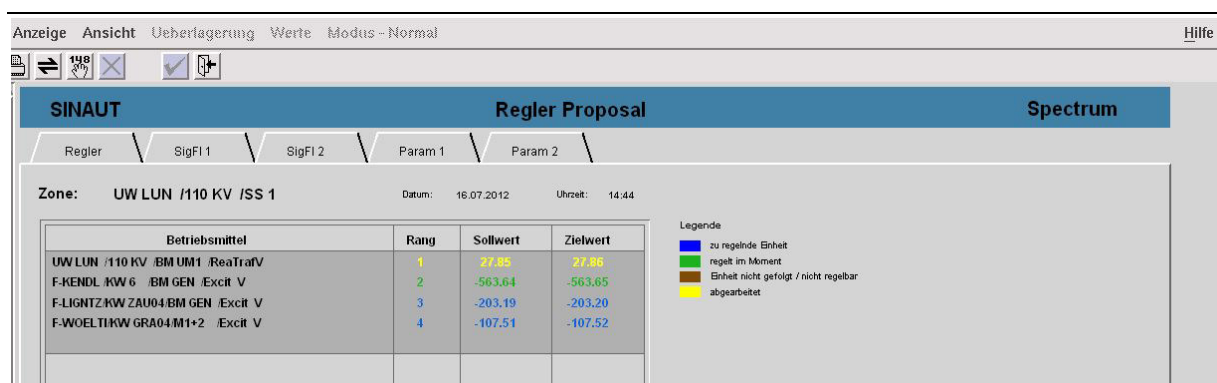


Abbildung 40: Ablaufvorschlag des ZUQDE-Systems

Ein weiteres Element der Kontrolle des Systems im Produktivbetrieb ist die Beurteilung der Qualität der DSSE-Ergebnisse. Diese erfolgt automatisiert im Anschluss an die Ermittlung der Ergebnisse der Lastflussberechnung. Die Qualität durch den sogenannten „Trust factor“ beschrieben. Dieser ist eine kumulierte Größe und stellt im Wesentlichen die Ab-

weichung der Berechnungsergebnisse von den Messwerten bezogen auf Referenzwerte dar. Im nachfolgenden Beispiel ist für das Modellnetz eine Qualitätskennzahl von 95,2 % angeführt. Dies entspricht einem hohen „Trust factor“ und erlaubt die Verwendung der Optimierungsergebnisse des VVC.

Da diese Prüfung im Zuge jedes Optimierungsschrittes erfolgt, kann ausgeschlossen werden, dass es durch falsche Ergebnisse beispielsweise durch fehlerhaft übertragene Messwerte zu unzulässigen Netzzuständen kommt.

B1 Name	B2 Name	B3 Name	Date	Subcase	User	Convergence	Losses [kW]	Active Power [kW]	Reactive Power [kVar]	Trust factor	View Meas	View Mess	View Calc
UW LUN	110 KV	SS 1	25.05.2012	13.21.01	spectrum	Not Solved		.00	.00				
UW LUN	110 KV	SS 2	25.05.2012	13.21.01	spectrum	Converged	585.45	-10488.45	-313.81	95.2			
Sum:							585.45	-10488.45	-313.81				

Abbildung 41: Qualitätsprüfung der Ergebnisse des ZUQDE Systems

Die Abweichungen sind auch im Detail in Listenform darstellbar. In nachfolgender Abbildung sind in Zeile eins Differenzen von ca. 145% zwischen den Messwerten (-244 kW) und den berechneten Werten (-594 kW) angeführt. Zu beachten ist, dass es sich hierbei um die über den Umformer übertragene Leistung handelt. Diese variiert in einem Bereich von -2,5 MW bis 20 MW. Damit liegt der angeführte Messwert von -244 kW innerhalb der Genauigkeitsschranken der eingesetzten Mess- und Übertragungselemente. Eine solche Abweichung, die im Normalbetrieb möglich ist, darf zu keiner Beeinträchtigung des stabilen Systembetriebs führen.

B1Name	B2Name	B3Name	Element	Type	Value	Unit	Info	Accepted	DNA Use	SCADA Adj. Sign Value	Calculated Value	Unit	Deviation [%]	Date	Subcase	One-Line View
UW LUN	30 KV	UM 2	P	Active Power	243.65	kW	Current	YES /ES/Deviation		-243.65	-594.87	kW	144.2	24.05.2012	13.21.01	
UW LUN	30 KV	UM 1	Q	Reactive Power	438.57	kVar	Current	YES /ES/Deviation		-438.57	-1056.33	kVar	140.9	24.05.2012	13.21.01	
KW HIM	30 KV	UW LUN	IL2	Current	31.68	A	Current	YES /ES/Deviation		31.68	46.14	A	45.7	24.05.2012	13.21.01	
F-OTMOAR	10 KV	UM 1	IL2	Current	8.79	A	Current	YES /ES/Deviation		8.79	12.17	A	38.5	24.05.2012	13.21.01	
KW HIM	30 KV	KW RTG	IL2	Current	33.12	A	Current	YES /ES/Deviation		33.12	43.32	A	30.8	24.05.2012	13.21.01	
F-OTMOAR	10 KV	DAV	IL2	Current	5.10	A	Current	YES /ES/Deviation		5.10	6.65	A	30.4	24.05.2012	13.21.01	
F-OTMOAR	10 KV	EDELWEIS	IL2	Current	3.69	A	Current	YES /ES/Deviation		3.69	4.72	A	27.9	24.05.2012	13.21.01	
UW LUN	30 KV	UM 2	Q	Reactive Power	-2436.52	kVar	Current	YES /ES/Deviation		2436.52	1785.29	kVar	-26.7	24.05.2012	13.21.01	
UW LUN	30 KV	UM 2	IL1	Current	47.34	A	Current	YES /ES/Deviation		47.34	35.19	A	-25.7	24.05.2012	13.21.01	
UW LUN	30 KV	MAUTERND	IL3	Current	15.12	A	Current	YES /ES/Deviation		15.12	11.45	A	-24.3	24.05.2012	13.21.01	

Abbildung 42: Darstellung der Messwerte

Die Berücksichtigung betriebsbedingter Toleranzen der Messwerte und in weiterer Folge der Berechnungsergebnisse ist eine wesentliche Voraussetzung für einen stabilen Systembetrieb. Die automatisierte Kontrolle der Qualität der Ergebnisse unter Berücksichtigung betriebsbedingter Toleranzen trägt wesentlich zur Robustheit des Systems und damit zum sicheren Netzbetrieb mit dem ZUQDE-System bei.

Eine ebenso wichtige Funktionalität für die Betriebsführung im Netz ist nachfolgend beschrieben.

Dynamischer Steuerungsbereich

Der Steuerungsbereich des zentralen Reglers ändert sich dynamisch in Abhängigkeit der aktuellen Topologie, wie in Abbildung 43 schematisch dargestellt ist. Die für die Regelung zur Verfügung stehenden Ressourcen werden durch das System automatisch ermittelt und in den Optimierungs- und Steuerungsprozess miteinbezogen.

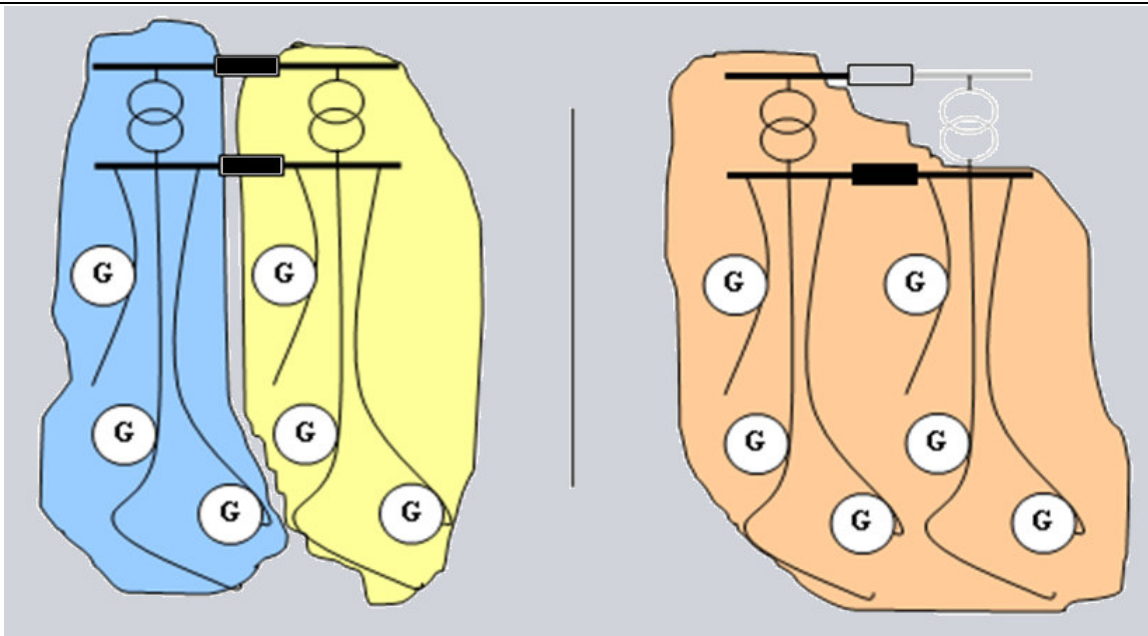


Abbildung 43: Dynamischer Regelungsbereich

Im produktiven Einsatz des ZUQDE Systems in der Betriebsart der Closed Loop Regelung konnten die nachfolgenden Kennzahlen zu den Berechnungen ermittelt bzw. geprüft werden.

- DSSE Berechnungszeit ~50 ms
- VVC Berechnungszeit ~7,5 sec
- Berechnungsperiodizität 5 – 15 min

Mit diesen Eigenschaften eignet sich das System für die Umsetzung einer intelligenten Regelung im Mittelspannungsnetz, wie später auch im Netzbetrieb unter Berücksichtigung der angeführten Testszenarien bestätigt werden konnte.

2.7 Herausforderungen im Betrieb

Der Einsatz eines intelligenten Regelungssystems bringt neue Herausforderungen im Betrieb mit sich. Die vordringlichen Aufgaben in diesem Zusammenhang werden in diesem Unterkapitel genannt.

2.7.1 Leitwarte

Die Herausforderungen an die Netzleitstelle können in zwei wesentliche Gruppen zusammengefasst werden. Einerseits die Anforderungen an das Personal der Leitstelle (Diensthabende) und andererseits die Einbindung in die Betriebsabläufe und Prozesse.

Anforderungen an das Personal

Da es sich bei der gestellten Aufgabe um eine neue Aufgabe für die Netzleitstelle eines Verteilnetzbetreibers handelt, die eine wesentliche Erhöhung des Automatisierungsgrades darstellt, ist eine ausführliche Schulung des Leitstellenpersonals unumgänglich. Die Schulung ist dabei nicht nur auf die Bedienung des Systems beschränkt, sondern erfordert auch eine Erweiterung des Grundlagenwissens.

Zu den Grundlagen zählen insbesondere die nachfolgenden Punkte:

- Systemaufbau und Wirkungsweise des Systems
 - Lastflussberechnung im Verteilnetz (DSSE)
 - Spannungs-Blindleistungs-Regelung (VVC)
 - Unterscheidung zwischen Wirkleistungs-Frequenz- und Spannungs-Blindleistungs-Regelung
 - Wechselseitige Beeinflussung von Wirkleistungs-Frequenz- und Blindleistungs-Spannungs-Regelung
- Netzbedingte Grenzen der Regelung
 - Begrenzende Einflussfaktoren
- Bedienung des ZUQDE-Systems am Leitsystem (SCADA System)

Dies bedeutet auch, dass die Bedienung dieses komplexen Systems einfach zu halten und zu gestalten ist. Denn durch die Regelung darf es zu keinen negativen Einflüssen auf das System und dessen Bedienbarkeit kommen. Im Rahmen des Projekts wurde eine zweistufige Lösung umgesetzt. Am Hauptsystem erfolgt die Überwachung des sicheren Netzbetriebes (erweitert um die Regelungslösung und den geregelten dezentralen Erzeugungseinheiten) durch die Diensthabenden, und am ZUQDE-System erfolgen die erforderlichen Kalibrierungs- und Einstellmaßnahmen. Dazu wurden unter anderem geeignete Masken / Visualisierungen erstellt, wobei die Überwachung auch am ZUQDE-System möglich ist.

Eine zusätzliche Herausforderung ergab sich durch die Tatsache, dass im Rahmen des Projektes „DG Demonetz-Validierung“ eine weitere Reglerlösung zu implementieren war. Da ein Vergleich der Reglerlösungen von ZUQDE und „DG Demonetz-Validierung“ im Rahmen des Projektes „DG Demonetz-Validierung“ vorgesehen ist, war es erforderlich, eine Umschaltung zwischen den beiden Lösungen am Hauptsystem zu implementieren.

Für den Regelbetrieb des ZUQDE-Systems und das Zusammenwirken der Funktionen des ZUQDE- und des DG-Demonetz-Systems sind mehrere Betriebsarten zu definieren und die Umschaltung festzulegen, wie in Abschnitt 2.4.5 beschrieben ist.

Bedienung am Prozessrechnersystem

Es muss möglich sein, im UW-Bild zwischen den einzelnen Betriebsarten (ZUQDE / DG-Demo / Open Loop Betrieb / Closed Loop Betrieb) umzuschalten und von den Betriebsarten ZUQDE und DG-Demo auf den „Inaktiv“ zu wechseln. Dieser Wechsel auf „Inaktiv“ erfordert, dass auch die dezentralen Kraftwerke auf „Regelbetrieb“ inaktiv gestellt werden. Dies entspricht einem „Notaus“ Befehl für beide Reglerlösungen.

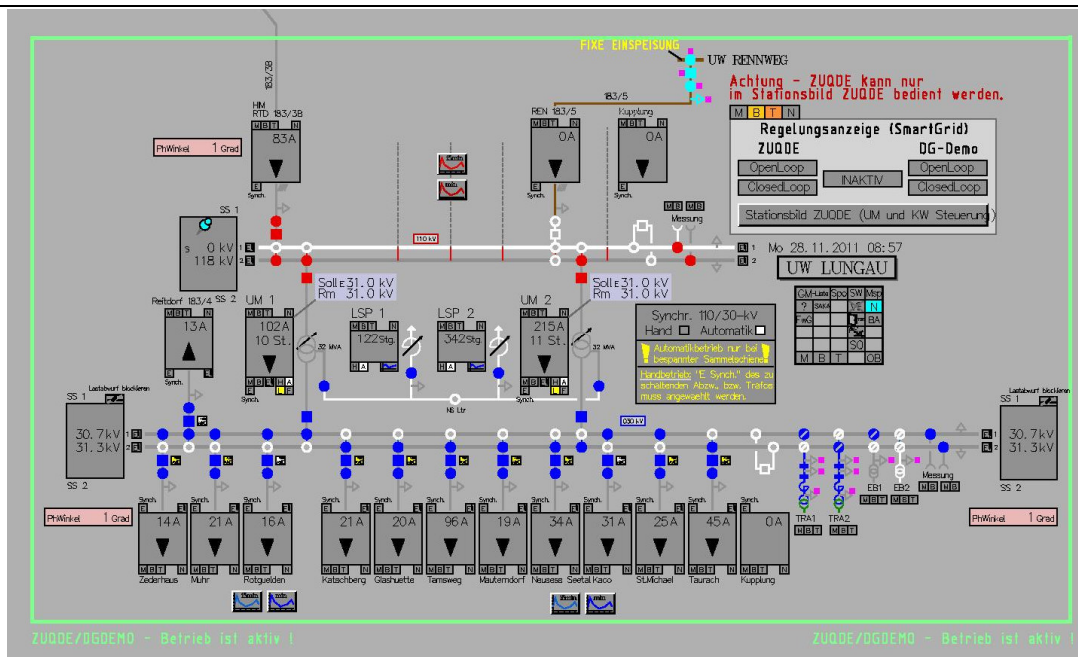


Abbildung 44: Betriebsarten und Bedienung am Prozessrechnersystem

Zur Steuerung und Überwachung des ZUQDE-Systems waren für die vier geregelten dezentralen Maschinen, die zusätzlichen Spannungsmessungen im Netz und die Betriebsartenumschaltung zwischen DG-Demo und ZUQDE 180 Datenpunkte am Leitsystem einzurichten und fernwirktechnisch anzubinden. Um eine sichere Überwachung und einen nachvollziehbaren ZUQDE-Betrieb zu gewährleisten wurden die Datenpunkte mit Meldungen (z.B. Grenzwertmeldungen und Betriebsmeldungen) verknüpft. In einer neu gestalteten Maske des Prozessrechnersystems wurde eine Ansicht erstellt, woraus man all diese Umschaltungen durchführen und alle Mess- und Regelwerte einsehen und überwachen kann (siehe Abbildung 45).

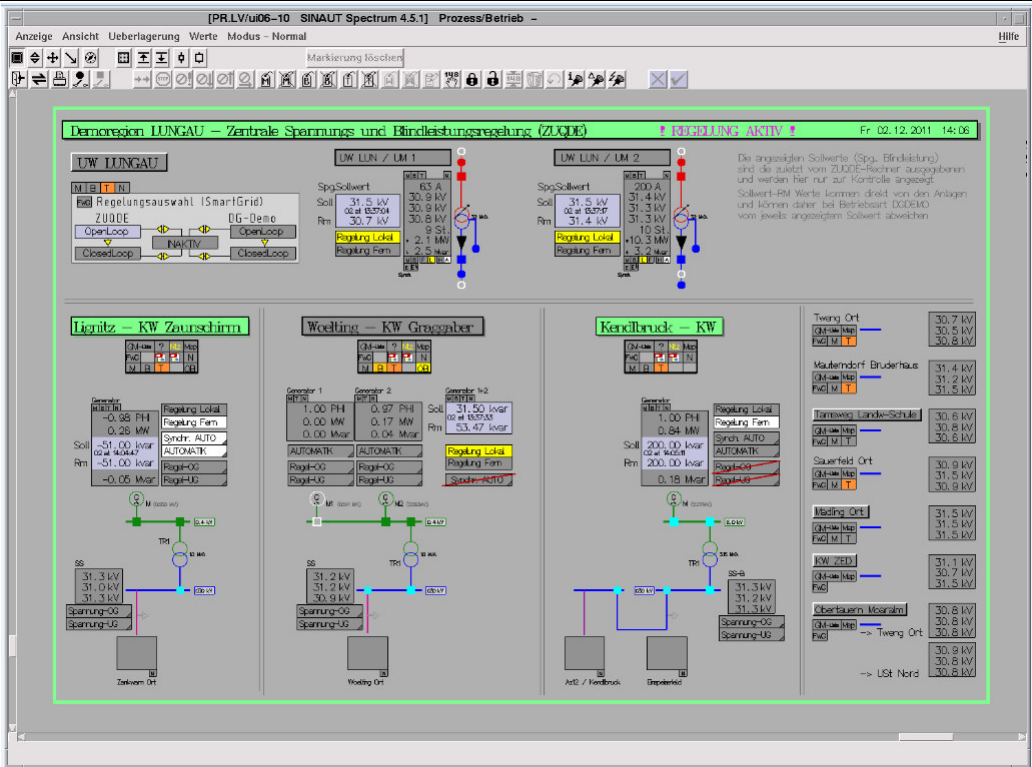


Abbildung 45: Spectrum-Hauptsystem – Sicherstellung „Sicherer Netzbetrieb“, auch am ZUQDE-System verfügbar

➤ Darstellung Regelung AKTIV am Hauptsystem

Ist eine der vier Regelungen aktiv (ZUQDE oder DG-Demo) wird das in den Spectrum-Bildern am Leitsystem entsprechend visualisiert. Des Weiteren wird eine Meldung erzeugt, die auf den Betrieb hinweist.

Q	28.11.11 08:56:04	UW LUN	110 KV	ZUQDE/DGDEMO ALLG.	REGELUNG	AKTIV	KOMMT	GF
Q	28.11.11 08:57:42	UW LUN	110 KV	ZUQDE/DGDEMO ALLG.	REGELUNG	AKTIV	GEHT	GF

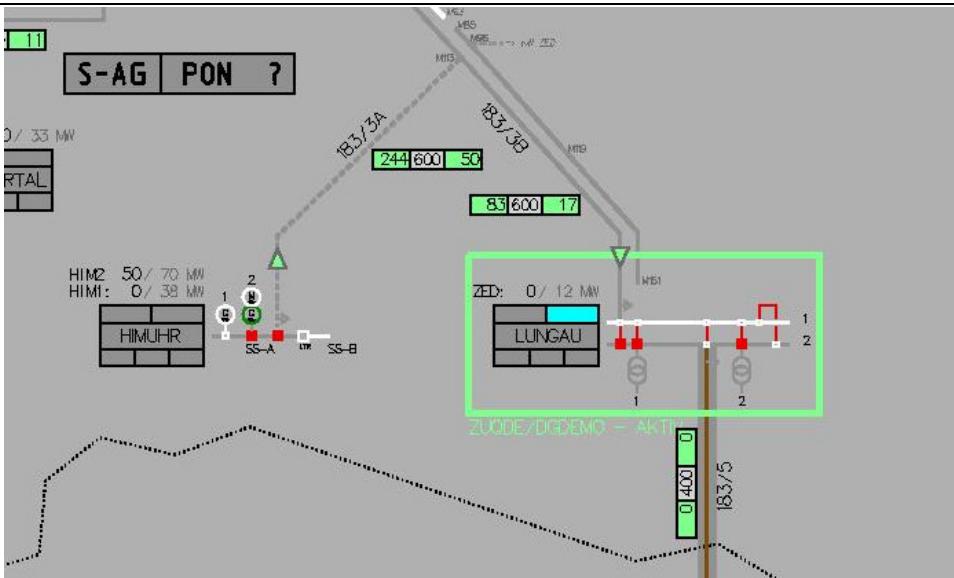


Abbildung 46: Visualisierung Regelungsbetrieb AKTIV am Hauptsystem

REAL TIME - VVC Output: VVC Injection BB

Function: VVC Title: Real-Time Date: 22.09.2011 Subcase: 10:03:31

VOLT/VAR CALCULATIONS OUTPUT QUERY

☒ All
 ☒ Opt. Solution
 ☐ No Improvement
 ☐ Obj. NOT Reached
 ☐ No Control
 ☐ Others

1 1 0 0 0 0

B1Name	B2Name	B3Name	Status	Date	Subcase	VVC Control	Summary	Delete Subcase VVC	Overview
1281.04	110.0	95	Optimal Solution found	22-SEP-2011	10:03:31				

CONTROL MOVEMENTS SWITCHED CAPACITORS

B1Name	B2Name	B3Name	Switch Status		Effect[%]	Local Controllers		No Load Control	One-Line	
			Initial	Final		Vmax[kV]	Vmin[kV]		Dis	On Off

CONTROL MOVEMENTS TRANSFORMER TAPS

B1Name	B2Name	B3Name	Tap			Effect[%]	Local Controller Voltage[kV]	No Load Control	One-Line	
			Initial	Final	Delta Tap				Dis	On Off
UW LUN	110 KV	BM UM2	10	9	-1	95.24	29.78			

GENERATORS REACTIVE POWER

B1Name	B2Name	B3Name	Q[kVar]		Delta Q[kVar]	Effect[%]	One-Line
			Initial	Final			
F-LIGNTZ	KW ZAU04	BM GEN	.00	-310.00	-310.00	2.75	
F-WOELTI	KW GRA04	BM GEN1	.00	-260.00	-260.00	1.71	
F-WOELTI	KW GRA04	BM GEN2	.00	-120.00	-120.00	.31	

REPORT EXIT DISPLAY Show Controls Order Proposal

Abbildung 47: Optimierungsergebnis ZUQDE – Aktueller Regelungsstatus

Betriebsabläufe und Prozesse

Die einfache Handhabung gilt auch für die Systempflege, also für die Aktualisierung des Leitsystems (SCADA). So sind bspw. bei Netzänderungen und Erweiterungen neue Daten zu pflegen. Die Erhebung dieser Daten und deren Pflege erfordert die Definition neuer bzw. die Adaptierung bestehender Prozesse.

Da im Rahmen des Projekts auch dezentrale Erzeugungseinheiten gesteuert werden und somit am Leitsystem eingebunden sind, gilt es hier den Übergang der Verantwortung zu regeln. Bislang konnte der Kraftwerksbetreiber seine Anlagen völlig eigengesteuert betreiben, nun ist auch der Netzbetreiber mit ein zu binden. So ist beispielsweise das Abstellen einer Erzeugungseinheit oder die Umschaltung der Steuerung auf „vor Ort“ durch den KW-Betreiber der Netzleitstelle des Netzbetreibers mitzuteilen, da dies Meldungen an die Netzleitstelle auslöst, die sonst zur Verständigung und dem Einsatz des Betriebspersonals des Netzbetreibers zur Klärung der Situation vor Ort führen können. Die Punkte des Verantwortungsübergangs bzw. der gegenseitigen Verständigung müssen in das Vertragswerk mit den Eigentümern und Betriebsführern der dezentralen Erzeugungsanlagen mit aufgenommen werden.

2.7.2 Systemtechnische Herausforderungen

Die Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebs ist das oberste Ziel bei allen Veränderungen des Systems, insbesondere im produktiven Einsatz. Damit ist die Sicherstellung des

sicheren Netzbetriebs bei Störungen ein Teilbereich der Inbetriebnahme-Teststellungen. Auch bei einem Ausfall eines Anlagenteiles (unabhängig davon ob es sich um Hard- oder Software handelt) muss die Stabilität des Netzbetriebes gewährleistet bleiben.

Wie im Abschnitt 2.2 bereits ausgeführt, ist das zentrale Leitrechnersystem redundant aufgebaut und verfügt zusätzlich noch über ein Backup-System. Dieses soll auch bei einer mechanischen Zerstörung des Leitrechners einen unterbrechungsfreien Prozessrechnerbetrieb gewährleisten.

Für das ZUQDE-Programmpaket wurde im Rahmen des Projektes ein eigener, zusätzlicher Server installiert, der vom Leitsystem mit den benötigten Prozessdaten versorgt wird. Dieser Server ist aufgrund des Pilotcharakters der Umsetzung nicht redundant ausgeführt. Im Produktivbetrieb würde dies bedeuten, dass im Fall einer Störung der Serverhardware die gesamte Funktion der zentralen Regelung nicht mehr verfügbar wäre. Es handelt sich beim Server um einen so genannten „single point of failure“, der im Pilotprojekt als solcher akzeptiert werden konnte.

Für einen Regelbetrieb muss das ZUQDE-System allerdings direkt am Hauptsystem und damit redundant aufgesetzt sein.

Einen weiteren Engpass stellt der Fernwirkkopf dar, über den die Ansteuerung der Regelung der Umspanner erfolgt, sowie der Datenaustausch mit den Kraftwerksreglern und den Transformatorstationen. Auch ein Ausfall des Fernwirkkopfes würde zur Folge haben, dass die Funktion der zentralen Spannungsregelung nicht mehr verfügbar wäre.

Aufgrund der gewählten Systemarchitektur und Regelungsstruktur ist bei einer Störung grundsätzlich ein definierter Übergang auf die Rückfallebene der lokalen Regler gewährleistet. Der Betrieb des Netzes kann in diesem Fall allerdings nicht mehr so flexibel und breit wie zuvor durch alle noch verfügbaren Akteure (Regler von Umspannern und Generatoren) ausgeregelt und betrieben werden.

Während des Betriebs der Anlagen im Rahmen des Projektes sind die Komponenten im Fall einer Störung oder dem Auftreten eines Problems durch einen Bereitschaftsdienst abgesichert.

3 Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Aufbauend auf die vorangehende Beschreibung des Systems und die Umsetzung werden in diesem Kapitel die Erkenntnisse aus dem Projekt beschrieben und Folgerungen abgeleitet.

Ein wesentlicher Bestandteil des Projekts ist der DSSE. Dieser entspricht im Grunde einer Lastflussberechnung im Verteilnetz. Es ist somit möglich den aktuellen Lastfluss im Verteilnetz am Leitsystem zu ermitteln und darzustellen. Damit können beispielsweise die Leitungsauslastungen und die Spannungsverhältnisse im Verteilnetz aktiv überwacht werden.

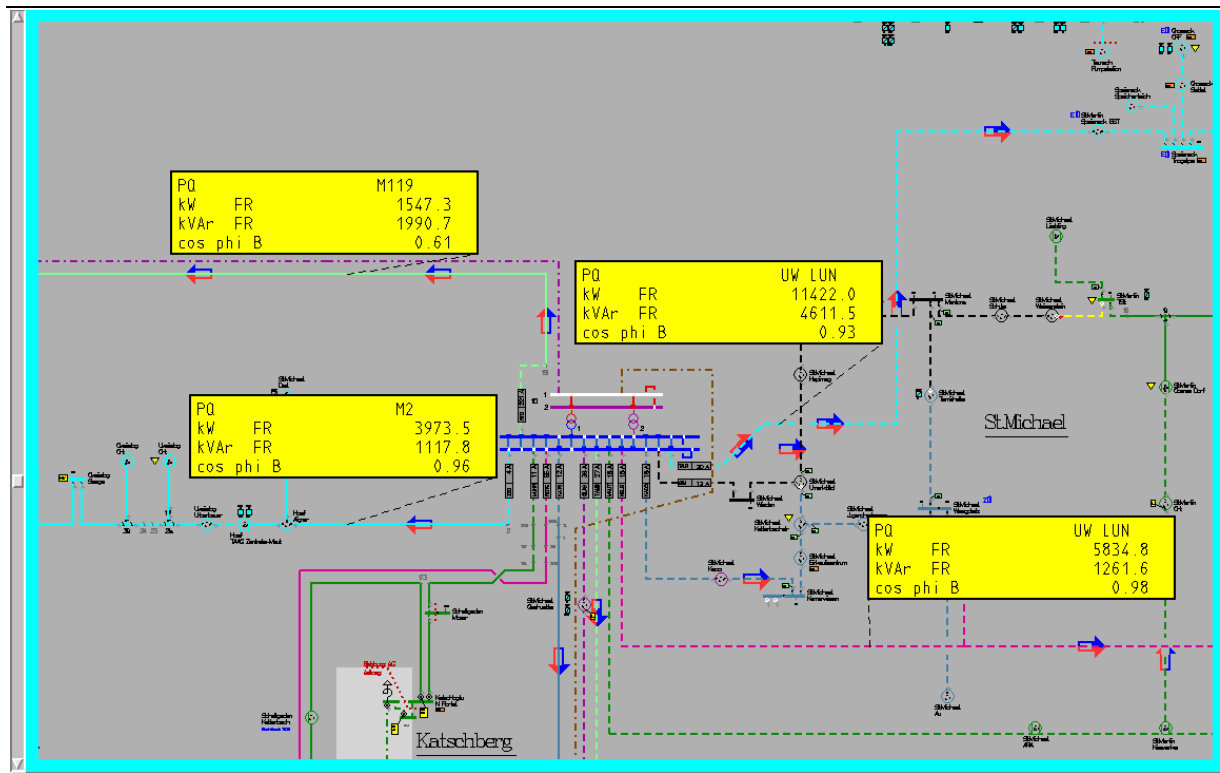


Abbildung 48: Lastflussberechnung des Netzes

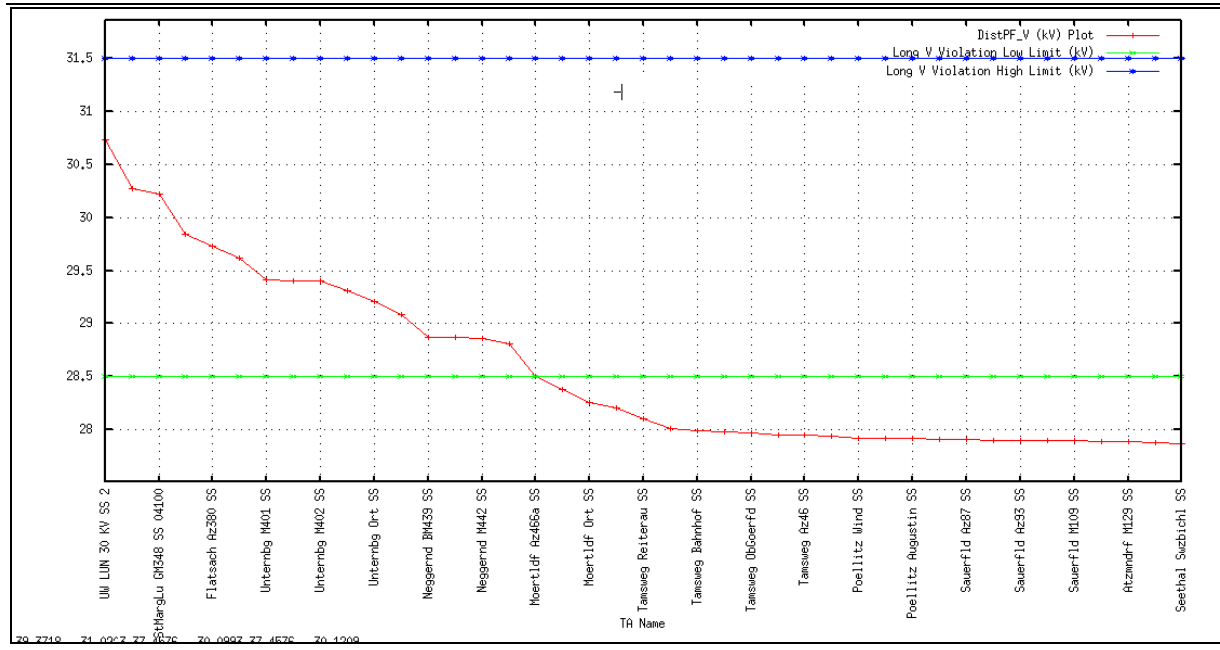


Abbildung 49: Spannungsverlauf eines Abzweigs (synthetischer Lastfall)

Die vorangehende Abbildung zeigt beispielhaft den Spannungsverlauf eines Abzweiges mit Spannungsgrenzwertverletzung, der testweise durch einen synthetischen Lastfall mittels DSSE ermittelt wurde.

Im Rahmen der Inbetriebnahme ist es erforderlich die Ergebnisse des DSSE und des VVC mit den tatsächlichen Verhältnissen im Netz zu vergleichen. Dies ist einerseits erforderlich um die Datenqualität zu prüfen und andererseits um die Funktionalität des Regelalgorithmus zu testen. Im Zuge der Überprüfung der Reglerfunktionalität gilt es festzustellen, ob sich der vorausberechnete und optimierte Netzzustand auch tatsächlich einstellt. Beide Kontrollen erfolgten im Projekt durch den Vergleich der tatsächlichen Messwerte aus dem Netz mit den Ergebnissen von DSSE und VVC, die direkt am Leitsystem dargestellt werden können. Dazu wurden auch die zusätzlich eingerichteten Spannungsmesswerte im Netz herangezogen. Die folgende Abbildung zeigt ein Abbild des Leitsystems mit den relevanten vorhandenen und zusätzlich eingerichteten Messwerten und den eingeblendeten Ergebnissen von DSSE und VVC. Die Ergebnisse des DSSE sind in oranger Farbe und die des VVC in brauner Farbe umrandet. Es ist zu erkennen, dass die Ergebnisse des VVC, d.h. der Optimierung, mit den tatsächlichen Verhältnissen im Netz (nach automatischer Durchführung der Optimierungsschritte) übereinstimmen. Die Ergebnisse des DSSE stellen den Netzzustand vor der Optimierung dar und weichen demzufolge vom angezeigten Netzzustand ab, wie dies am Beispiel der Trafostufenstellung zu erkennen ist:

- Von DSSE ermittelter Eingangswert der Optimierung: 12
- Von VVC im Voraus ermittelter Wert der Stufung: 11
- Aktuelle Trafostufenstellung (nach der Optimierung): 11

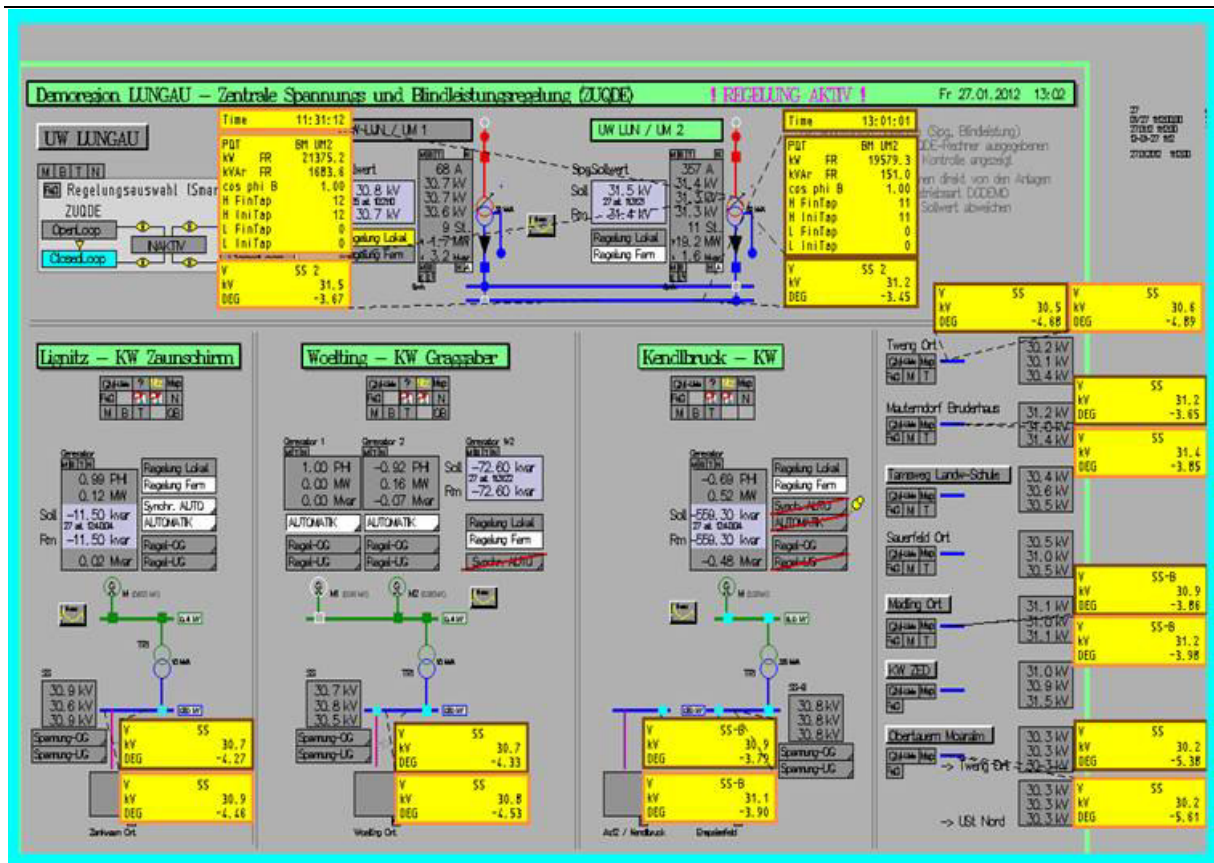


Abbildung 50: ZUQDE am Prozessleitsystem

Mit einer übersichtlichen Darstellung der relevanten Systeme und Parameter für das System, wie es in Abbildung 50 gezeigt ist, wird der Umgang mit dem System für das Betriebspersonal erleichtert und damit ein Beitrag zum erfolgreichen Einsatz des Systems geleistet.

Die im folgenden Abschnitt dokumentierten Ergebnisse zeigen die Funktionsweise der Regelungslösung.

3.1 Funktionsweise der Regelung

Um einerseits die Sicherheit des Netzbetriebs hinsichtlich der Einhaltung der Spannungsgrenzen und andererseits die Funktionalitäten des ZUQDE-Systems testen zu können, wurden die Spannungsgrenzen für das ZUQDE-System („ZUQDE-Grenze“) enger als die lt. Norm zur Anwendung kommenden Grenzen („Betriebsgrenze“) gewählt.

Die Funktionsweise des kaskadierten Regelungskonzepts zur Spannungsregelung ist anhand der beiden folgenden Abbildungen zu erkennen. Die Abbildungen zeigen den Spannungsverlauf eines Abzweiges des UW. Auf der Ordinate ist der relevante Abschnitt des Spannungsbandes aufgetragen und die Abszisse zeigt die Länge des Abzweiges, genau genommen die Leitungslänge. Der Nullpunkt der Abszisse entspricht dabei dem Standort des Umspannwerks mit einer Ausgangsspannung von 31,2 kV (Normalbetrieb) bzw. 30,8 kV (ZUQDE). Wie anhand des Spannungsverlaufs, d.h. des Anstiegs der Spannung entlang des Abzweiges, ersichtlich ist, handelt es sich hierbei um einen in das Umspann-

werk rückspeisenden Abzweig. In diesem Abzweig ist unter anderem das in die ZUQDE-Regelung eingebundene Kraftwerk Kendlbruck 1 situiert.

Die erste Abbildung zeigt, dass mit dem Einsatz des ZUQDE-Systems die Ausgangsspannung am Umspannwerk kleiner als im Normalbetrieb gewählt wird. Dies ist darauf zurückzuführen, dass erstens die Spannungsgrenzen des ZUQDE-Systems innerhalb der Betriebsspannungsgrenzen gewählt wurden. Andererseits liegt für das ZUQDE-System mittels der State Estimation erstmalig eine Übersicht über die Höhe aller Knotenspannungen des Testgebiets vor. Auf Basis dieser Übersicht kann die Ausgangsspannung in einem engeren Bereich geregelt werden, da keine Planungs- und Schaltzustandsreserven zu berücksichtigen sind.

Es ist hervorzuheben, dass mit dem ZUQDE-System erstmals die Gesamtsicht über die aktuelle Spannungssituation im Mittelspannungsnetz gegeben ist. Bisher waren üblicherweise nur die Spannungen in den Umspannwerken und in Sonderfällen an ausgewählten Punkten bekannt, sodass im Rahmen der Spannungsregelung immer ausreichend Reserven vorzuhalten waren.

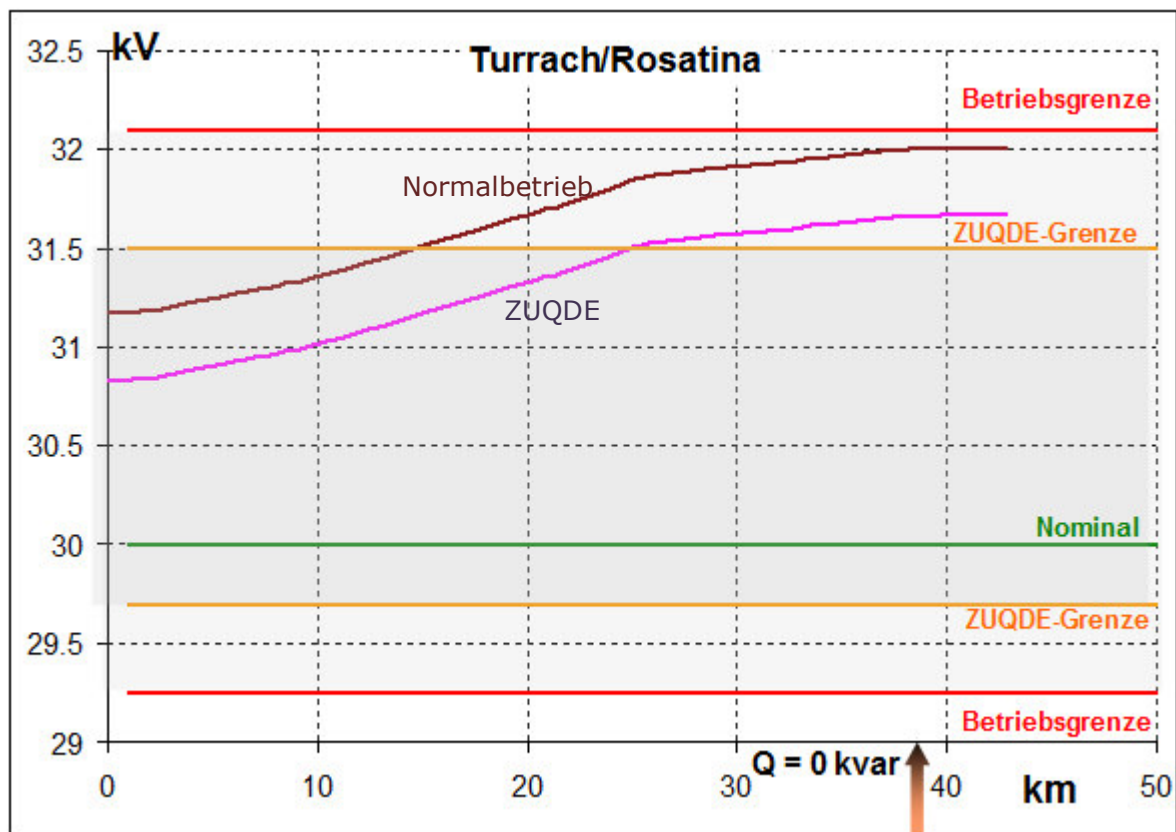


Abbildung 51: Vergleich Normalbetrieb – ZUQDE ohne Blindleistung

Der Vergleich von Abbildung 51 mit Abbildung 52 zeigt, dass es durch die Regelung der Blindleistung der Generatoren möglich ist auch weit entfernt vom Umspannwerk die ZUQDE-Grenzen einzuhalten. Ohne Blindleistungsbeeinflussung des Kraftwerks Kendlbruck 1, d.h. mit einem $\cos \varphi$ von 1 (entsprechend den Vorgaben für den Normalbetrieb mit $Q = 0 \text{ kvar}$) liegen die Spannungen im zweiten Drittel der Abzweiglänge außerhalb der ZUQDE-Grenzen (siehe Abbildung 51). Wird nun die ZUQDE-

Blindleistungsregelung des Kraftwerks Kendlbruck 1 aktiviert, so erfolgt die Vorgabe einer Blindleistung von 600 kvar ($Q = 600 \text{ kvar}$, kapazitiv). Dies bewirkt, dass nun die Knotenspannungen des gesamten Abzweiges innerhalb der ZUQDE-Grenzen liegen (siehe Abbildung 52).

Zu beachten ist, dass der durch die Blindleistungsregelung bewirkte Spannungshub am Kraftwerksstandort und am Ende des Abzweiges ca. 300 V beträgt und auch eine Reduktion der Ausgangsspannung am Umspannwerk um ca. 100 V bewirkt. Im Vergleich dazu beträgt der Spannungshub des Stufenstellers 600 V je Stufe. Durch die ganzheitliche Spannungsregelung des ZUQDE-Systems, d.h. die Kombination aus Stufensteller- und Blindleistungsregelung der Generatoren, ist eine wesentlich feiner abgestufte Regelung der Spannungsverhältnisse im 30-kV-Netz möglich.

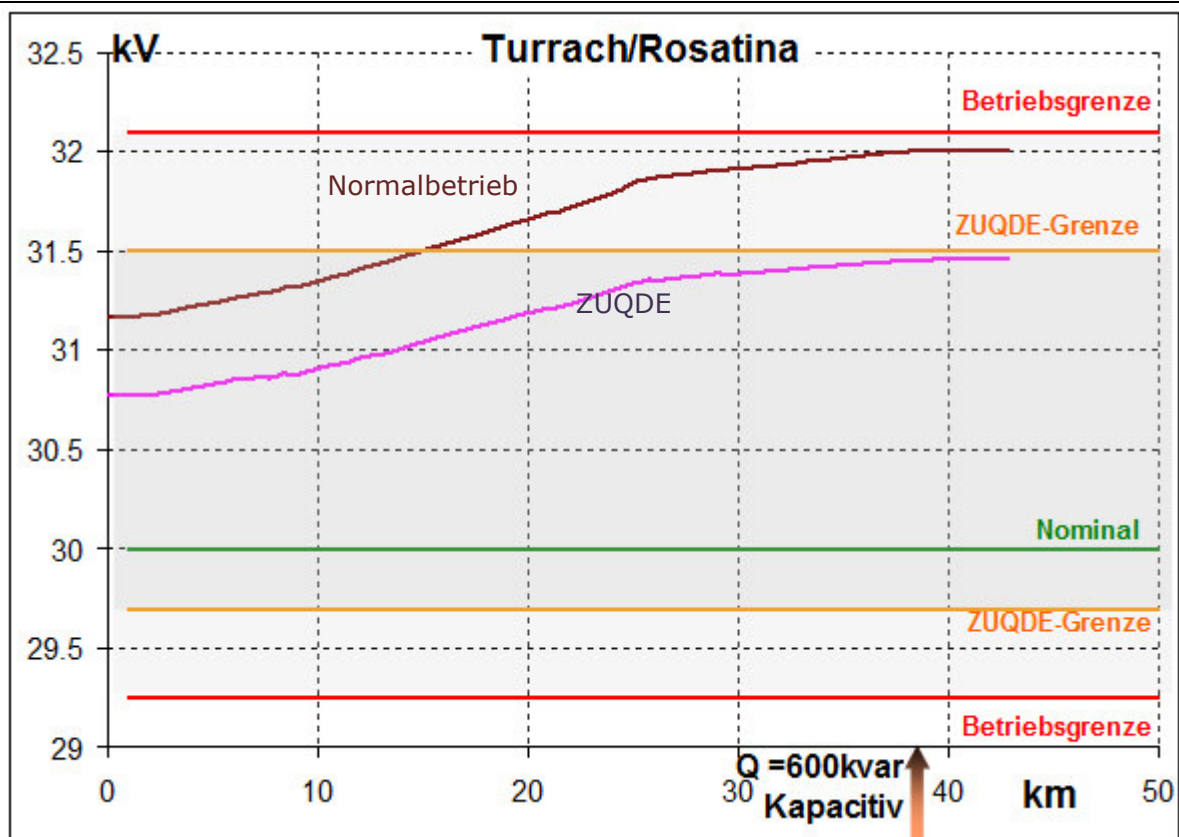


Abbildung 52: Vergleich Normalbetrieb – ZUQDE mit Blindleistung

Im dargestellten Fall entspricht die betrachtete Blindleistung ($Q = 600 \text{ kvar}$, kapazitiv) einem Spannungshub von ca. 300 V am Kraftwerksstandort. Dieser Spannungshub stellt somit die durch das ZUQDE-System im Netz Lungau Ost gewonnene Spannungsreserve dar, die beispielsweise die Möglichkeit zur Einspeisung für weitere geregelte dezentrale Kraftwerke eröffnet.

3.2 Wirkungsweise von ZUQDE

Die folgenden drei Abbildungen zeigen die Wirkung des ZUQDE-Systems auf alle Abzweige des Testnetzes. Ohne ZUQDE-Regelung, d.h. mit Stromcompoundierung, werden die

ZUQDE-Grenzen nach oben hin in einem Abzweig um ca. 300 V überschritten. Die Überschreitung wirkt sich auf ca. ein Drittel der Abzweiglänge aus (siehe Abbildung 53).

Wird nun das ZUQDE-System ohne die Blindleistungsregelung der Generatoren aktiviert, gezeigt in Abbildung 54, so wird die untere ZUQDE-Grenze in einem Abzweig geringfügig und in einem zweiten Abzweigen um ca. 100 V unterschritten. Die Unterschreitungen hier sind wesentlich geringer als die Überschreitung bei stromkompoundiertem Betrieb und wirken sich auf einen wesentlich geringere Abzweiglänge aus. Die ZUQDE-Regelung bewirkt demzufolge eine Vergleichmäßigung des Spannungsbandes und die Reduktion des Spannungshubes über alle Abzweige und damit auch für die Kunden.

Der Abzweig mit der größten Unterschreitung und dem größten Spannungsabfall („Otauern/Breitlah“) ist dadurch gekennzeichnet, dass eine große Last am Ende des Abzweiges vorhanden ist. Die Versorgung dieser Lasten erfolgt durch ein unterlagertes 10-kV-Netz. Da die Übergabestellen mit Regeltransformatoren ausgestattet sind und die Spannungen innerhalb der Betriebsspannungsgrenzen liegen, stellt diese Unterschreitung keine Beeinträchtigung des Betriebs dar.

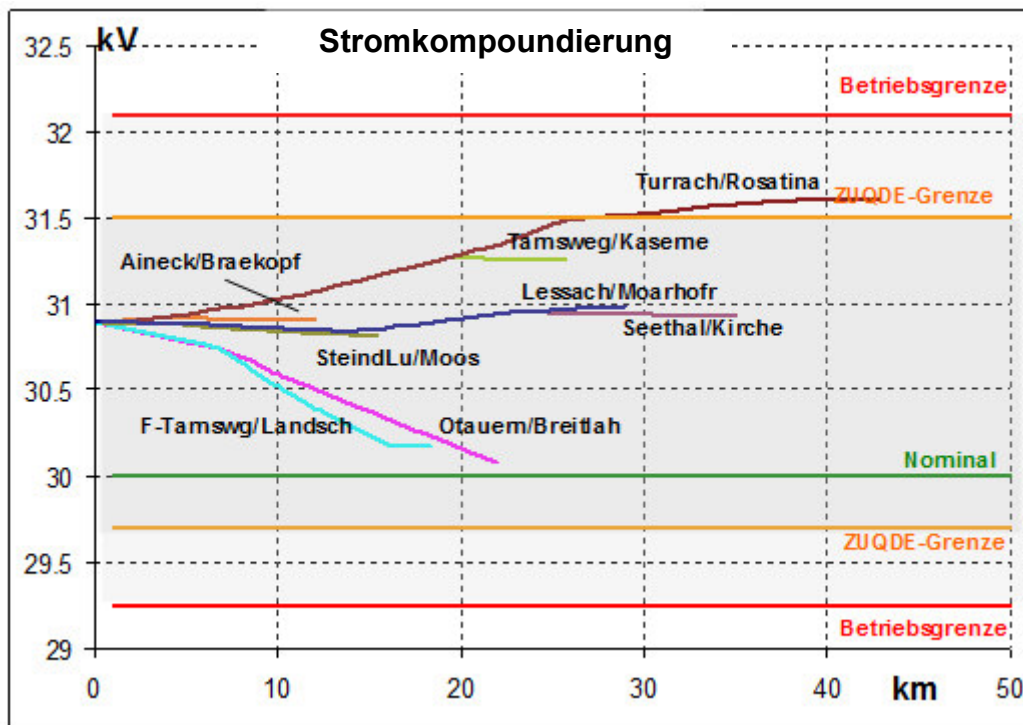


Abbildung 53: Normalbetrieb Stromkompoundierung

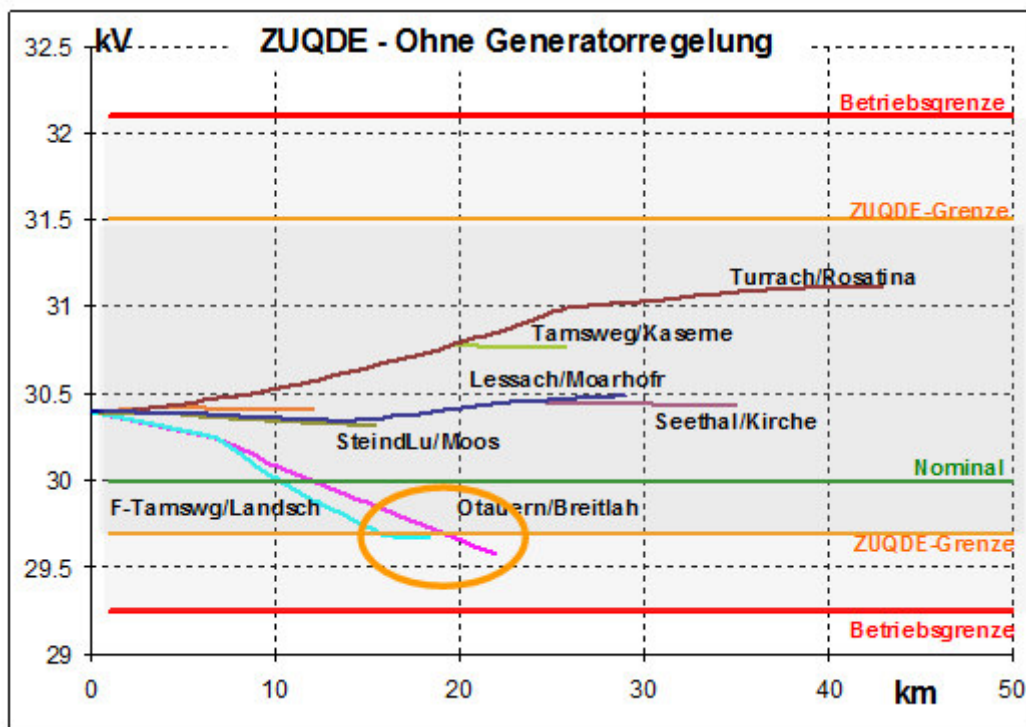


Abbildung 54: ZUQDE-Betrieb ohne Generatorregelung

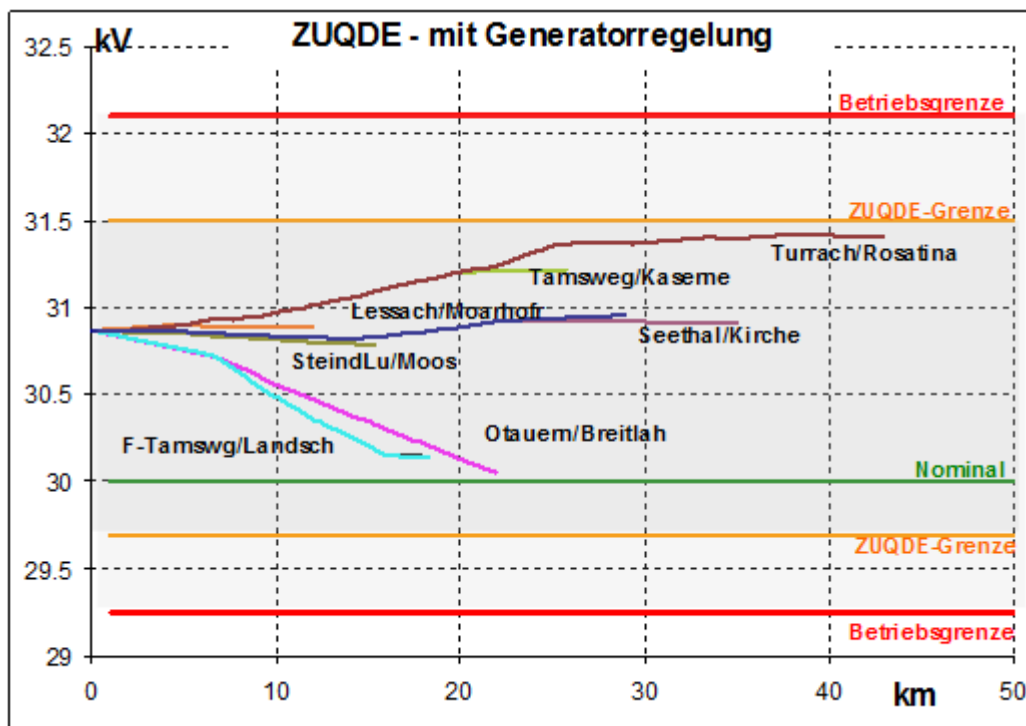


Abbildung 55: ZUQDE-Betrieb mit Generatorregelung

Durch den Einsatz der Blindleistungsregelung der Generatoren („ZUQDE-Betrieb mit Generatorregelung“) ist es möglich alle Abzweige des Testgebiets innerhalb der engen ZUQDE-Grenzen zu halten, wie in Abbildung 55 gezeigt ist. Erstens wird die Ausgangsspannung am Umspannwerk höher gewählt um untere Grenzwertverletzungen zu ver-

meiden. Zweitens wird die Blindleistungsregelung zur Verhinderung von oberen Grenzwertverletzungen eingesetzt.

Ein wesentlicher Gesichtspunkt der vorgestellten Ergebnisse ist, dass auch eine Verletzung des erlaubten Spannungsbandes (ZUQDE-Grenze), den Betrieb des ZUQDE-Regelsystems nicht gefährdet. Die Verletzung des verringerten Spannungsbandes wird angezeigt und hat keinen Einfluss auf die Betriebsstabilität des Systems.

Die Wirkungsweise dieser „Smart-Grids-Regelung“ kann dementsprechend wie folgt zusammenfassend beschreiben werden:

Durch die Regelung des Umspanners im Umspannwerk wird durch das ZUQDE-System die absolute Wert der Betriebsspannung im Netz verschoben und durch die zusätzliche Regelung der dezentralen Einspeiseanlagen wird der Spannungsverlauf entlang der Leitungen beeinflusst. Die Generatorregelung bewirkt demnach, dass die „Spreizung“ der Spannung im Netz, also der Unterschied zwischen der höchsten und der niedrigsten Spannung im Netzsegment verringert wird. Damit erhöht sich der Spielraum für einen Netzbetrieb innerhalb der zulässigen Spannungsgrenzen.

Diese „Smart-Grids-Regelung“ wirkt demnach umso besser, „je besser“ die dezentralen Kraftwerke über alle relevanten (also langen und stark belasteten) Leitungsabzweige verteilt sind.

Hinweis: Eine analoge Beeinflussung des Spannungsniveaus am Ende von Leitungen kann man in ähnlicher Form grundsätzlich auch durch Ab- und Zuschalten von Lasten erreichen.

3.3 Wirkungsweise der kaskadierten Regelung

Die kaskadierte Regelung mit den beiden in sich geschlossenen Regelkreisen funktioniert derart, dass durch die lokale Regelung der Sollwert gehalten wird, der durch den überlagerten Regelkreis, dem ZUQDE-System, ermittelt und vorgegeben wird. Die Funktionsweise ist anhand von Abbildung 56 erkennbar. Das Diagramm zeigt die Spannungsverläufe der Hoch- und Mittelspannungsseite des Umspanners und die Sollwertvorgabe durch das ZUQDE System.

- Blau: Sollwertvorgabe der Ausgangsspannung durch das ZUQDE-System
- Rot: Verlauf der gemessenen Ausgangsspannung am Umspanner
- Hellblau bzw. Türkis: Verlauf der gemessenen 110-kV-Spannung am Umspanner

Die Abweichung zwischen dem Sollwert und dem gemessenen Wert der Ausgangsspannung ergibt sich durch die Regel(un)genauigkeit des Stufenstellers, d.h. dem halben Spannungshub einer Stufe. Der Spannungshub beträgt 600 V, womit sich eine Regelungsgenauigkeit von 300 V ergibt.

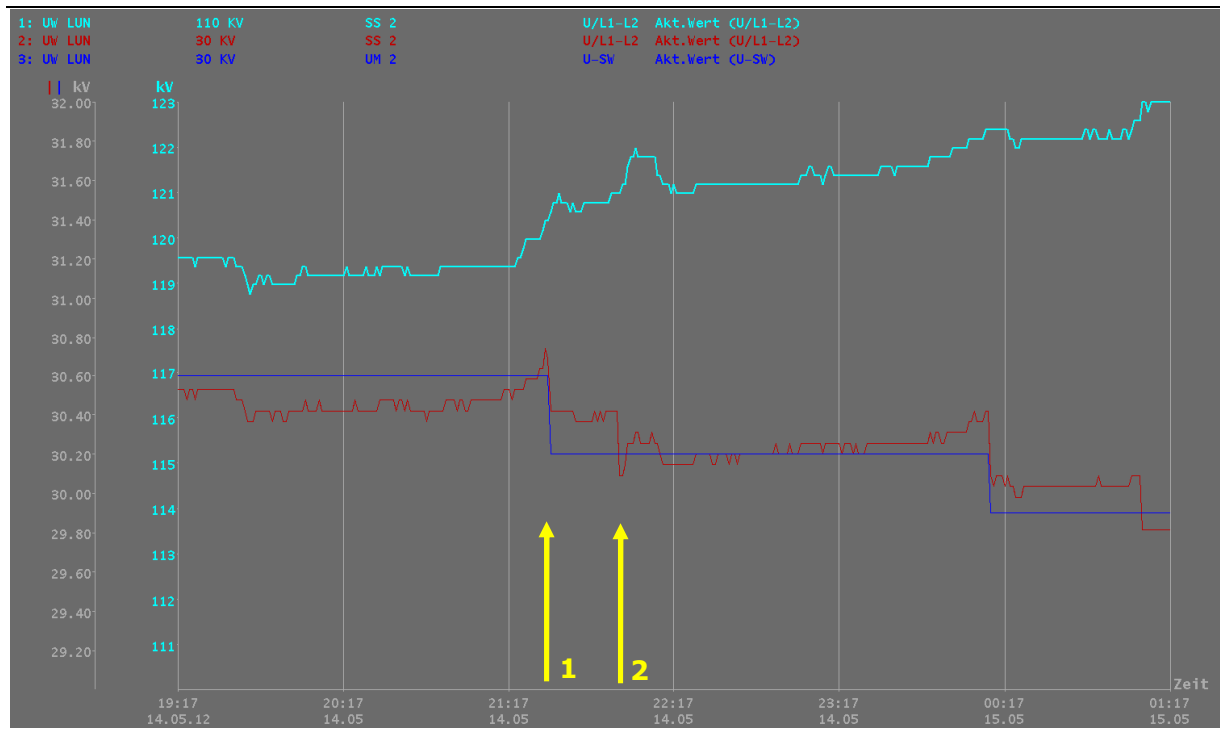


Abbildung 56: Auswirkung der kaskadierten Regelungsstruktur

Zum Zeitpunkt „1“ (durch einen Pfeil in gelber Farbe gekennzeichnet) ist die kaskadierte Regelung erkennbar. Dem Anstieg der 110-kV-Spannung, die wesentlich durch das übergeordnete Netz beeinflusst wird, folgt die 30-kV-Ausgangsspannung bis zum Zeitpunkt „1“. Dieser Anstieg wird von der ZUQDE-Regelung erkannt und es folgt eine Anpassung des Sollwertes. Die gemessene Ausgangsspannung wird als Folge der Sollwertverringering durch die Umstufung des Transformators verringert, und es stellt sich eine Regelabweichung von ca. 200 Volt ein.

Zum Zeitpunkt „2“ erfolgt bei gleichbleibendem Sollwerte eine weitere Umstufung des Umspanners. Diese Umstufung erfolgt durch den lokalen Regler des Umspanners (Eberle RegD) zur Einhaltung des Sollwertes. Auslöser ist der weitere Anstieg der 110-kV-Spannung am Transformator Somit ist nicht die zentrale ZUQDE-Regelung der Auslöser für die Umstufung. Aus diesem Ablauf sind die unterschiedlichen zeitlichen Auflösungen der lokalen bzw. der zentralen Regelschleife zu erkennen. Die lokale Regelschleife reagiert schneller. Der zentrale ZUQDE-Regler greift bei der darauffolgenden Optimierung auf die aktuellen Werte zu und berücksichtigt so die seit der letzten Optimierung durchgeführte Umstufung.

Für die Optimierung mittels des ZUQDE-Systems sind verschiedene Zielfunktionen bzw. Kombinationen möglich, welche im folgenden Abschnitt beschrieben sind.

3.4 Optimierungsvarianten

Neben der Spannungsregelung zur Einhaltung der Spannungsgrenzen bietet das ZUQDE-System weitere Optimierungsmöglichkeiten, die auch miteinander kombiniert werden können. Die Einhaltung der Spannungsgrenzen ist dabei weiterhin als notwendiges Kriterium und Primärzielsetzung zu verstehen. Zu den Optimierungsmöglichkeiten zählt beispielsweise die Minimierung der Bezugsleistung aus dem übergeordneten Netz.

Das Konzept der Minimierung der Bezugsleistung beruht auf der Spannungsabhängigkeit der Lasten. D.h. bei verringerter Ausgangsspannung sinkt der Leistungsbezug der Lasten. Die folgenden drei Abbildungen zeigen die grundsätzliche Vorgehensweise zur Reduktion der Bezugsleistung. Hierbei handelt es sich, wie am Verlauf der Abzweigspannung „Otauern/Breitlah“ zu erkennen ist, um einen von den vorhergehenden Abbildungen abweichenden Lastfall.

Ohne ZUQDE (Betrieb mit Stromkompoundierung) sind alle Kontenspannungen innerhalb des zulässigen Bereichs, wie Abbildung 57 zeigt. Durch die Berücksichtigung der Planungs- und Umschaltreserven liegen die Spannungen in der oberen Hälfte des Betriebsspannungsbandes.

Mit der ZUQDE-Regelung zur Vermeidung von Grenzwertverletzungen („ZUQDE-Betrieb mit Optimierungsvariante Vermeidung von Grenzwertverletzungen“) werden die Ausgangsspannung im Umspannwerk und die Blindleistung der Generatoren so eingestellt, dass das verringerte Spannungsband für das ZUQDE-System („ZUQDE-Grenzen“) eingehalten wird, wie in Abbildung 58 gezeigt ist. Die Platzierung innerhalb des zulässigen Spannungsbandes erfolgt ausschließlich zur Vermeidung von Grenzwertverletzungen. Zur Minimierung der Bezugsleistung wird die Spannungsbandreserve zur unteren Grenze hin ausgeschöpft, wie aus Abbildung 59 hervor geht. Das Spannungsprofil wird zur unteren Grenze hin verschoben. Entsprechend der Spannungsabhängigkeit der Lasten geht damit eine Reduktion der Bezugsleistung einher.

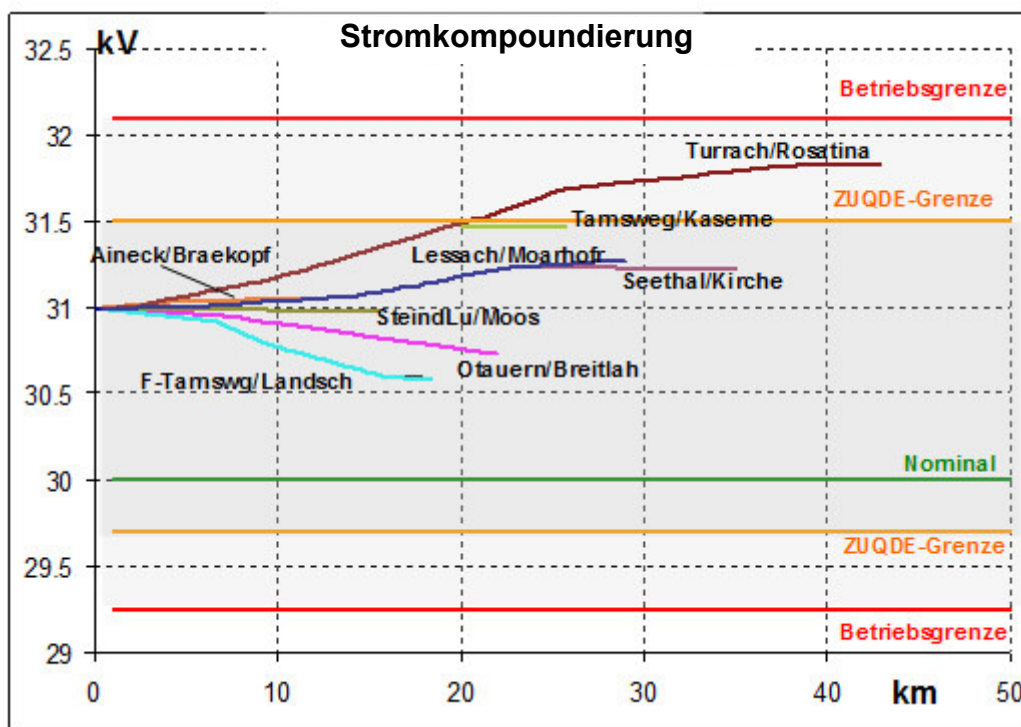


Abbildung 57: Normalbetrieb Stromkompoundierung 1

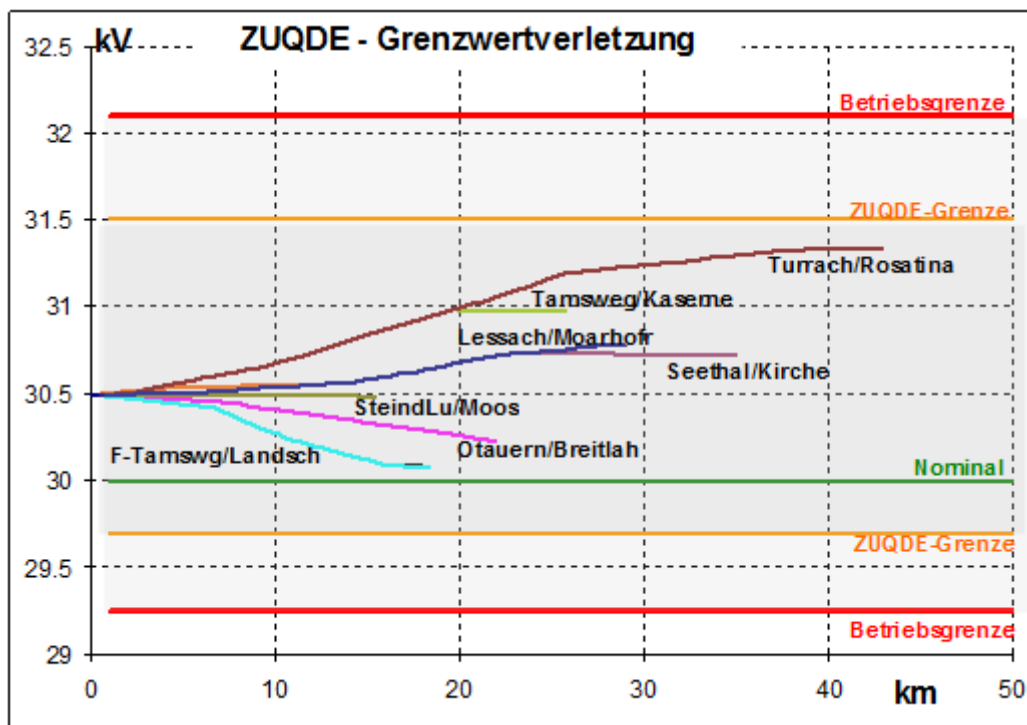


Abbildung 58: ZUQDE-Betrieb mit Optimierungsvariante Vermeidung von Grenzwertverletzungen

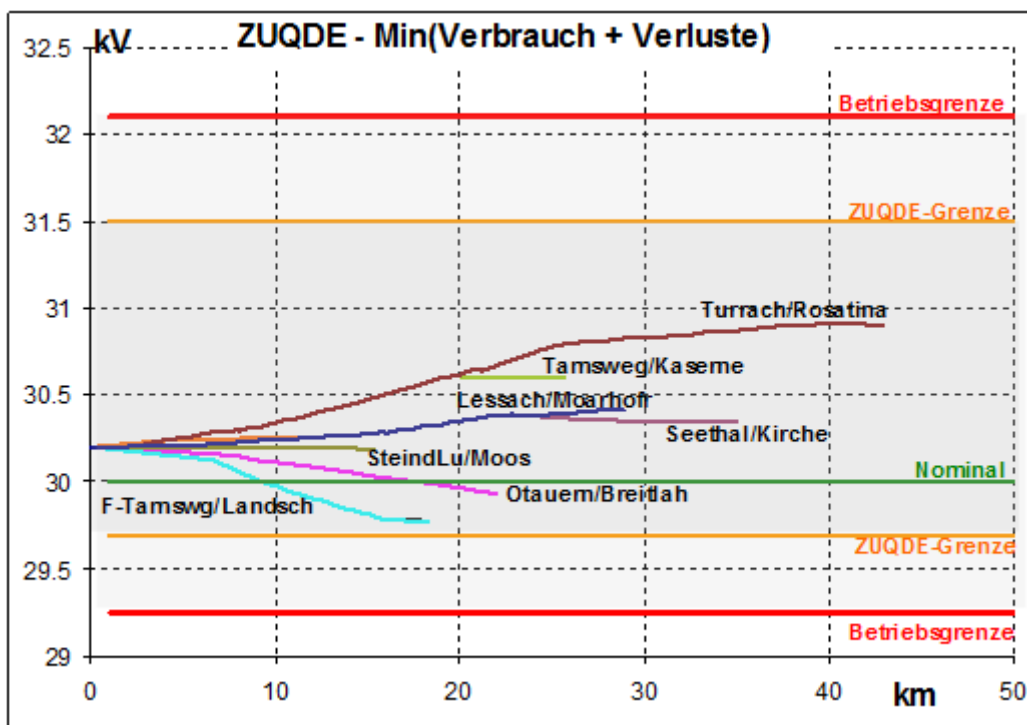


Abbildung 59: ZUQDE-Betrieb mit Optimierungsvariante Minimierung der Bezugsleistung des Umspanners

Um dieses Ergebnis zu verifizieren wurden für unterschiedliche Lastsituationen Tests durchgeführt. Eine Reduktion der Bezugsleistung wurde bei allen Lastfällen erreicht. Die Reduktion ist auch relativ gesehen bei minimaler Last geringer als bei maximaler Last. Dies ergibt sich aufgrund der Abhängigkeit der Reduktion der Bezugsleistung von der resultierenden Spannungsabhängigkeit aller Lasten im Testnetz.

Potenzial der Bezugsleistungsoptimierung				
Zeit	Lastfall	Bezugsleistung der Modellregion	Spg. Reduktion [%]	Lastreduktion [%]
07.03.2012 15:38	Durchschnittslast	16,7 MW	4,33	6,53
07.03.2012 16:00	Durchschnittslast	17,0 MW	4,67	7,06
08.03.2012 21:37	Min. Last (Tag)	9,7 MW	4,33	4,67
08.03.2012 22:13	TRA - Last	12,8MW	4,33	6,57

Tabelle 2: Ergebnisse Bezugsleistungsoptimierung

Der für den Testzeitraum typische Verlauf der Bezugsleistung aus dem übergeordneten Netz ist in Abbildung 60 dargestellt. Die Kurve mit den größeren Werten (in schwarzer Farbe dargestellt) ist repräsentativ für einen Wochentag im März und der niedrigere Verlauf (in roter Farbe dargestellt) Kurve entspricht dem Verlauf an einem Wochenende. Deutlich zu erkennen ist die Steigerung der Bezugsleistung zum Zeitpunkt des Einschaltens der steuerbaren Lasten um 22:00 Uhr. Dies entspricht dem Lastfall TRA-Last.

Diese Lasten sind in erster Linie der Warmwasseraufbereitung und der Raumheizung zuzuordnen. Sie sind als Verbraucher konstanter Impedanz zu betrachten und haben einen wesentlichen Einfluss auf die resultierende Spannungsabhängigkeit.

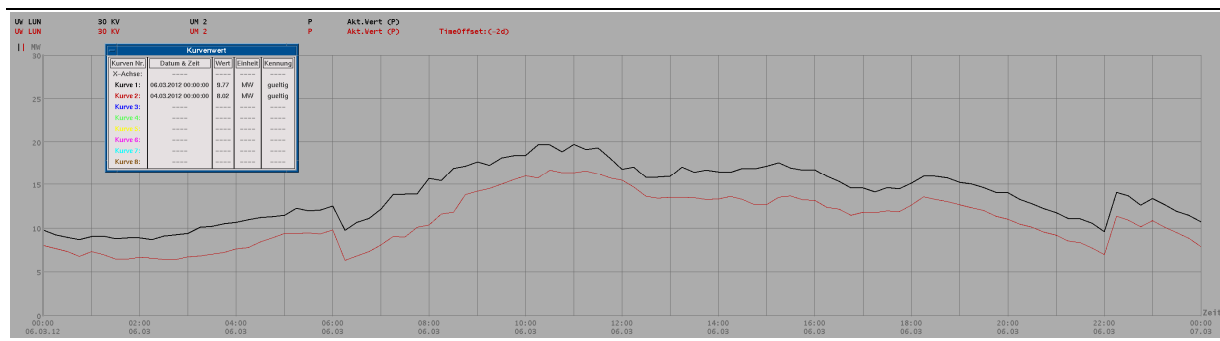


Abbildung 60: Typischer Verlauf der Bezugsleistung im Testzeitraum

Die Spannungs-, Leistungs- und Stromverhältnisse während des Umschaltvorganges im Rahmen der Reduktion der Spannung sind in den beiden nachfolgenden Abbildungen dargestellt. Diese beiden Abbildungen wurden am Leitsystem erstellt. Die rechteckförmigen Kurvenverläufe ergeben sich durch den Einsatz von Schwellwerten bei der Übertragung zur Systemberuhigung. In Abbildung 62 sind aus diesem Grund die Verläufe von Spannungs- und Bezugsleistung hervorgehoben.

Wesentlich sind bei der Betrachtung die in blauer, gelber und grüner Farbe dargestellten Kurven:

- Blaue Kurve: Sollwertvorgabe der Ausgangsspannung des Umspanners. Zum Zeitpunkt 10:18 Uhr erfolgt eine Änderung der Sollwertvorgabe von 31,7 kV auf 30,5 kV. Diese Änderung entspricht einer Verstellung des Trafostufenstellers um 2 Stufen.
- Grüne Kurve: Gemessener Verlauf der Ausgangsspannung des Umspanners. Zu erkennen ist die Reaktionszeit des Systems auf die Sollwertvorgabe. Nach ca. einer Minute ist der Umspanner umgestuft und der neue Sollwert erreicht.

- Gelbe Kurve: Wirkleistungsanteil der Bezugsleistung. Es ist zu erkennen, dass die Wirkleistung der Spannungsänderung folgt und von 19,9 MW auf 19,0 MW abnimmt. Dies entspricht einer Reduktion der Bezugsleistung um 4,7%.

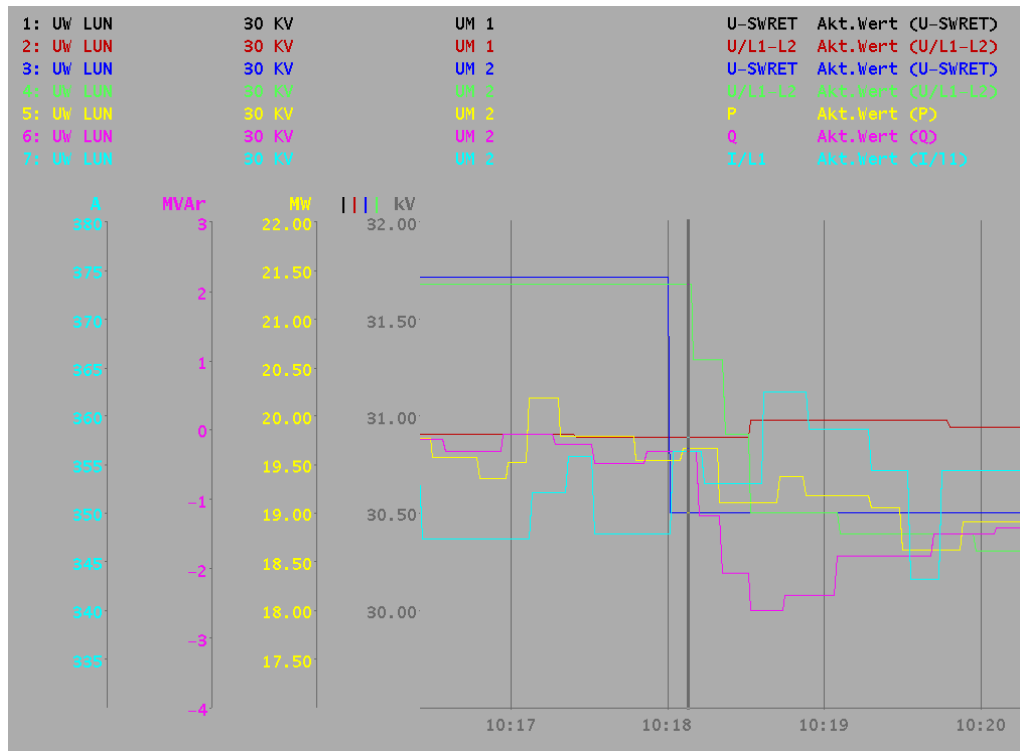


Abbildung 61: Aktivierung Optimierungsvariante Bezugsleistungsminimierung

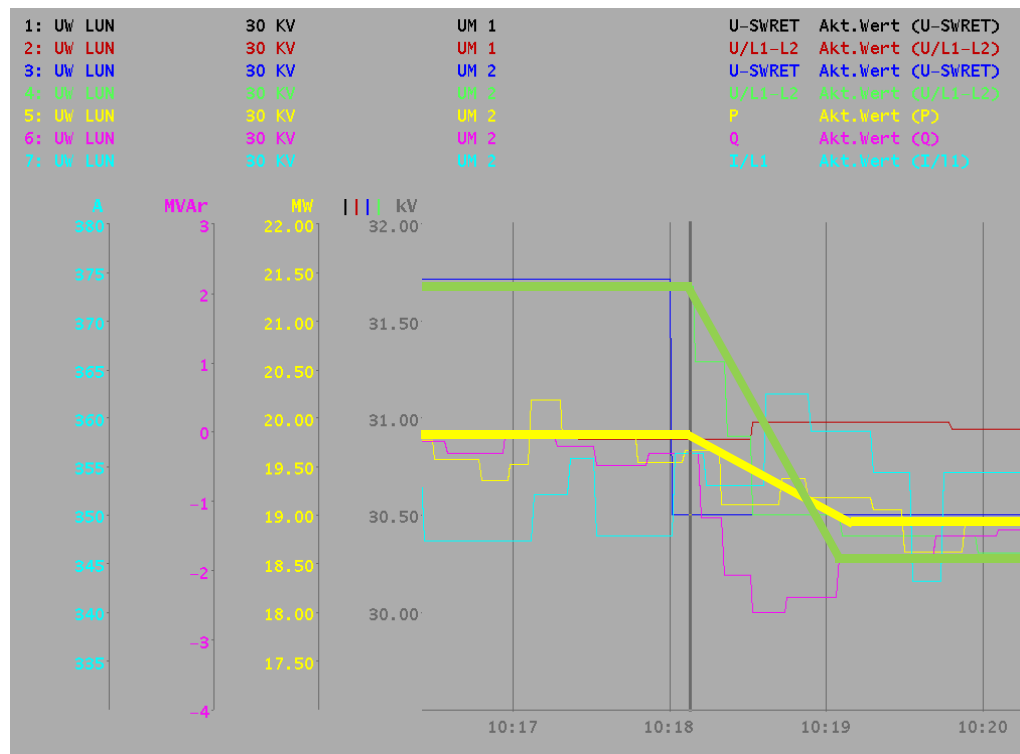


Abbildung 62: Aktivierung Optimierungsvariante Bezugsleistungsminimierung mit Hervorhebung

Anhand der hellblauen bzw. türkisen Kurve ist zu erkennen, dass die Spannungsreduktion einen leichten Anstieg des Stromes zur Folge hat.

Neben den Aufzeichnungen am Prozessrechnersystem wurden zusätzliche Messungen zur standardisierten Beurteilung der Spannungsqualität entsprechend der Norm EN 50160 für die Dokumentation verwendet. Im folgenden Abschnitt werden die Ergebnisse aus dem Projekt in Bezug auf die Qualität der Spannung dargestellt.

3.5 Spannungsqualität

Zur Kontrolle der Spannungsqualität wurden an 7 Messstellen Power Quality Messgeräte (Device Q4U) eingebaut um den Unterschied zwischen Normalbetrieb mit Stromkompoundierung und dem ZUQDE-Betrieb mit mobilen Messgeräten ermitteln zu können.

Stellvertretend für die Messstellen ist in der Abbildung 63 die Häufigkeitsverteilung der 10 Min. Mittelwerte von U13 für eine Messstelle dargestellt.

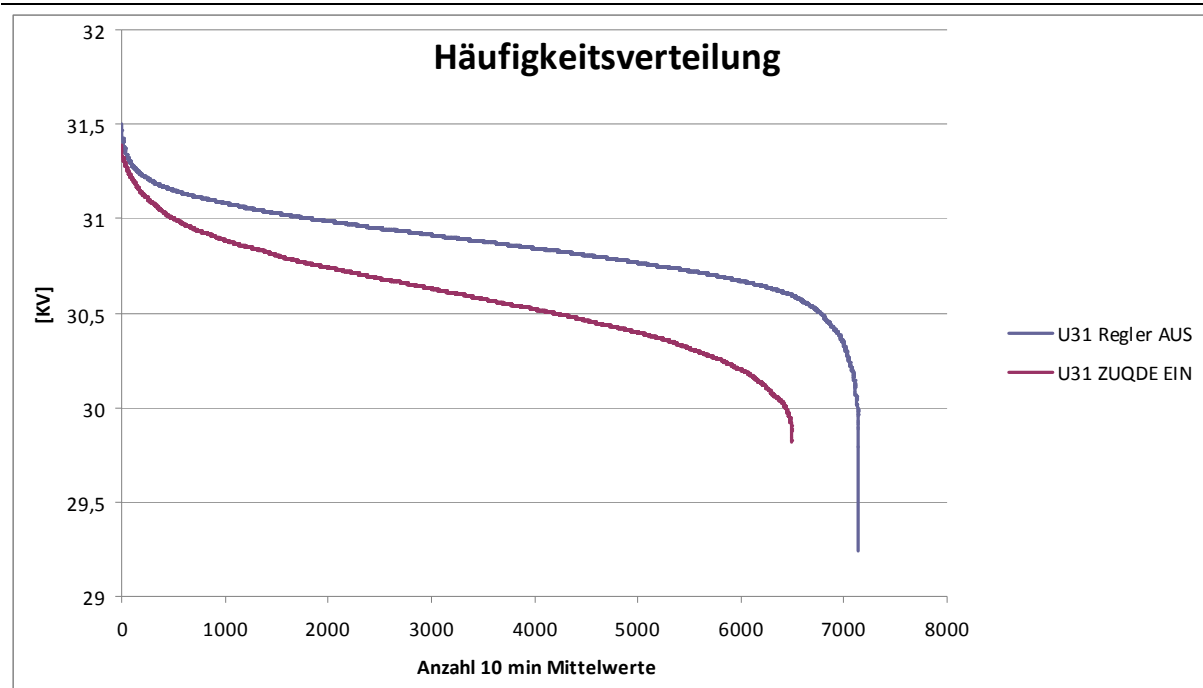


Abbildung 63: Spannungsmesswerte zur Beurteilung der Spannungsqualität

Abbildung 63 zeigt, dass im ZUQDE-Betrieb ein engeres Spannungsband eingehalten wird als im Normalbetrieb und somit eine „bessere“ Spannungsqualität zur Verfügung steht.

Neben den technischen Erkenntnissen aus dem Projekt stellen die Erfahrungen aus der Zusammenarbeit der unterschiedlichen Akteure wichtige Ergebnisse dar, die im folgenden Abschnitt dokumentiert sind.

3.6 Zusammenarbeit mit den Kraftwerksbetreibern

Der Ansatz des ZUQDE-Systems erfordert ein Eingreifen des Netzbetreibers in Erzeugungsanlagen im Rahmen der Betriebsführung des Netzes. Das operative Eingreifen durch den Netzbetreiber in die Erzeugungsanlagen der Kraftwerksbetreiber stellt eine neue Situation für beide Parteien. Diesbezügliche Erfahrungen aus dem Projekt sind wertvolle Ergebnisse für weitere Schritte in Richtung des ZUQDE-Ansatzes. Als wichtige Partner sind die Eindrücke und Anliegen der Kraftwerksbetreiber wichtige Rückmeldungen. Die Stimme der Kraftwerksbetreiber wurde mittels eines Fragebogens erhoben. Die Antworten aus dem Fragebogen sind im folgenden Absatz zusammengefasst.

Die Kraftwerksbetreiber sind an der Thematik der Spannungsregelung im Mittelspannungsnetz unter Beteiligung ihrer Kraftwerke sehr interessiert. Sie akzeptieren den Eingriff des Netzbetreibers auf ihre Kraftwerke, wenn es der Spannungshaltung dient und mehr dezentrale Einspeisung ermöglicht wird. Das Thema der Kompensation von entstehenden Nachteilen ist bei bestehenden Verträgen immer zu klären. Mittels einer vertraglichen Vereinbarung wurde der Umbau und der Betrieb der Anlagen bis zum Ende der Projektlaufzeit und darüber hinaus geregelt.

Die Reduktion der Wirkleistungseinspeisung zur Haltung des Spannungsbandes im Mittelspannungsnetz würden die Kraftwerksbetreiber beim Anschluss neuer Anlagen (Wirtschaftlichkeitsrechnung) akzeptieren, bei bestehenden Anlagen jedoch nur sehr bedingt.

Die Zusammenarbeit mit dem Netzbetreiber sahen die Kraftwerksbetreiber sehr positiv. Der Umbau bestehender älterer Anlagen kann jedoch sehr aufwendig und mit Ärgernissen verbunden sein. Dieser Umstand ist nicht zu unterschätzen. Im Betrieb der Anlagen sehen die Kraftwerksbetreiber das Eingreifen des Netzbetreibers auf die Anlage sowie die notwendigen Abstimmungen bei Arbeiten an der Anlage als eher unproblematisch an.

Aufbauend auf die vorgestellten gemessenen Ergebnisse werden diese in weiterer Folge bewertet und mit den Projektzielen abgeglichen.

3.7 Bewertung der Ergebnisse

Dieser Abschnitt dient dazu die Notwendigkeit sowie die Vorteile einer intelligenten Regelungslösung zu verdeutlichen und einen Versuch zur Bewertung der Vorteilhaftigkeit zu zeigen.

3.7.1 Reduktion der Netzanschlusskosten

Die folgenden Absätze sollen die Erfordernisse von erweiterten Maßnahmen zur Spannungsbandbewirtschaftung in der Demonstrationsregion Lungau durch den Anschluss von weiteren erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen aufzeigen.

Bis zum Jahr 2007 waren zwei Kraftwerke mit einer Gesamtleistung von 2,9 MW im kritischen Netzabschnitt des Demonstrationsgebiets angeschlossen. Bereits der Anschluss von einem zusätzlichen Kraftwerk mit 0,7 MW, dem KW Geißbach, im Jahr 2007 machte eine spannungsabhängige Blindleistungsregelung der Kraftwerke Geißbach sowie Kendlbruck 1 notwendig. Mit dieser Maßnahme war ein Großteil der Erzeugungsleistung in diesem Netzabschnitt, im Detail 3,08 MW von 3,53 MW, mit einer spannungsabhängigen Regelung ausgestattet.

Anfragen zur Aufnahme von drei zusätzlichen Erzeugungsanlagen erforderten eine sehr eingehende Beschäftigung mit der Netzsituation und die Erarbeitung eines alternativen Netzkonzepts:

KW Mislitzbach mit 1,3 bis 1,6 MW,

KW Klölingbach mit 0,55 MW und

KW Turrach 1,66 MW.

Um einen wirtschaftlichen Anschluss dieser Anlagen zu ermöglichen, wird für das Netz im Lungau ein Ringbetrieb des betroffenen Abzweiges mit dem benachbarten Abzweig mit- samt einem selektiven Netzschutz mit dezentraler AWE umgesetzt. Dies ist notwendig, damit einer Verschlechterung in Bezug auf Spannungsqualität (Power Quality) im benachbarten Abzweig entgegengewirkt werden kann. Vorteilhaft wirkt sich in diesem Zusammenhang aus, dass dieser Abzweig zum überwiegenden Teil als reines Verbraucher- netz betrachtet werden kann.

Neben den netztechnischen Maßnahmen für den Anschluss der Erzeugungsanlagen sind zudem erweiterte Regelungsmechanismen bei den Kraftwerken erforderlich. Eine spannungsabhängige Blindleistungsregelung wird zukünftig bei allen Kraftwerken zum Einsatz kommen. Damit wird die Blindleistungsregelung der Kraftwerke entsprechend einer vorgegebenen Kennlinie in Abhängigkeit der Spannung am Anschlusspunkt des Kraftwerkes variabel eingestellt. Diese Maßnahmen ist zusätzlich zum Betrieb des gesamten Netzes

mit Strom- / Spannungskompoundierung eine „Vorstufe“ zu den Regelungsmöglichkeiten, die mit den Projekten ZUQDE und „DG Demonetz-Validierung“ erreicht werden.

Neu anzuschließende Kraftwerke sind als Verursacher dieser Maßnahmen aktuell verantwortlich für die Erweiterungsmaßnahmen in bestehenden Anlagen: Beispielsweise ist durch den Anschluss des Kraftwerks Turrach die Blindleistungsregelung im Kraftwerk Kendlbruck 2 notwendig und somit eine Vorbedingung für den Netzanschluss der neuen Einspeiseanlage. Neben der spannungsabhängigen Blindleistungsregelung ist auch eine spannungsabhängige Wirkleistungsreduktion in den neu anzuschließenden Kraftwerken umzusetzen. Diese Maßnahme ist insbesondere für die Durchführung von Instandhaltungsarbeiten und bei Netzstörungen notwendig. Diese Vorgaben werden mit den KW-Betreibern im Rahmen des Netzanschlussvertrages abgestimmt und vereinbart. Grundsätzlich wird die Spannung vorrangig immer durch Beeinflussung der Blindleistungseinspeisung geregelt, eine mögliche Wirkleistungsbegrenzung wird immer nur als (bessere) Alternative zur gänzlichen Abschaltung der Kraftwerke im sonst unzulässigen Betriebsbereich umgesetzt.

Darüber hinaus wird in aktuellen Netzanschlussverträgen dem Netzbetreiber die Möglichkeit einer dynamischen Vorgabe von Sollwerten für die spannungsabhängige Regelung eingeräumt und damit die Voraussetzungen für den Einsatz des ZUQDE-Systems geschaffen.

Als Alternative würde der Netzbetreiber den „Technisch geeigneten Anschlusspunkt“ vorgeben, bis zu dem die KW-Betreiber die Anschlussleitungen errichten und bezahlen müssten. Mit der Gesamtheit der zuvor angeführten Maßnahmen kann ein sicherer Netzbetrieb sichergestellt werden und die für die Integration der genannten erneuerbaren Erzeugungsanlagen notwendigen Leitungslängen deutlich verringert werden.

Nachfolgende Leitungslängen können alternativ für den Anschluss der Anlagen an den geeigneten Anschlusspunkt ohne die beschriebenen netztechnischen Maßnahmen abgeschätzt werden.

- KW Turrach: 14 km
- KW Klölingbach: 6 km
- KW Mislitzbach: 2 km

Diese Leitungslängen berücksichtigen jedoch bereits die Umsetzung spannungsabhängiger Blind- und Wirkleistungsregelung in den Kraftwerken.

Die tatsächlichen Netzanschlusslängen liegen durch das weiterentwickelte Netzkonzept und die regelungstechnischen Maßnahmen bei

- KW Turrach: Einschleifung ins Kabel vor Ort 50 m
- KW Klölingbach: Einbindung in die Freileitung vor Ort 140 m
- KW Mislitzbach: Einschleifung ins Kabel vor Ort 50 m

Damit verringerten sich die Kosten für den Netzanschluss von erneuerbaren Erzeugungsanlagen und eine Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energiequellen wird unterstützt. In den angegebenen Fällen reduzieren sich die direkten Kosten des Netzanschlusses unter Zugrundelegung eines Verkabelungsmischpreises (Freilandgebiet, Siedlungsgebiet, Straße, etc.) aus dem Jahr 2011 durch die angegebenen Längenreduktionen der Netzan-

schlusskabel von ~2,6 Millionen EUR. Grob abgeschätzt würde dies für die einzelnen Kraftwerksprojekte folgende zusätzlichen Kosten bedeuten.

- KW Turrach: ~1,67 Millionen EUR
- KW Klölingbach: ~0,7 Millionen EUR
- KW Mislitzbach: ~0,23 Millionen EUR

Der Kostenreduktion durch die Verringerung der Netzanschlusslängen sind die Mehraufwendungen für die Kraftwerksregelung und die Übertragungstechnik entgegenzuhalten, die sich im Rahmen des Projekts für die individuelle technische Umrüstung der Kraftwerke auf ca. EUR 15.000,- je Anlage belaufen. Darüber hinaus sind laufende Kosten für die Kommunikationsverbindungen zu berücksichtigen. Wenn man die verbleibenden Kosten für die Einbindung der Kraftwerke in die nahegelegenen Netzabschnitte lt. verbessertem Netzkonzzept noch berücksichtigt, sind je Kraftwerk mit Anschluss- und Umrüstungskosten von grob EUR 30.000,- bis EUR 50.000,- je Anlage zu rechnen. Die Reduktion der notwendigen Investitionen ist für die Einspeiseanlagen damit von ganz entscheidender Größenordnung.

Regulatorische Fragestellung

Darüber hinaus ist allerdings zu berücksichtigen, dass die für die Errichtung und den Betrieb dieser „Smart-Grids-Regelung“ zusätzlich relevanten Kosten in dieser Rechnung nicht den dezentralen Erzeugungsanlagen zugeordnet wurden. Den Aufbau des zentralen ZUQDE-Systems, den laufenden Betrieb (inkl. Instandhaltung, Störungsmanagement, ...) bezahlt der Netzbetreiber, der damit eigentlich zusätzlich Kosten hat.

Es ist damit aus regulatorischer Sicht zu klären und fest zu legen, ob diese Kosten auf alle Netznutzer (also alle anderen Verbraucher) sozialisiert werden oder ob es Festlegungen geben soll, wie diese verursachergerecht auf die Einspeiser zugerechnet werden können.

Solange solche Fragen nicht gelöst sind, werden die Netzbetreiber nur sehr zögerlich freiwillig diese Kosten tragen.

Neben der Verringerung der Netzanschlusskosten für dezentrale Erzeugungsanlagen wirkt sich der Einsatz des ZUQDE-Systems auf die Aufnahmekapazität des Mittelspannungsnetzes für dezentrale Einspeiseanlagen aus. Diesem Sachverhalt widmet sich der folgende Abschnitt.

3.7.2 Zusätzliche dezentrale Einspeisung

Der vorige Abschnitt beschreibt welche Maßnahmen im Demonstrationsgebiet bereits ergriffen wurden um zusätzliche dezentrale Erzeugungsanlagen in das bestehende Mittelspannungsnetz aufzunehmen. Durch den Einsatz der Stromkompoundierung, das Netzingkonzept und die spannungsabhängige Blindleistungsregelung von Erzeugungsanlagen konnte die Kapazität des Mittelspannungsnetzes zur Integration von dezentralen Erzeugungsanlagen gesteigert werden und damit die Erzeugung aus regenerativen Quellen unterstützt werden. Den bisher umgesetzten Regulationsmaßnahmen liegen lokale Ansätze zu Grunde. Dementsprechend optimieren diese Regulationsmechanismen die lokale Situation. Die Gesamtheit der individuellen Optima stimmt unter Umständen jedoch nicht der bestmöglichen Gesamtsituation überein. An diesem Punkt kann mit dem ZUQDE-System angesetzt werden und Vorteile aus der Koordination von verteilten Aktuatoren erzielt

werden. Beispielsweise kann in der Situation, dass ein Kraftwerk mit seinen Blindleistungsregelvermögen die Netzspannung nicht alleine entsprechend senken kann, ein anderes Kraftwerk, dessen Grenzwert zur spannungssenkenden Blindleistungsregelung zu diesem Zeitpunkt nicht erreicht ist, die Spannungsabsenkung unterstützen und somit einen Vorteil für die Gesamtsituation erwirken.

Unter Zugrundelegung der in Abschnitt 3.7.1 genannten Kraftwerksprojekte und den diesbezüglich notwendigen Maßnahmen zur Spannungsbandbewirtschaftung, wie ein neues Netzkonzept und spannungsabhängige Blindleistungsregelung der KW, ist simulationstechnisch untersucht worden, welche zusätzlichen Einspeisekapazitäten durch den Einsatz des ZUQDE-Systems erwartet werden können. Für diese Analyse wurde der in Bezug auf die Einspeisekapazität ungünstigste Fall des vergangenen Jahres herangezogen, bei dem im kritischen Netzabschnitt die maximale Überschusseinspeisung beobachtet wurde. Zu diesem ungünstigsten Zeitpunkt kann basierend auf der simulationstechnischen Untersuchung am netztechnisch schlechtesten Punkt durch den Einsatz des ZUQDE-Systems mindestens $\sim 1,7$ MW zusätzliche Erzeugungskapazität in das Netz integriert werden. Voraussetzung dafür ist, dass alle Erzeugungsanlagen im kritischen Abschnitt durch das ZUQDE-System geregelt werden und die zusätzliche Erzeugungsanlage mindestens bis $\cos \varphi = 0,9$ sowohl kapazitiv als auch induktiv regelbar ist.

Trotz der bereits getroffen Maßnahmen und der daraus resultierenden hohen Ausnützung des Netzes scheint eine weitere Steigerung der Erzeugungskapazität durch das ZUQDE-System von etwa 20% im kritischen Netzabschnitt realistisch.

Basierend auf den durchschnittlichen Vollaststunden eines Kleinwasserkraftwerks in der betroffenen Region von ca. 5000 Stunden, bestimmt aus der Jahreserzeugung der mit dem ZUQDE-System geregelten Kraftwerke der letzten drei Jahre, entspricht die mindestens mögliche zusätzliche Einspeiseleistung von 1,7 MW eine Energiemenge von etwa 8500 MWh pro Jahr. Vorausgesetzt die zusätzliche Einspeiseleistung wird, wie es aus den vergangenen Einspeiseansuchen anzunehmen ist, durch Kleinwasserkraftwerke genützt, so steht jährlich rund 8500 MWh mehr an Strom aus regenerativen Quellen zu Verfügung.

Unter der Annahme dass diese Energiemenge direkt Stromerzeugung aus fossilen Kraftwerken substituieren kann, werden ca. 83 MBtu thermische Energie und somit 13.800 Barrel ($\sim 2.200.000$ l) Rohöl als Primärenergieträger ersetzt. Diese nicht verbrannte Menge an Rohöl verringert den CO_2 -Ausstoß um ca. 5500 t jährlich.¹²

Neben der Veränderung des Aufwands in Bezug Möglichkeiten zur Integration dezentraler Erzeugungsanlagen und den Investition zum Netzanschluss ergeben sich durch den Einsatz des ZUQDE-Systems auch geänderte Bedingungen im laufenden Betrieb der Komponenten. Auf diese Fragestellung wird im nächsten Abschnitt eingegangen.

3.7.3 Abnützung der Komponenten

Die Anzahl der Regelungsvorgänge und der damit einhergehenden Schaltspiele des Stufenstellers und der Erregungseirichtungen der Generatoren hat eine Auswirkung auf die Alterung bzw. Abnützung der Komponenten. So ist beispielsweise die Anzahl der Schalt-

¹² Vgl. Umrechnungsfaktoren für Österreich 2010 entnommen aus der „International Energy Statistics“ Datenbank der „US Energy Information Administration“ unter <http://www.eia.gov>, 23.07.2012.

spiele des Stufenstellers die bestimmende Größe für das Instandhaltungsintervall und damit die Instandhaltungskosten.

Zum Vergleich der Anzahl der Schaltspiele wurden sieben Tage Ende Jänner der Jahre 2011 und 2012 herangezogen. Diese Tage weisen unabhängig vom Jahr eine ähnliche Lastcharakteristik auf. Die Tage im Jänner 2011 dienen dabei als Basisszenario mit Stromkompoundierung.

Vergleichszeiträume:

1. Di. 25.01.2011, 12:00 Uhr – Mo. 31.12.2011, 12:00 Uhr → Normalbetrieb mit Stromkompoundierung
2. Mi. 25.01.2012, 12:00 Uhr – Di. 31.01.2012, 12:00 Uhr → ZUQDE Regelung

Im ersten Zeitraum fanden im Rahmen der Stromkompoundierung 260 Regelungen des Stufenstellers statt. Dem stehen 220 Regelungen bei Betrieb des ZUQDE-Systems im Vergleichszeitraum 2 gegenüber. Dies entspricht einer Reduktion von grob 15 bis 20%. Die Reduktion ist abhängig von der Stufenspannung des Transformators. Bei größeren Spannungsstufen, hier 600 V je Stufe, kann der Transformator weniger oft geregelt werden als bei kleiner ausgeführten Spannungsstufen (es sind bei Umspannern dieser Größenordnung auch Spannungsstufen mit z.B. 300 V realisiert), weil ein Stufensprung im ersten Fall schneller zu einer Spannungsbandverletzung führt.

Zusätzlich zu den Stufenstellungen des Umspanners wurden im oben genannten Beobachtungszeitraum 170 Sollwertvorgaben und damit Änderungen der Erregungseinstellungen von zentralen ZUQDE-Regelung an die drei dezentralen Kraftwerke (4 Maschinen) gesendet. Das Kraftwerk Kendlbruck 1 wird bereits im Normalbetrieb mit einer Spannungsbegrenzungsregelung auf der Mittelspannungsebene betrieben. D.h. ab einer eingestellten Spannungsobergrenze wird die Klemmenspannung des Generators konstant gehalten. Dies erfolgt durch Untererregung des Generators und erfordert bereits Änderungen der Erregungseinstellungen. Im ZUQDE-Betrieb kommen noch Regelungseingriffe dazu wenn die Spannungsobergrenze noch nicht erreicht wurde. Hinsichtlich der Kraftwerke Graggaber und Zaunschirm ist zu beachten, dass diese bisher mit konstantem $\cos \varphi$ betrieben wurden, was im ZUQDE Betrieb zusätzliche Regelungsvorgänge erforderlich macht.

Die Anzahl der Schaltspiele des Stufenstellers konnte im Vergleichszeitraum um 18 % reduziert werden. Dies ist damit zu begründen, dass ein Teil der Umstufungen durch die Regelung der Blindleistung der Generatoren, die feinstufiger ist, entfällt.

Grundsätzlich ist somit festzuhalten:

Die resultierende Anzahl der Schaltspiele wird wesentlich durch die gewählten Optimierungsziele bestimmt. Zur Einhaltung des zulässigen Spannungsbandes gibt das ZUQDE-System Sollwertvorgaben nur bei Verletzung von Spannungsgrenzen aus. Im Fall eines optimierten Betriebs (Verlustminimierung, definierter Blindleistungsbezug, ...) wird auf jede Änderung reagiert und es werden laufend neue Sollwertvorgaben ermittelt und ausgegeben, was zu einer erhöhten Anzahl an Regelvorgängen führt.

Am Stufensteller der Transformatoren im Umspannwerk verringert sich die Anzahl der Sollwertvorgaben (abhängig von der Betriebsart zuvor, also hier Kompoundierung ja/nein sowie der realisierten Höhe der Spannungsstufen des Stufenstellers), wohingegen die „Feinausregelung“ der Netzspannung die dezentralen Kraftwerke übernehmen (auch hier

wieder: bei vorheriger $\cos\varphi$ -Regelung erhöht sich die Anzahl der Regelungsvorgaben an die Generatoren mehr als bei zuvor bereits realisierte lokaler U/Q-Regelung, die ja auf Grund der eingestellten Charakteristik auch häufig Sollwertänderungen vorgibt).

Regulatorische Fragestellungen

Aus regulatorischer Sicht sind für einen diskriminierungsfreien Betrieb mit einem „Smart-Grid-Regler“ folgende Fragestellungen zu klären:

Wie sind die Einspeiseanlagen in Bezug auf Gleichbehandlung zur Regelung der Netzspannung anzusprechen? Folgende Vorgehensweisen sind unter anderem denkbar:

- Kommt immer jene Anlage zum Einsatz, die das Optimierungsproblem technisch am besten löst, oder immer eine nach der anderen?
- Müssen nur neu angeschlossene Einspeiseanlagen ihren Beitrag leisten oder auch bereits im Netz integrierte Anlagen?
- Nachdem die Spannung nicht nur durch Änderung der Einspeisung beeinflussbar ist, sondern grundsätzlich auch durch Ab- und Zuschalten von Lasten stellt sich die Frage ob zukünftig nur Einspeiseanlagen die Netzregelung unterstützen oder ob auch alle Potenziale zur Verschiebung von Verbrauchslasten im gleichen Ausmaß genutzt werden und diese Verbraucher ebenso diskriminierungsfrei in die Reihenfolge der Regelungen einbezogen werden?
-

Anhand dieser beispielhaften Aufzählung von offenen regulatorischen Fragen lässt sich erkennen, dass der Einsatz von „Smart-Grid-Regelungen“ neue und weitergehende Regelungen als bisher erfordert.

3.7.4 Auswirkungen auf den Netzbetrieb

Eine Veränderung in der Regelung und in der Betriebsweise eines Netzes bringt auch neue Anforderungen an den zuverlässigen Netzbetrieb mit sich. Die Betriebsführung wird durch den Aufbau der kaskadierten Regelung, das notwendige Zusammenspiel einer viel größeren Anzahl an Stakeholdern und den Zuverlässigkeitsanforderungen an die technischen Systeme komplexer und der Betrieb des Netzes erfolgt „mit weniger Reserven“.

Das bedeutet aber auch, dass bei Ausfall einer Komponente die Rückwirkungen auf das Gesamtsystem enorm steigen. Das Gesamtsystem ist so auszulegen, dass bei Ausfall einer der Komponenten weiterhin Betrieb geführt werden kann. Dafür ist im Demonstrationsgebiet jedem Regelungselement eine „Ersatzregelfunktion“ vorgegeben, welche dann die von der Störung betroffenen Regelungsteilnehmer im Verteilernetz verwenden.

Im Closed Loop-Betrieb wurde diese Funktionsweise auch „scharf“ getestet, indem während des ZUQDE-Betriebes der zentrale Fernwirkkopf ausgeschaltet wurde und somit keine Fernwirkverbindungen zu den dezentralen Einheiten mehr zur Verfügung standen. Durch den Übergang auf die lokalen Ersatzregelfunktionen in den Anlagen vor Ort wie geplant konnte das Netz trotzdem ohne Grenzwertverletzungen weiter betrieben werden.

Folgende Fragenstellungen sind zu beantworten, wenn eine große Anzahl von dezentralen Erzeugern im Netz integriert ist und die Betriebsgrenzen durch die „Smart-Grid-Regelungsmechanismen“ stark ausgereizt werden:

- Reicht der im Projekt demonstrierte Mechanismus aus, wenn viele Kraftwerke an dem Regelungsprozess teilnehmen? Bzw. ab wann sind „zu viele“ dezentrale Erzeuger über einen „Smart-Grid-Regelungsmechanismus“ gesteuert, sodass dann mit Ersatzregelfunktionen keine ausreichende Abhilfe (Rückfallebene) mehr geschaffen werden kann?
- Was wären dann die geeigneten Maßnahmen: Abschalten von Netzteilnehmern, Wirkleistungsbegrenzung der Einspeiseanlagen bei Weiterbetrieb des Netzes, ...?

Im Sinne einer zuverlässigen Energieversorgung der Verbraucher wäre aus Netzbetreibersicht die Möglichkeit zur Wirkleistungsbeschränkung der Einspeiseanlagen in solchen Fällen anzustreben, auch als volkswirtschaftlich bessere Maßnahmen im Vergleich zur kompletten Abschaltung der Anlagen. Dies muss in den Marktregeln aber noch weiter abgestimmt und detaillierter festgelegt werden, vor allem dahingehend ob dies Einspeiser akzeptieren müssen. Auch für die Betreiber der Erzeugungsanlagen bringt diese Vorgangsweise den Vorteil einer sicheren und schneller wiederkehrenden „Volleinspeisung“ im Vergleich zu Netzabschaltungen. Als Alternative scheint eine Vergütung der Erzeugungsminderung durch die Netzbetreiber in solchen Fällen denkbar, wobei diese Kosten wiederum über die Netzgebühren den Verbrauchern zukommen.

In Abschnitt 4.4 wird auf den aktuelle Regelungsstand und die offenen Fragestellungen im Detail eingegangen.

3.7.5 Allgemeine Anwendbarkeit

Das implementierte System der kaskadierten Regelung im Closed Loop Betrieb kann allgemein zur Online-Optimierung von Mittelspannungsnetzen mit dezentraler Erzeugung herangezogen werden. Die allgemeine Anwendbarkeit stellt einen weiteren Pluspunkt des Systems dar, da die kaskadierte Regelung auf alle Mittelspannungsnetzteile die am Leitsystem abgebildet sind erweitert werden kann. Die allgemeine Anwendbarkeit ist durch den Einsatz der State Estimation, die im Wesentlichen einer Lastflussberechnung entspricht, und der darauf aufbauenden Optimierungsalgorithmen gegeben.

Unabhängig davon sind die Systemvoraussetzungen zu beachten. Die Voraussetzungen für den Einsatz des Systems sind neben dem Vorhandensein des entsprechenden Leitsystems (Siemens Sinaut Spectrum) und der Datenverfügbarkeit die Ausstattung der dezentralen Erzeugungseinheiten und der Stufensteller der Umspanner mit fernwirktechnisch angebundenen Regeleinrichtungen. Die höheren Anforderungen an die Datenverfügbarkeit gegenüber dem herkömmlichen Leitstellenbetrieb ergeben sich durch den Einsatz der State Estimation. Da diese im Wesentlichen der Anforderungen der Netzberechnung entsprechen, handelt es sich durchwegs um vorhandene Datensätze die auf das Leitsystem zu übertragen und dort aktuell zu halten sind.

3.7.6 Aufwand Datenerhebung und Inbetriebsetzung System

Die Einbindung der dezentralen Erzeugungsanlagen erforderte im Projekt einen ähnlich hohen Aufwand wie bei größeren KW. Dies reicht von der Erhebung der Betriebsdaten (PQ-Diagramme, Impedanzen, ...) hin bis zu den Datenpunkttests bei der Inbetriebsetzung.

Darüber hinaus kann der notwendige Aufwand zur Umrüstung bestehender Anlagen, Umbau der Regelungen, sodass spannungsabhängige Q-Regelung möglich ist, bei alten Anlagen schnell recht hoch werden, da sehr viele unterschiedliche Problemstellungen zu lösen sind und dazu die bei Altanlagen zur Verfügung stehenden Informationen oft unzureichend sind.

Wichtig erscheinen daher Aktivitäten und abgestimmte Lösungen in Bezug auf

- Standardisierung für „Plug & Play“ bei neuen Anlagen,
- möglichst standardisierte Module für den Umbau alter / bestehender Anlagen mit definierten Übergabeschnittstellen
- möglichst standardisierte Einstellungen / Abgleich der Regelungsparameter für den Betrieb inkl. der „Ersatzsollwerte“, standardisierte Vorgaben für Parametereinstellungen / Betriebskennlinien durch Verteilernetzbetreiber, ...

Auch auf die Datenpflege im System wird an dieser Stelle hingewiesen. Um fortlaufend gute Ergebnisse mit dem System zu erzielen, ist die Qualität des Datensatzes von entsprechender Bedeutung. Die Datenqualität am System, insbesondere die Lastprofildaten, kann nur durch eine regelmäßige Überprüfung bzw. Aktualisierung gehalten werden.

Die Koordinierung verteilter Prozesse erfordert eine Kommunikation zwischen den prozessführenden Einheiten. In Bezug auf Kommunikation und im speziellen bei der Nutzung von mehrfach genutzten Medien ist die Kommunikations- und Systemsicherheit ein wichtiges Themenfeld, das im folgenden Abschnitt aufgegriffen wird.

3.7.7 Security

Basis für Smart Grid Anwendungen ist eine Vernetzung und Integration des bestehenden Energienetzes mit einer IKT¹³-Infrastruktur. Allgemein bekannt ist die Anfälligkeit von Informationsnetzen gegenüber Störungen und Angriffen. Die Analyse der „technischen Security“ umspannt alle technischen Komponenten von Hardware (z.B. Smart Meter, Building Agent...) über die Datenübertragung (z.B. IKT Gateways, Kabelmodem,...) bis zu den Softwaresystemen (SCADA-System,...).

Schwachstellenanalyse

Anhand von IKT Netzwerkschemen werden potentielle Schwachstellen identifiziert und weiterverfolgt.

¹³ Informations- und Kommunikationstechnik

Projekt	Schwachstelle
ZUQDE	Fernwirk Netz (FW WAN ¹⁴) mit Spectrum Netzwerk (PR ¹⁵ LAN ¹⁶)
ZUQDE	Fernwirk Netz (FW WAN) SICAM 230 mit Spectrum Netzwerk (PR LAN)
ZUQDE	Fernwirkgerät
ZUQDE	Schnittstelle zu Lastverteiler

Tabelle 3: Schwachstellenanalyse

Pro Schwachstelle ergeben sich potentielle Bedrohungsbilder und –szenarien, die einer detaillierten Analyse bedürfen. Mit der Beschreibung der Bedrohung ergänzt mit einer Einschätzung der Eintrittswahrscheinlichkeit und des Schadensausmaßes ergibt sich ein Bild der im Bereich der „technischen Security“ relevanten Herausforderungen.

Betrachtet werden in der nachfolgend dargestellten Risikoanalyse das Bedrohungspotential sowie auf der negativen Y-Achse die möglichen Gegenmaßnahmen mit deren Aufwand und Komplexität. Aufgrund der Interdependenzen erfolgt diese Analyse gesamthaft für sämtliche Projekte der Smart Grids Modellregion Salzburg und damit auch für das installierte ZUQDE-System. Abbildung 64 soll die Anzahl der Bedrohungsbilder sowie die unterschiedlichen Bedrohungspotentiale verdeutlichen.

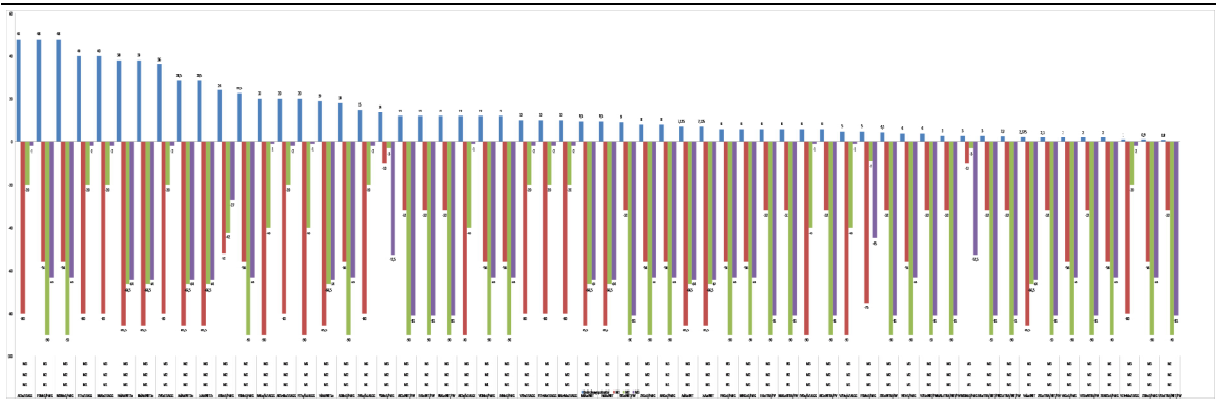


Abbildung 64: Bedrohungspotentiale in der SGMS

Eine Vielzahl an Maßnahmen ist denkbar, wobei drei Maßnahmenbilder auf 45 von insgesamt 59 Bedrohungsbilder wirken. Diese sich aus der Analyse ergebenden Maßnahmen sind nachfolgend dargestellt.

¹⁴ Wide Area Network

¹⁵ Prozessrechner

¹⁶ Local Area Network

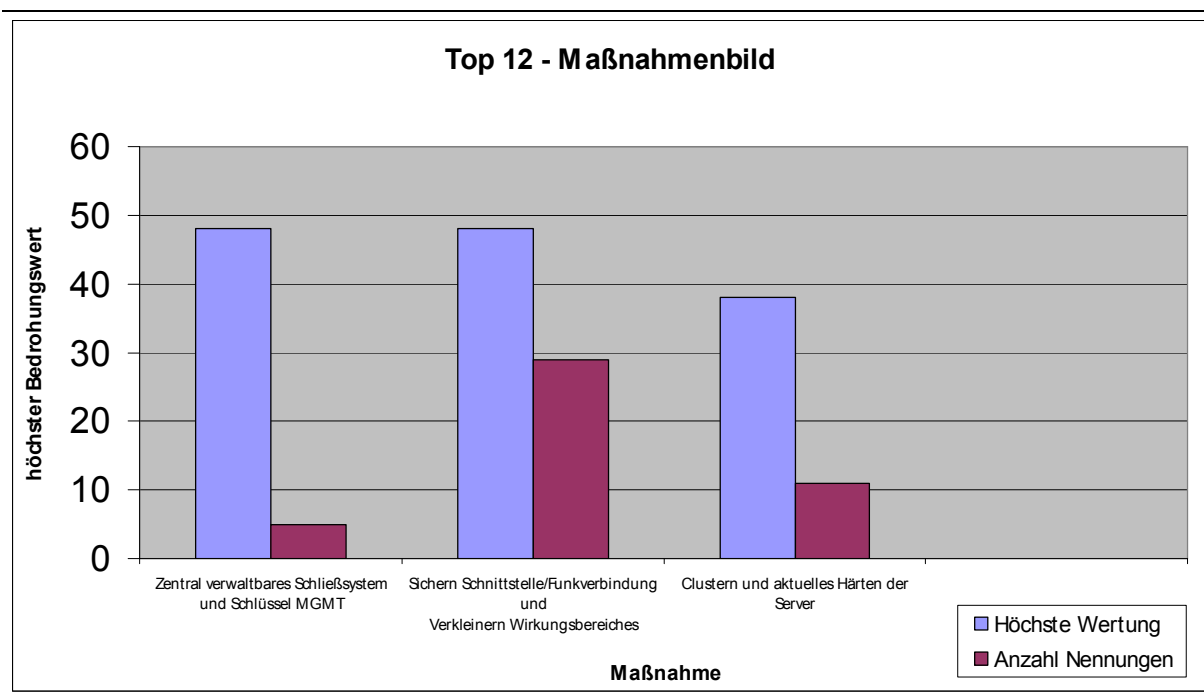


Abbildung 65: Maßnahmenbilder

Beispielhaft sei an dieser Stelle das Risiko eines ungesicherten Zutritts genannt. Die zu steuernden Kleinkraftwerksanlagen sind hinsichtlich des physikalischen Zugriffs auf das Kommunikationsmodul zu prüfen.

Das Sichern von Schnittstellen, das Verkleinern des Wirkungsbereiches von Funkverbindungen sowie das Clustern und Härten der Server (ZUQDE -Rechner) sind wichtige Aufgaben die vor einem Roll-Out dieser Lösung bereits konzeptionell in Sinne von „Security by design“ definiert werden müssen.

Erst nach Sicherstellen dieser „Security by Design“-Architektur ist es sinnvoll ein Security Audit durchzuführen. Die dabei erhobenen Schwachstellen sind dann weiterführend zu beheben um abschließend einen sicheren Einsatz über die Pilotanwendung hinaus sicherstellen zu können.

Nach erfolgter Schwachstellenanalyse, Bewertung der Bedrohungspotenziale und den abgeleiteten Maßnahmen werden diese in der SMGS auch in den Pilotanwendungen sichergestellt.

3.7.8 Privacy

In allen Bereichen von Smart-Grid-Anwendungen sind Fragen des Datenschutzes grundsätzlich zu betrachten und die Anforderungen aus den gesetzlichen Regelungen (Datenschutzgesetz DSG 2000) sicher zu stellen.

In den Projekten der SGMS wurde das für die Demobetriebe durch schriftliche Zustimmungserklärungen der Partner und Beteiligten in den Projekten gewährleistet, für einen möglichen Roll-Out der erprobten Lösungen müssen solche Anforderungen in den Standardabläufen sichergestellt sein.

Grundsätzlich wurde das Thema in der Smart Grids Modellregion Salzburg folgendermaßen beleuchtet:

Die Anforderungen eines Smart Grid bedingen neben den in der E-Wirtschaft üblichen Rahmenbedingungen wie dem Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz (ELWOG)¹⁷ die detailliertere Berücksichtigung weiterer Regulatorien. Neben der technischen Sicherheit ist der Datenschutz zu beachten. Gesetze wie das Datenschutzgesetz, das Konsumentenschutzgesetz, ELWOG oder Telekommunikationsgesetz existieren und sind einzuhalten. Zusätzlich sind in Erstellung befindliche Normen (z.B. BSI TR-03109 Richtlinie) für Umsetzungen relevant.

Folgende Dokumente wurden gesichtet und auf eine mögliche Relevanz des Inhaltes hinsichtlich Datenschutz im ZUQDE Projekt bewertet:

Dokument	Dokumentenart	Datenschutz-relevant
Datenschutzgesetz (DSG 2000)	Gesetz	✓
Intelligente Messgeräte-Anforderungs VO2011 (IMA VO 2011)	Verordnung	✓
Technische Richtlinie BSI TR-03109	Technische Richtlinie	✓

Tabelle 4: Datenschutzrechtliche Vorgaben

Datenschutzgesetz

Wesentlich ist, ob es sich bei den in den einzelnen Projekten verwendeten Daten, um personenbezogene Daten handelt.

Personenbezogene Daten sind durch das DSG 2000 verfassungsrechtlich geschützt und dürfen nur unter bestimmten, durch das DSG normierten Bedingungen verwendet werden. Unter personenbezogenen Daten versteht man Angaben über Betroffene (=jede vom Auftraggeber verschiedene natürliche oder juristische Person oder Personengemeinschaft), deren Identität bestimmt oder bestimmbar ist. Hinsichtlich Daten von Kleinkraftwerksanlagen, die im Rahmen von Regelungsmechanismen wie ZUQDE gesteuert und geregelt werden, ist für eine Relevanz hinsichtlich DSG im Detail zu prüfen, ob daraus personenbezogene Angaben über die betroffenen Personen ableitbar sind. Bei einem reinem Einspeiser werden beispielsweise keine personenbezogenen Daten im Sinnes des DSG verarbeitet, bei Überschusseinspeisern (vor allem bei Anschluss in der Niederspannung) ist von personenbezogenen Daten auszugehen, die dem Datenschutzgesetz unterworfen sind.

Da somit das Konzept für personenbezogene Daten im Sinne des DSG auszulegen ist, wird eine datenschutzkonforme Verwendung derselben aufgrund fehlender Regelungen in den Materiengesetzen nur durch **Einholung einer schriftlichen Zustimmungserklärung des Betroffenen** möglich. Es sind entsprechende Zustimmungserklärungen einzuholen, welche nachstehende Mindestinhalte umfassen müssen:

Definition des **Auftraggebers** = Herr der Daten.

¹⁷ Bundesgesetz, mit dem die Organisation auf dem Gebiet der Elektrizitätswirtschaft neu geregelt wird (Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz 2010 – ElWOG 2010), idF BGBl. I Nr. 110/2010

Dieser ist verantwortlich für:

- Beschreibung, welche **Datenarten** verwendet werden (taxative Aufzählung, wobei das Abstraktionsniveau dieser Bezeichnung nicht höher als bei einer ordnungsgemäßen Registrierung sein darf),
- Definition, für welchen **Zweck** diese verarbeitet werden,
- **an wen** (genaue Bezeichnung samt Anschrift) und **zu welchem Zweck** werden die Daten evtl. **übermittelt**,
- ausdrücklicher Hinweis auf **jederzeit möglichen schriftlichen Widerruf**.

Zu beachten ist außerdem, dass bei einem Eingriff in das Grundrecht die Grundsätze des gelindesten Mittels (Datenminimierungsgrundsatz) und der Zweckbindung gelten.

Zweckbindung:

Das DSG fordert in § 6 Abs. 1 Z2 festgelegte, eindeutige und rechtmäßige Zwecke für die Datenverarbeitung. Das heißt, jede Ermittlung und Weiterverwendung von personenbezogenen Daten braucht einen festgelegten, eindeutigen und rechtmäßigen Zweck und darf nur Daten umfassen, die diesem Zweck dienen.

Datenminimierungsgrundsatz:

Für einen konkreten Zweck dürfen personenbezogene Daten nur in dem geringstmöglichen Umfang verwendet werden (Grundsatz des gelindesten Mittels). Das DSG fordert in § 6 Abs. 1 Z 3, dass Daten für den eindeutig definierten Zweck wesentlich sein müssen. Darüber hinaus besagt eine Entscheidung der Datenschutzkommission aus dem Jahr 2001, dass ein Zweck einer Datenanwendung mit dem gelindesten Eingriff ermöglicht werden muss.

Nicht unerwähnt sollte bleiben, dass gem. § 17 DSG jeder Auftraggeber vor Aufnahme einer Datenanwendung (auch sog. Pilotprojekte sind hier nicht ausgenommen) eine **Meldung an die Datenschutzkommission** mit dem in § 19 DSG festgelegten Inhalt zum Zwecke der Registrierung im Datenverarbeitungsregister zu erstatten hat. Nicht meldepflichtig sind beispielsweise Datenanwendungen die einer Standardanwendung entsprechen.

Datensicherheitsmaßnahmen

Im Rahmen des technischen Datenschutzes (Security) sind vom Auftraggeber im Einzelfall vor allem die Bestimmungen des § 14 DSG (Datensicherheitsmaßnahmen) zu beachten:

Der § 14 des DSG regelt:

- (1) Für alle Organisationseinheiten eines Auftraggebers oder Dienstleisters, die Daten verwenden, sind Maßnahmen zur Gewährleistung der Datensicherheit zu treffen. Dabei ist je nach der Art der verwendeten Daten und nach Umfang und Zweck der Verwendung sowie unter Bedachtnahme auf den Stand der technischen Möglichkeiten und auf die wirtschaftliche Vertretbarkeit sicherzustellen, dass die Daten vor zufälliger oder unrechtmäßiger Zerstörung und vor Verlust geschützt sind, dass ihre Verwendung ordnungsgemäß erfolgt und dass die Daten Unbefugten nicht zugänglich sind.

- (2) Insbesondere ist, soweit dies im Hinblick auf Abs. 1 letzter Satz erforderlich ist,
1. die Aufgabenverteilung bei der Datenverwendung zwischen den Organisationseinheiten und zwischen den Mitarbeitern ausdrücklich festzulegen,
 2. die Verwendung von Daten an das Vorliegen gültiger Aufträge der anordnungsbefugten Organisationseinheiten und Mitarbeiter zu binden,
 3. jeder Mitarbeiter über seine nach diesem Bundesgesetz und nach innerorganisatorischen Datenschutzvorschriften einschließlich der Datensicherheitsvorschriften bestehenden Pflichten zu belehren,
 4. die Zutrittsberechtigung zu den Räumlichkeiten des Auftraggebers oder Dienstleisters zu regeln,
 5. die Zugriffsberechtigung auf Daten und Programme und der Schutz der Datenträger vor der Einsicht und Verwendung durch Unbefugte zu regeln,
 6. die Berechtigung zum Betrieb der Datenverarbeitungsgeräte festzulegen und jedes Gerät durch Vorkehrungen bei den eingesetzten Maschinen oder Programmen gegen die unbefugte Inbetriebnahme abzusichern,
 7. Protokoll zu führen, damit tatsächlich durchgeführte Verwendungsvorgänge, wie insbesondere Änderungen, Abfragen und Übermittlungen, im Hinblick auf ihre Zulässigkeit im notwendigen Ausmaß nachvollzogen werden können,
 8. eine Dokumentation über die nach Z 1 bis 7 getroffenen Maßnahmen zu führen, um die Kontrolle und Beweissicherung zu erleichtern.

Diese Maßnahmen müssen unter Berücksichtigung des Standes der Technik und der bei der Durchführung erwachsenden Kosten ein Schutzniveau gewährleisten, das den von der Verwendung ausgehenden Risiken und der Art der zu schützenden Daten angemessen ist.

- (3) Nicht registrierte Übermittlungen aus Datenanwendungen, die einer Verpflichtung zur Auskunftserteilung gemäß § 26 unterliegen, sind so zu protokollieren, dass dem Betroffenen Auskunft gemäß § 26 gegeben werden kann. In der Standardverordnung (§ 17 Abs. 2 Z 6) oder in der Musterverordnung (§ 19 Abs. 2) vorgesehene Übermittlungen bedürfen keiner Protokollierung.
- (4) Protokoll- und Dokumentationsdaten dürfen nicht für Zwecke verwendet werden, die mit ihrem Ermittlungszweck - das ist die Kontrolle der Zulässigkeit der Verwendung des protokollierten oder dokumentierten Datenbestandes - unvereinbar sind. Unvereinbar ist insbesondere die Weiterverwendung zum Zweck der Kontrolle von Betroffenen, deren Daten im protokollierten Datenbestand enthalten sind, oder zum Zweck der Kontrolle jener Personen, die auf den protokollierten Datenbestand zugegriffen haben, aus einem anderen Grund als jenem der Prüfung ihrer Zugriffsberechtigung, es sei denn, dass es sich um die Verwendung zum Zweck der Verhinderung oder Verfolgung eines Verbrechens nach § 278a StGB (kriminelle Organisation) oder eines Verbrechens mit einer Freiheitsstrafe, deren Höchstmaß fünf Jahre übersteigt, handelt.
- (5) Sofern gesetzlich nicht ausdrücklich anderes angeordnet ist, sind Protokoll- und Dokumentationsdaten drei Jahre lang aufzubewahren. Davon darf in jenem Ausmaß

abgewichen werden, als der von der Protokollierung oder Dokumentation betroffene Datenbestand zulässigerweise früher gelöscht oder länger aufbewahrt wird.

- (6) Datensicherheitsvorschriften sind so zu erlassen und zur Verfügung zu halten, dass sich die Mitarbeiter über die für sie geltenden Regelungen jederzeit informieren können.

Intelligente Messgeräte-Anforderungs VO

Die Verordnung zu den technischen Mindestanforderungen an Smart Meters (IMA-VO) wurde von der E-Control Austria bereits erlassen, ist jedoch für das Projekt ZUQDE nicht relevant.

Technische Richtlinie BSI TR-03109

Die Technische Richtlinie in Deutschland zu den technischen Mindestanforderungen an Smart Meters (BSI TR-03109) ist in Österreich nicht relevant, kann jedoch als Basis für eine mögliche Norm für Security und Datenschutz bei Smart Metern angenommen werden. Ein BSI-Schutzprofil für das Smart Grid, worunter das Projekt ZUQDE fällt, ist derzeit in Deutschland in Ausarbeitung.

Die Erkenntnisse des Projekts sollen im folgenden Kapitel dazu genutzt werden einen Ausblick zu geben und Empfehlungen für weitere Aktivitäten zu formulieren.

4 Ausblick und Empfehlungen

Wie im vorangegangenen Kapitel dargestellt, ermöglichte die Projektdurchführung den Gewinn einer Vielzahl von Ergebnissen und unterstützt damit die Wissenserweiterung auf dem Gebiet der intelligenten Lösungen im Bereich Energieversorgung. Darüber hinaus zeigt die Projektumsetzung neue Entwicklungsfelder und Verbesserungspotentiale auf. Die Inhalte dieses Kapitels sind eben diese Weiterentwicklungsmöglichkeiten der Lösung als auch Empfehlungen für benachbarte Bereiche.

4.1 Weiterentwicklungen

Grundsätzlich kann gesagt werden, die Idee der koordinierten Spannungsregelung funktioniert wie geplant und gewünscht, sowohl technisch als auch betrieblich und wirtschaftlich.

Das ZUQDE-System als Weiterentwicklung des Prozessrechnersystems mit den Softwarepaketen DSSE und VVC erfüllt in der im Projekt umgesetzten Version alle wesentlichen Funktionalitäten für einen Netzbetrieb. Damit das System alle Anforderungen für einen reibungslosen Verteilnetzbetrieb erfüllt, gilt es die nachstehenden Themen zukünftig zu behandeln.

Systemausfall

Besonderes Augenmerk ist auf den Punkt „Systemausfall“ zu legen. Hierbei ist zwischen dem Ausfall des gesamten Systems (ZUQDE) und dem Ausfall bzw. Entfall einzelner Regelungselemente beispielsweise durch Fernwirkverbindungsunterbrechungen zu unterscheiden. Im Rahmen des Projektes wurde jedem Regelungselement für den Fall des Systemausfalls eine „Ersatzregelungsfunktion“ zugeordnet, welche in diesem Fall einzuhalten ist. Wenn zukünftig mehr Kraftwerke am Regelungsprozess teilnehmen ist zu prüfen, ob diese Vorgehensweise zur Aufrechterhaltung des sicheren Netzbetriebs hinreichend ist. Auf dieses Thema wird unter Punkt 4.2 eingegangen.

Trigger für Optimierungslauf

Derzeit wird ein Optimierungslauf entweder periodisch mit einer Periodizität von 10 Minuten oder durch eine Schalthandlung ausgelöst. Da aber Schalthandlungen nicht die einzigen Ereignisse sind, die eine Änderung der Lastsituation und damit Spannungsverteilung hervorrufen können, sind zumindest die folgenden Punkte in die Liste der auslösenden Ereignisse aufzunehmen:

- Wesentliche Änderung der übergeordneten 110-kV-Spannung
- Wesentliche Änderung entweder der 30-kV-Sammelschienenspannung oder der Umspanner- bzw. der Abzweigströme

KW Regelung

Die Spannungsregler der Generatoren sind mit $\cos \varphi$ -Reglern ausgestattet. Der eingestellte $\cos \varphi$ Sollwert wird bis auf eine Regelabweichung von 0,005 ausgeglichen. Die Einstellung dieser Regelabweichung stellt einen Kompromiss dar, da dem Sollwertpotentiometer für den Spannungsregler keine kürzeren Stellimpulse als 0,1 Sekunde vorgegeben werden können. Das heißt bei einem $\cos \varphi$ -Sollwert von 1 kann der $\cos \varphi$ -Istwert zwischen 0,995 kapazitiv und 0,995 induktiv liegen.

Vom ZUQDE-System wird dem Generator ein Blindleistungssollwert vorgegeben. Im örtlichen Regler wird dieser Blindleistungssollwert in einen $\cos \varphi$ -Sollwert umgerechnet und an den Generator ausgegeben. Aufgrund der eingestellten zulässigen Regelabweichung kommt es zu einer entsprechenden Abweichung zwischen Soll- und Istwert. Diese ist bei $\cos \varphi = 1$ am größten.

Für die Anbindung zukünftiger Kraftwerksanlagen wäre ein $\cos \varphi$ -Regler für den Ortsbetrieb und ein Blindleistungsregler für den Fernbetrieb (ZUQDE) vorteilhafter.

Werden größere Erzeugungseinheiten in das Regelungssystem integriert, so ist dabei zu beachten, dass es durch eine Änderung des Primärenergiedargebots zu einem Verlassen der optimalen Lösung kommen kann. So kann es beispielsweise bei einem Wasserkraftwerk dazu kommen, dass der gewünschte Wert der Blindleistung durch eine Änderung der Zuflussmenge nicht mehr bereitgestellt werden kann. Es sind also im Regelalgorithmus Änderungen der tatsächlichen Regelgrößen festzustellen und es ist darauf beispielsweise mit einem neuen Optimierungslauf zu reagieren.

Im Vergleich zur Sekundärregelung, die im Übertragungsnetz zur Frequenzhaltung eingesetzt wird, erwirkt das ZUQDE-System weniger Regelvorgänge der Maschinen. Die Sekundärregelung hat praktisch sekundlich Regeleingriffe zur Folge.

Zutritt

Da im Rahmen des Projekts auch dezentrale Erzeugungseinheiten gesteuert werden und somit am Leitsystem eingebunden sind, gilt es hier den Übergang der Verantwortung zu regeln. Bislang konnte der Kraftwerksbetreiber seine Anlagen völlig eigengesteuert betreiben, nun ist auch der Netzbetreiber mit ein zu binden. So ist beispielsweise das Abstellen einer Erzeugungseinheit oder die Umschaltung der Steuerung auf „vor Ort“ durch den KW-Betreiber der Netzleitstelle des Netzbetreibers mitzuteilen, da dies Meldungen an die Netzleitstelle auslöst, die sonst zur Verständigung und dem Einsatz des Betriebspersonals des Netzbetreibers zur Klärung der Situation vor Ort führen können. Die Punkte des Verantwortungsübergangs bzw. der gegenseitigen Verständigung müssen in das Vertragswerk mit den Eigentümern und Betriebsführern der dezentralen Erzeugungsanlagen mit aufgenommen werden.

Systembedienung und Systempflege

Die Bedienung dieses komplexen Systems ist einfach zu halten und gestalten. Denn durch die Regelung darf es zu keinen negativen Einflüssen auf das System kommen. Im Rahmen des Projekts wurde eine zweistufige Lösung umgesetzt. Am Hauptsystem erfolgt die Überwachung des sicheren Netzbetriebes (erweitert um die Regelungslösung und den geregelten dezentralen Erzeugungseinheiten) durch die Diensthabenden und am ZUQDE-System erfolgen die erforderlichen Kalibrierungs- und Einstellmaßnahmen. Dazu wurden unter anderem die im Bericht dargestellten Masken und Visualisierungen erstellt, wobei die Überwachung auch am ZUQDE-System möglich ist.

Die einfache Handhabung gilt auch für die Systempflege, das heißt die Aktualisierung des Leitsystems (SCADA). Diese erfordert neue Daten die bei Netzänderungen und Erweiterungen zu pflegen sind. Die Erhebung dieser Daten und deren Pflege erfordert die Definition neuer bzw. die Adaptierung bestehender Prozesse.

Dies gilt insbesondere für die zu ermittelnden und bereitzustellenden Lastprofilaten. Diese sind nicht nur einmalig zur Verfügung zu stellen, sondern zumindest im Jahresrhythmus auf Plausibilität zu prüfen und wenn erforderlich zu adaptieren.

Zu beachten ist auch die Einbringung neuer Kraftwerke in das Regelungskonzept. D.h. es muss möglich sein neue Kraftwerke in das Regierungssystem einzubringen, ohne dass Programmierarbeiten bzw. programmtechnische Eingriffe und Änderungen erforderlich sind. Diesbezüglich ist eine „drag and drop“ Lösung anzustreben.

4.2 Flächendeckender ZUQDE Einsatz

Grundsätzlich wird an dieser Stelle festgehalten, dass die Projektpartner nicht davon ausgehen, dass Lösungen wie in diesem Projekt demonstriert aber auch Smart Grid Anwendungen ganz allgemein über klassische „Roll-Out-Szenarien“ ins Feld gebracht werden. Die „Operationalisierung“ solcher Lösungen werden vielmehr bedarfsorientiert, also bspw. in Netzbereichen und Anlagen, „wo der Schuh zuerst drückt“, implementiert und nach und nach auf andere Netzbereiche / Anlagen ausgeweitet. Dabei wird es nicht „DIE Königslösung“ geben, sondern vielmehr eine Mehrzahl von praktikablen Lösungen, die je nach Problemstellung und Ausgangslage in den betroffenen Netzgebieten ausgewählt und eingesetzt werden.

Die flächendeckende Umsetzung von Smart Grid Lösungen wie auch von ZUQDE wird demnach nicht revolutionär, sondern vielmehr evolutionär und bedarfsorientiert unter Berücksichtigung von Lösungsansätzen für spezifische Problemstellungen erfolgen.

Wichtig dabei ist, dass Lösungen, wie sie im Projekt ZUQDE demonstriert wurden, multiplizierbar und skalierbar sind. Damit wird der Weg von einer einzelnen effizienten Lösung einer spezifischen Problemstellung hin zu einem großen Gesamt-Smart-Grid-System ermöglicht. Dies erfordert Erweiterbarkeit und Integrierbarkeit der einzelnen Lösungen.

Sollte die ZUQDE Lösung auf das gesamte Netz der Salzburg AG ausgedehnt werden so sind dabei die folgenden Erweiterungsszenarien realistisch.

1. Integration der unterlagerten 10-kV-Mittelspannungsnetze in die ZUQDE-Regelung inklusive Regelung der Transformatoren.
2. Erweiterung des Systems um die übergeordnete 110-kV-Ebene, damit die Anforderungen dieses Regelbereiches in die Regelung miteingehen.

Für den Produktivbetrieb mit einer hohen Anzahl an der Regelung beteiligter Komponenten würde ein Totalausfall einer zentralen Spannungs-/Blindleistungsregelung unter Umständen die Spannungsstabilität im Netz gefährden. Die Herausforderung für den Betrieb einer solchen Lösung liegt sicher in einer ausfallssicheren Redundanz von Hard- und Softwarekomponenten bei einem zusätzlichen raschen Zugriff auf Know How von Technikern. Kritische elektronische Bauteile (elektronische Baugruppen u.dgl.), die schwer verfügbar sind oder eine lange Lieferzeit vom Lieferanten haben, müssen vor Ort als Ersatzteile vorgehalten werden. Gerade bei teuren Bauteilen ist das meist eine Risikoabwägung. Wenn die Wahrscheinlichkeit des Auftretens eines Fehlers sehr gering ist und im Gegenzug die Kosten für die Ersatzteilerhaltung überproportional hoch sind, bedarf es zur Entscheidung der Vorgangsweise eines strukturierten und analytischen Prozesses.

Eine weitere kritische Infrastruktur im Projekt stellt das Datennetz dar. Viele, gerade abgelegene, Standorte können technisch nicht redundant mit Datenleitungen angebunden werden. Für die technische Konzeption sind Überlegungen zu vertiefen, wie weit die Verfügbarkeit eines Regelstandortes die Gesamtfunktionalität beeinflusst oder unter Umständen beeinträchtigt. Kernstandorte für die Spannungsregelung wie beispielsweise Umspannwerke mit Regelumspannern sollten jedenfalls über redundante Datenanbindungen verfügen.

Darüber hinaus sind Fragen der Systemkonzeptionen, wie sie in Abschnitt 3.7.4 angesprochen sind (richtige Einstellung „Ersatzsollwerte“, ...), zu beachten.

Grundsätzlich wird festgehalten, dass das ZUQDE-System den Anforderungen der Skalierbarkeit und der Multiplizierbarkeit, wie eingangs erwähnt, auf Basis der Erkenntnisse des Projekts voll entspricht.

4.2.1 Standardisierte Anlagen

In der Projektumsetzung wurden wie in Kapitel 2 beschrieben die einzelnen Kraftwerke individuell mit ihren Spezifika betrachtet. Die Einzelbetrachtung der Anlagen im Projekt war nötig, da es sich um Bestandsanlagen von unterschiedlichen Betreibern, mit unterschiedlichen Errichtungsdaten und dementsprechend mit unterschiedlichen Eigenschaften handelt. Infolgedessen waren die Umbauten der Kraftwerksregler sowie die kommunikationstechnischen Anbindungen jeweils Individuallösungen, welche mit einem hohen Implementierungsaufwand verbunden sind. Für einen flächendeckenden Einsatz des ZUQDE-Systems sind dementsprechend Individuallösungen aufgrund des Aufwands nicht sinnvoll. Aus diesem Grund ist eine einheitliche Einbindung von Anlagen anzustreben. Um dies zu erreichen sind sowohl vereinheitlichte Schnittstellen zu den Anlagen zu schaffen als auch Mindestanforderungen in Bezug auf maßgebliche Anlagenparameter zu definieren.

Konkret ist damit gemeint, dass der notwendige Umfang an Datenpunkten sowie die Art der Schnittstellen zur Informationsübergabe fixiert werden sollen. Neben der Festlegung der Beeinflussungsmöglichkeiten sind Mindestanforderungen an das Regelvermögen der Anlagen vor allem in Bezug auf Blindleistung beispielsweise in Form von PQ-Diagrammen zu definieren.

Um die Vorzüge eines intelligenten Systems wie ZUQDE zu nutzen ist es notwendig, dass die Anlagen im Netz den genannten Anforderungen entsprechen. Der Netzbetreiber hat diesbezüglich aktuell nur eine Möglichkeit dies durchzusetzen, den Netzzugangsvertrag. Folglich ist zu empfehlen, die Einspeisebestätigung bzw. den Netzzugangsvertrag zu erweitern um die Voraussetzungen für den Einsatz intelligenter Netzregelungsmechanismen zu schaffen.

Die Salzburg Netz GmbH nutzt diese Möglichkeit bereits jetzt um mit den Erkenntnissen aus den Smart Grid Projekten die Kunden rechtzeitig auf die neuen Anforderungen vor zu bereiten.

4.2.2 Security

Für eine Anwendung dieser Lösung im Tagesgeschäft sind in Bezug auf Anforderungen der „technischen Security“, wie in Kapitel 3.7.7 analysiert, das Sichern von Schnittstellen, das Verkleinern des Wirkungsbereiches von Funkschnittstellen sowie das Clustern

und Härten der Server (ZUQDE Rechner) wichtige Aufgaben, welche bereits konzeptionell in Sinne von „Security by design“ definiert werden müssen.

Erst nach Sicherstellen dieser „Security by Design“ Architektur ist es sinnvoll den sicheren Einsatz über die Pilotanwendung hinaus zu starten.

4.3 Untersuchungsgegenstand Abnutzung von Komponenten

Die Anwendung des ZUQDE-Systems hat gezeigt, dass das Netz durch die dynamische Spannungsregelung mit einer Betriebsspannung nahe der unteren Grenzen betrieben werden kann. Damit verbunden ist eine Reduktion der durchschnittlichen Betriebsspannung der Betriebsmittel. Die Reduktion der Betriebsspannung kann neben der in Kapitel 1s beschriebenen Leistungsreduktion noch andere Auswirkungen mit sich bringen. Beispielsweise kann sich eine reduzierte Betriebsspannung auf die Alterung der Betriebsmittel auswirken.

Bekanntlich stellen Leistungstransformatoren und Kabeln in jedem elektrischen Versorgungsnetz sowohl kapitalmäßig als auch betriebstechnisch hochwertige Komponenten dar. Aus diesem Grund ist die Abschätzung der betriebsbedingten Alterung für den angestrebten störungsfreien Betrieb eines elektrischen Versorgungsnetzes von sehr großer Bedeutung. Die Alterungsrate hängt von verschiedenen Faktoren wie Transformatorausführung, Kapazität, Wartungshistorie und Lastverlauf sowie Klima- und Umweltbedingungen ab. Wichtige Einflussfaktoren für die Alterungsrate sind:

- Feuchtigkeitsgehalt und -erhöhungen (z. B. Zersetzungsprodukt von Kohlenwasserstoffen in der Isolierung)
- Betriebstemperaturen (unter Last, Umgebung);
- Mechanische und elektrische Belastung (Kurzschlüsse, Oberschwingungen, Betriebsspannung usw.)

Allein die Betriebsspannung verursacht bei isolierenden Materialien eine Art von Spannungsstress, der schließlich zur Isolationsverschlechterung führt und nach einer bestimmten Zeit einen Ausfall zur Folge haben kann. Der Betriebsspannungsstress trägt direkt zum Altern bei und andere Faktoren des Alterns werden mit seinem Effekt multipliziert. Anders als bei dem durch gegenwärtigen Stromfluss verursachten thermischen Stress, welcher nur während Höchstlastzuständen entsteht und dies nur, wenn Höchstlasten während eines beträchtlichen Zeitabschnitts auftreten, besteht der Betriebsspannungsstress alle 8760 Stunden des Jahres mit ungefähr der gleichen Größe.

Das Verhältnis zwischen Betriebsspannungshöhe und Alterungsrate ist in hohem Grade exponentiell.¹⁸ Eine Betriebsspannungsabsenkung von 5% verursacht in einigen Fällen eine Verminderung der durch die Betriebsspannung verursachte Alterung um 35%. Damit verringert sich die durch den Betriebsspannungsstress zu erwartende Störungsrate um 35%. Da die Betriebsspannung nicht der einzige Alterungsfaktor ist, wird die Gesamtstörungsrate vermutlich 15 bis 20% verringert.

Neben den technischen Aspekten spielen vor allem Rahmenbedingen eine wichtige Rolle für den Einsatz intelligenter Lösungen im Energiesystem. Auf Erkenntnisse in Bezug auf

¹⁸ Vgl. H.Lee Willis, G.V.Welch, R.R. Schrieber: „Aging Power Delivery Infrastructures“, Marcel Dekker, New York, 2001

den gesetzlichen, regulatorischen und wirtschaftlichen Rahmen wird im folgenden Abschnitt eingegangen.

4.4 Rahmenbedingungen

Die Projektumsetzung zeigt Grenzen für intelligente Lösungen im Energieversorgungsbe-
reich in Bezug auf die aktuellen Rahmenbedingungen auf. Diese Erkenntnisse werden in
den folgenden Absätzen angesprochen.

TOR (technisch organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen) Teil D: Besondere technische Regeln Hauptabschnitt D4: Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen mit Verteilernetzen

In den TOR D4 ist die Problematik der Spannungshaltung sehr ausführlich dargestellt. Hier ist ausdrücklich die Möglichkeit für zukünftige innovative Spannungsregelungssysteme (wie den ZUQDE-Regler) gegeben. Aus dieser Betrachtungssicht ist das ZUQDE-Regelkonzept ausdrücklich erwünscht:

Auszug aus Tor D4: „Aus Gründen der Spannungsstabilität und der Spannungsqualität im Netz des Netzbetreibers kann auch eine spannungsabhängige Blindleistungsregelung oder eine andere netzspezifische Spannungsregelung notwendig sein, um den Parallelbetrieb einer Erzeugungsanlage mit dem Netz zu ermöglichen, ohne die Spannungsqualität für andere Netzbenutzer unzulässig zu beeinflussen. Bei einer solchen Betriebsweise kann statt einer Blindleistungslieferung gemäß einem festgelegten Leistungsfaktor λ (Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$) auch eine andere variable Blindleistungslieferung bzw. ein Blindleistungsbezug aus dem Netz des Netzbetreibers erforderlich sein. In besonderen, vom Netzbetreiber begründeten Fällen kann auch eine Reduzierung der Wirkleistungslieferung notwendig werden.“

ANB (Allgemeine Bedingungen für den Zugang zum Verteilernetz der Salzburg Netz GmbH, Stand 12.01.2010):

In den ANB ist zur Blindleistungsregelung von Einspeiseanlagen unter VII 8. folgendes festgelegt:

„Für Einspeiser kann der Sollwert der Blindenergieeinspeisung oder des Blindenergiebezuges bzw. des Leistungsfaktors gemäß den geltenden technischen Regeln zwischen dem Netzbetreiber und dem Einspeiser unter Berücksichtigung der Erfordernisse des Netzbetriebes vereinbart werden.“

Dieser Passus lässt die Möglichkeiten der Blindleistungs-Regelvorgaben für den Netzbetreiber offen.

Zur Datenübertragung wird in den ANB unter Punkt XIV. „Übermittlung von Daten“ nur die Datenübertragung für Verrechnungszwecke betrachtet. In welcher Weise eine Datenübertragung für Regelungszwecke erfolgen soll ist hier nicht festgelegt.

Der ZUQDE-Regler entspricht grundsätzlich dem Regelungsinhalt der ANB, eine Beschreibung der online-Datenübertragung für Regelungszwecke soll ergänzt werden. Diskussionen und Festlegungen über eine allfällig notwendige Vergütung der Netzbetreiber an die Erzeuger für Blind- und allenfalls auch Wirkleistungsbereitstellung im Rahmen der beschriebenen Regelungsvorgänge sind zu treffen.

Systemnutzungstarifverordnung (SNTVO):

In den SNTVO (konsolidierte Fassung 2011) ist zur Verrechnung von Blindenergie im Kapitel Netzzugangsentgelt Folgendes festgelegt:

„(2) Nicht im Netznutzungsentgelt berücksichtigt ist eine Blindleistungsbereitstellung, die gesonderte Maßnahmen erfordert, individuell zuordenbar ist und innerhalb eines definierten Zeitraums mit einem Leistungsfaktor, dessen Absolutbetrag kleiner als 0,9 ist, erfolgt. Die Aufwendungen dafür sind den Netzbenutzern gesondert zu verrechnen“.

Somit ist festgelegt, dass einem Verbraucher für Blindleistungsbezug und für Blindleistungslieferung außerhalb des Leistungsfaktors 0,9 Blindleistung in Rechnung gestellt werden kann.

Der Umkehrschluss, dass ein Erzeuger für eine vom Netzbetreiber angeforderten Blindleistungslieferung/Blindleistungsbezug außerhalb des Leistungsfaktors $\lambda = 0,9$ im Sinne der Gleichberechtigung eine Rechnung stellen darf, ist nicht geregelt und auch nicht dezidiert ausgeschlossen.

Das ZUQDE-Regelungskonzept berücksichtigt grundsätzlich die $\lambda = 0,9$ -Grenze nicht. Technisch ist es problemlos möglich im Teillastfall mehr Blindleistung zu liefern oder zu beziehen. Für einen uneingeschränkten Betrieb des ZUQDE-Systems wäre eine Regelung in den SNTVO wünschenswert.

Analoges gilt, wie bereits beschrieben, für den Fall volkswirtschaftlich sinnvoller Einschränkungen der Wirkleistungserzeugung im Rahmen der Spannungsbandbewirtschaftung.

Netzanschlussverträge

In den Netzanschlussverträgen müssen für den Einsatz des ZUQDE-Reglers neben den Anforderungen der Spannungshaltung am technisch geeigneten Anschlusspunkt speziell die Themen Datenübertragung (in ANB nicht geregelt) und Blindleistungsverrechnung (in SNTVO nicht geregelt) behandelt werden.

Falls seitens des Regulators festgestellt wird, dass Blindleistung gleichberechtigt zu verrechnen bzw. zu vergüten ist, so wird ein anderslautender Passus im Netzvertrag unwirksam.

Neben den genannten direkten Betroffenheit sind zudem indirekte Abhängigkeiten wie die folgenden zu berücksichtigen:

Minimierung des Leistungsbedarfs vs. Reduzierung der Verteilnetzverluste

Die Funktionalität der Optimierung bzw. Minimierung der Bezugsleistung aus dem übergeordneten Netz kann als eine Möglichkeit des Engpassmanagements bezeichnet werden. Es besteht jedoch die Möglichkeit, dass es dabei zu einer Erhöhung des Übertragungsverluste (speziell auf den Leitungen) kommt. Das aktuelle Schema der Anerkennung der Netzverluste in Österreich sieht eine Deckelung der Netzverlustmenge als Prozentsatz der Netzabgabemenge für Verteilnetzbetreiber vor. Zu beachten ist hierbei, dass der Deckel als rollierend zu verstehen ist und sich der Prozentsatz der anerkannten Netzverlustmenge jährlich verringert.

Das Ziel dieser Regelung, die Reduktion der Netzverluste des Verteilnetzes, steht also nicht im Einklang mit dem Einsatz der Minimierung der Bezugsleistung aus dem überge-

ordneten Netz als Engpassmaßnahme, da diese eine Erhöhung der Netzverluste zur Folge haben kann. Dies würde bedeuten, dass dem Verteilnetzbetreiber Kosten für die Aufbringung der Netzverluste entstehen, die nicht anerkannt würden. Dieser Punkt erfordert weiter führende Analysen.

Engpassmanagement und Schwarzstartfähige Kraftwerke im Verteilnetz

Das EIWOG hat unter § 3 Abs. 4 bzw. § 4 Abs. 6 zum Ziel, einen Ausgleich für gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen im Allgemeininteresse zu schaffen, die den Elektrizitätsunternehmen auferlegt wurden und die sich auf die Sicherheit, einschließlich der Versorgungssicherheit, die Regelmäßigkeit, die Qualität und den Preis der Lieferungen sowie auf den Umweltschutz beziehen.

Maßnahmen zur Beherrschung von kritischen Netzzuständen, zur Vermeidung von Großstörungen bzw. zur Begrenzung ihrer Auswirkungen sind von höchster Bedeutung für den sicheren Betrieb der österreichischen Netze, für den effizienten und dem Bedarf entsprechenden Betrieb und die Betriebskoordination der österreichischen Übertragungs- und Verteilernetze, sowie allgemein für die Versorgungssicherheit mit elektrischer Energie.

Die Maßnahmen sind in allen Bereichen des elektrischen Energieversorgungssystems zu realisieren, also in Kraftwerken, im Netz und auf der Netzbenutzerebene. Sie beschreiben präventive Maßnahmen, aktive Anpassungen der Erzeugung von Wirk- und Blindleistung sowie Maßnahmen zur Netzbenutzerabschaltung passiv im Netz wie auch aktiv bei Netzbenutzern.

Der Betrieb des Netzes umfasst insbesondere nachstehende Leistungen:

- Spannungshaltung und Blindleistungsbereitstellung;
- Betriebsführung;
- Versorgungswiederaufbau;
- Verhinderung und Beseitigung von Netzengpässen sowie
- Datenübertragung, -speicherung und -auswertung.

Zur Sicherstellung des sicheren Betriebes sind insbesondere schwarzstartfähige Kraftwerke im Netzgebiet vorzuhalten, um so neben dem Beitrag für das Verteilernetz auch einen für das Übertragungsnetz zu leisten. Aufgrund der unterschiedlichen Kraftwerkstechnologien und deren Charakteristika empfiehlt es sich, zugehörige Verträge mit potentiell möglichen Kraftwerken, unter Berücksichtigung der Netzkonzepte, u.a. Netzwiederversorgungskonzepte, abzuschließen.

In diesem Kontext erscheint es als nicht sinnvoll, die dezentralen Einspeiseanlagen schwarzstartfähig auszurüsten – dies wird sinnvollerweise durch große KW-Blöcke sicher gestellt. Im Sinne der oben genannten Zwecke könnte aber diskutiert werden auch kleinere Kraftwerke zumindest inselbetriebsfähig auszuführen und, sofern sie technisch entsprechend ausgerüstet sind und damit dazu in der Lage, den Markt für solche Systemdienstleistungen auch für kleine Einspeiser zu öffnen. Im Sinne des Engpassmanagements in Verteilernetzen können diese dezentralen Einspeiser in vielen Fällen eine wertvolle Unterstützung des Netzbetriebes sicherstellen.

Derzeit werden in Österreich in erster Linie für ausgewählte Kraftwerke im Übertragungsnetz (also auf der 220-kV- bzw. 380-kV-Ebene) die Kosten für Schwarzstart- und Inselbetriebsfähigkeit von der Regulierungsbehörde als Teil der Netzkosten anerkannt weil

man davon ausgeht, dass in erster Linie diese einen allfällig notwendigen Netzwiederaufbau stützen.

In der Praxis wird das bereits jetzt auch durch geeignete Kraftwerke im Verteilernetz sichergestellt (auf der Hoch- und Mittelspannungsebene).

Ebenso ist die Teilnahme von Kraftwerken in Österreich erst seit 2012 möglich und da nur für KW mit einer Nennleistung über 2 MW.

Grundsätzlich sollte man zukünftig die Potenziale der Summe kleiner Einspeiseeinheiten nutzen und auch für diese die Möglichkeit öffnen, technisch und aus Marktsicht für diese Anforderungen und Dienstleistungen einen Beitrag zu leisten.

Datenschutz und Security

Beide Aspekte sind gemäß den in Kapitel 3.7 beschriebenen Anforderungen im Vorfeld der Umsetzung im Regelgeschäft sicher zu stellen. Das Fehlen von einheitlichen Schutzprofilen im Zusammenhang mit Datenschutz und „technischer Security“ erfordert zur Sicherstellung dieser Voraussetzungen jeweils individuelle Analysen und Umsetzungen. Ein diesbezügliches Instrument kann die aktuelle Situation im Punkte Sicherheit verbessern und lässt die Standardisierung von Produkten und Prozessen weiter fortschreiten, was in weiterer Folge zu einer Kostenreduktion, einem höherem Bewusstsein der Risiken und einer höherer Akzeptanz von Sicherungsmaßnahmen sowie einem insgesamt höheren Sicherheitsniveau führen kann.

Dementsprechend ist eine von einem breiten Kreis getragene gemeinsame Richtlinie zu Datenschutz und Security in der Zukunft für Smart Grid Umsetzungen hilfreich.

5 Literaturverzeichnis

Riegel Max, Chindapol Aik, Kröselberg Dirk: Deploying Mobile WiMAX. John Wiley&Sons, 2009, ISBN 978-0-470-69476-3

H.Lee Willis, G.V.Welch, R.R. Schrieber: „Aging Power Delivery Infrastructures“, Marcel Dekker, New York, 2001

Internetquellen

Siemens AG:

<http://www.energy.siemens.com/hq/de/automatisierung/stromuebertragung-verteilung/stationsleittechnik/>, 24.05.2012

US Energy Information Administration: International Energy Statistics

<http://www.eia.gov>, 23.07.2012

6 Anhang

6.1 Disseminationen Projekt ZUQDE

- Stakeholderinformationen, z.B.
 - 26.01.2012 – Information für Energie-Control Austria (ECA) im Lastverteiler im Rahmen einer Energielenkungsübung in Salzburg mit Vertretern des Bundesministeriums für Wirtschaft, Familie und Jugend (BMWFJ), des Regelzonenführers Strom Austrian Power Grid (APG) und Gas Austrian Gas Grid Management (AGGM) und des Landes Salzburg
 - 01.03.2012 – Vorführung für Siemens Mitarbeiter aus Norwegen
 - 04.04.2012 – Information für Vorstände beider Projektpartner (Fr. Steinberger-Kern, Siemens AG, Hr. Schitter Salzburg AG)
 - 29.04.2012 – Lange Nacht der Forschung, Standort Salzburg AG
 - 2 Besuche, 2 TelCos – Erfahrungsaustausch auf Anfrage ERDF (F&E-Bereich von EDF)
 - 1 Besuch, mehrere TelCos – Erfahrungsaustausch auf Anfrage SINTEF (Norwegen)
 - 06.06.2012 – Projektvorstellung und Ergebnisdiskussion mit Vertretern von 11 Verteilernetzbetreibern aus Österreich und 1 aus Frankreich in Salzburg
- div. Infoveranstaltungen für Siemens-Usergroups, z.B.
 - 28. – 30.09.2011 Spectrum User Group 2011 in Linz
 - 26. – 28.10.2011 6th Power Spectrum User Group in Rom
 - 22. – 23.03.2012 Treffen von Leitwartenverantwortlichen österreichischer Verteilernetzbetreiber in Graz
 - 19. – 20.09.2012 Smart Grids Infotage in Dresden
 - 26. – 27.09.2012 Smart Grids Infotage in Köln
- Beiträge auf Kongressen z.B.
 - 03.11.2010 „Meeting of regional Smart Grids technology platforms“ in Ljubljana auf Einladung und Organisation durch die Nationale Technologieplattform Smart Grids (NTP) Slowenien
 - 15.04.2011 „Energissima“ in Fribourg (CH), „der einzigen Ausstellung der Schweiz, die sich ausschließlich dem Thema erneuerbare Energien widmet“ (siehe auch www.energissima.ch/de/homepage.html)

14.06.2011 Seminar "Distribution Smart Grid" in Zagreb auf Einladung und Organisation durch das CIRED¹⁹ Croatian National Committee / NTP Croatia

23. – 25.06.2010 Smart Grids Week 2010 in Salzburg: Posterpräsentation Projekt ZUQDE sowie Projektpräsentation zur Smart Grids Modellregion Salzburg (SGMS) inkl. Projekt ZUQDE

24. – 27.05.2011 Smart Grids Week 2011 in Linz: Posterpräsentation Projekt ZUQDE und Projektpräsentation zur Smart Grids Modellregion Salzburg (SGMS) inkl. Projekt ZUQDE

23. – 25.05.2012 Smart Grids Week 2012 in Bregenz: Posterpräsentation Projekt ZUQDE inkl. Projektvorstellung im Auditorium

05. – 06.11.2012 VDE²⁰-Kongress 2012 „Smart Grids“ in Stuttgart

- Publikationen, z.B.

IEEE²¹ Transactions on Smart Grids

Publikation für CIRED 2013 geplant

- Film Siemens über ZUQDE (geplant)

¹⁹ Congrès International des Réseaux Electriques de Distribution

²⁰ Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik (Deutschland)

²¹ Institute of Electrical and Electronics Engineers

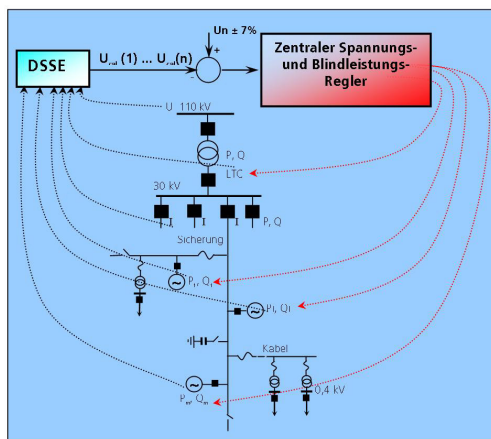
ZUQDE-Poster Smart Grids Week 2010 in Salzburg (23. – 25.06.2010):

Smart Grids Modellregion Salzburg Projekt ZUQDE – Zentrale Spannungs-(U)- / Blindleistungs-(Q)-Regelung für Dezentrale Erzeuger

Problemstellung

- Für den Anschluss von Erzeugungsanlagen müssen (vor allem auch bei steigendem Anteil der erneuerbaren Energien) **kostengünstige und „intelligente“ Lösungen** gefunden werden, die den Netzbetrieb innerhalb der zulässigen Betriebsgrenzen sicherstellen.
- Derzeit muss der Kraftwerksbetreiber bis zum technisch geeigneten Anschlusspunkt eine oftmals teure Anschlussleitung errichten, was in vielen Fällen die Wirtschaftlichkeit von Projekten in Frage stellt.

Zielsetzung



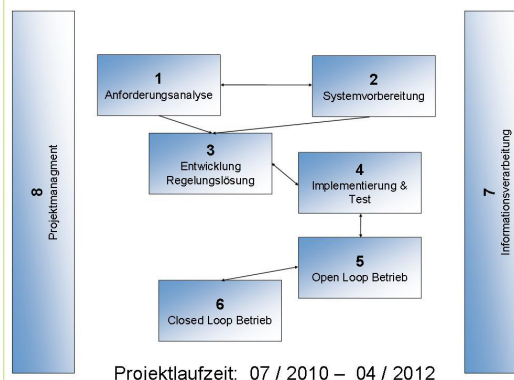
Zielfunktionen:

- Verhindern von Grenzwertverletzungen
- Minimierung Leistungsbedarf
- Verlustminimierung
- Maximierung der erzeugten Blindleistung
- Umsatz maximieren

Grundlegende Aufgaben:

- Verbesserung der Zuverlässigkeit und Qualität
 - Kostenbeeinflussung
- durch
- Steuerung von Transformatoren, Erzeuger, Lasten

Methodik

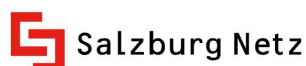


Angestrebte Ergebnisse

- Zentrale Spannungs-/ Blindleistungsoptimierung und ~regelung über das bestehende Prozessrechnersystem
- Optimierung jedes Netzknotens im MS-Netz (Spannungshaltung, Blindleistungs-Mgmt, Verlustminimierung)
- Optimierung inklusive übergeordnetes 110-kV-Netz bzw. untergeordnetes Niederspannungsnetz
- Die **prototypische Entwicklung** wird mit einem Closed-Loop-Betrieb im **Testnetz Lungau (Land Salzburg)** demonstriert und abgeschlossen
- Vergleich mit dem Ansatz von DG Demonetz



Dieses Projekt wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „NEUE ENERGIEN 2020“ durchgeführt.



ZUQDE-Poster Smart Grids Week 2011 in Linz (24. – 27.05.2011):

Smart Grids Modellregion Salzburg
Projekt ZUQDE –
Zentrale Spannungs-(U)- / Blindleistungs-(Q)-Regelung für Dezentrale Erzeuger

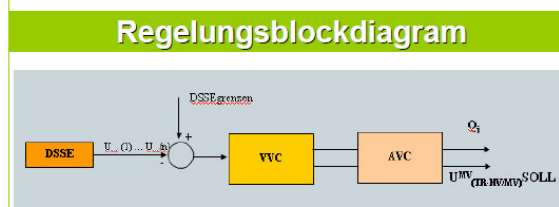
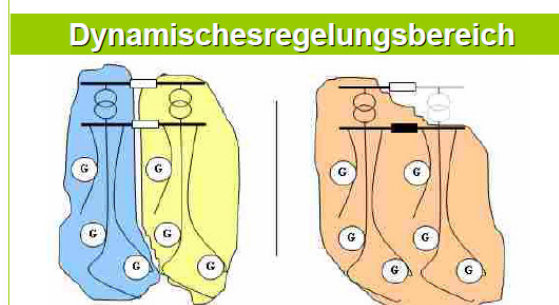
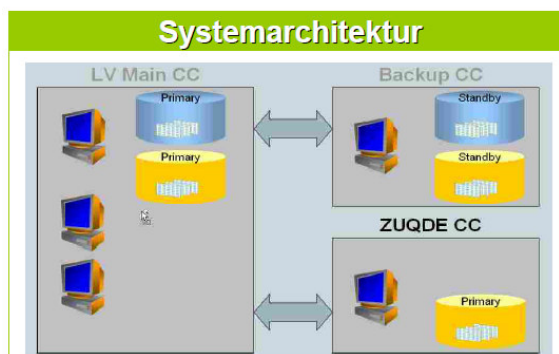
Thomas Rieder thomas.rieder@salzburgnetz.at Albana Ilo albana.ilo@siemens.com

Problemstellung

- Für den Anschluss von Erzeugungsanlagen müssen (vor allem auch bei steigendem Anteil der erneuerbaren Energien) **kostengünstige und „intelligente“ Lösungen** gefunden werden, die den Netzbetrieb innerhalb der zulässigen Betriebsgrenzen sicherstellen.
- Derzeit muss der Kraftwerksbetreiber bis zum technisch geeigneten Anschlusspunkt eine oftmals teure Anschlussleitung errichten, was in vielen Fällen die Wirtschaftlichkeit von Projekten in Frage stellt.

Angestrebte Ergebnisse

- Zentrale Spannungs- / Blindleistungs-optimierung und -regelung über das bestehende Prozessrechnersystem
- Die **prototypische Entwicklung** wird mit einem **Closed-Loop-Betrieb im Testnetz Lungau (Land Salzburg)** demonstriert und abgeschlossen
- Vergleich mit dem Ansatz von DG Demonetz



Grundlegende Aufgaben:

- Verbesserung der Zuverlässigkeit und Qualität
 - Kostenbeeinflussung
- durch
- Steuerung von Transformatoren, Erzeuger, Lasten**



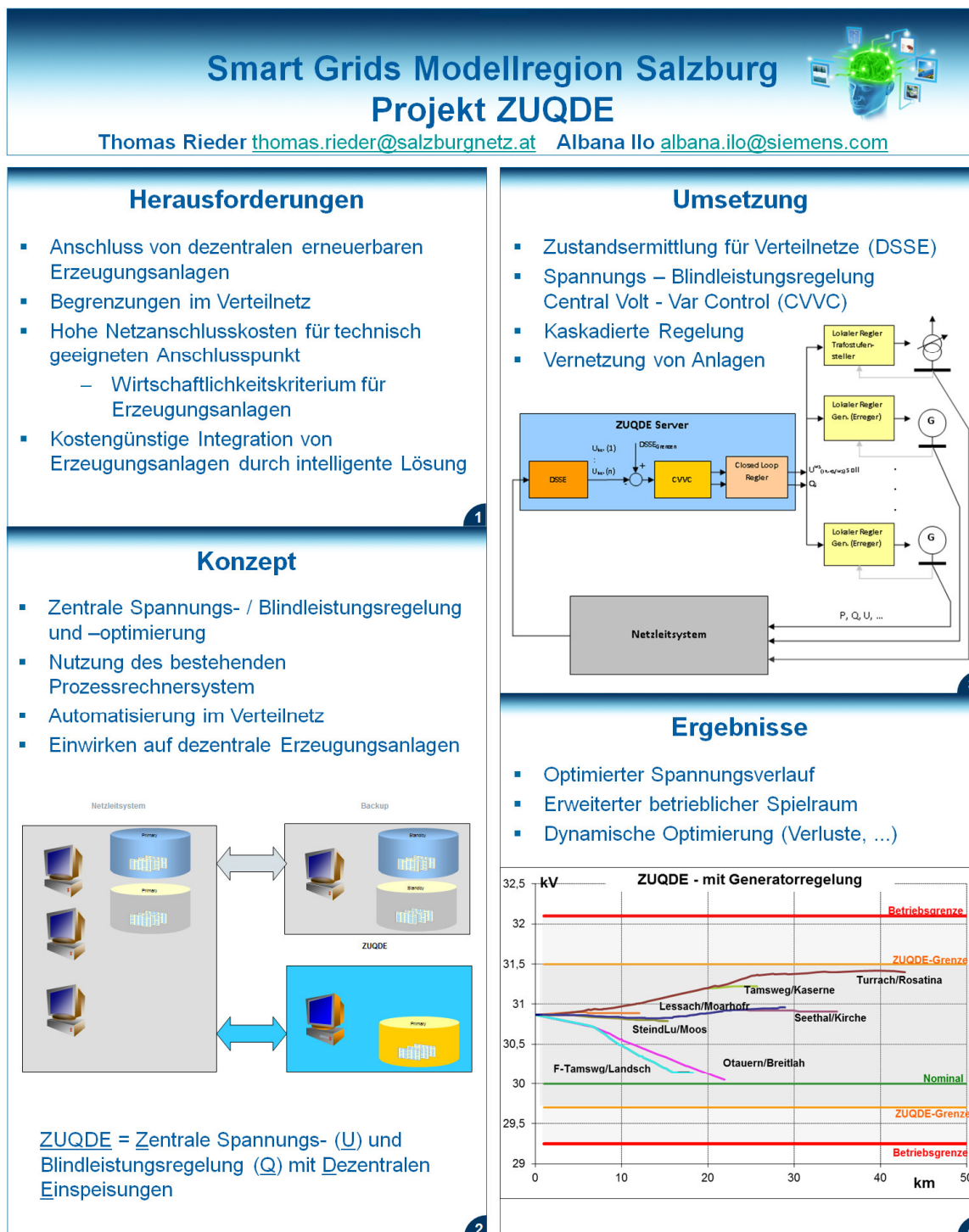
Dieses Projekt wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „NEUE ENERGIEN 2020“ durchgeführt.



Salzburg Netz



ZUQDE-Poster Smart Grids Week 2012 in Bregenz (21. – 25.05.2012):



Dieses Projekt wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „NEUE ENERGIEN 2020“ durchgeführt.

6.2 Projektteam

Salzburg Netz GmbH:

Ansprechpartner zum Projekt:

DI Thomas Rieder, MBA
Leiter Elektrische Netze, *Projektleiter*
Thomas.rieder@salzburgnetz.at

DI Walter Schaffer, MBE
Leiter Netzlastverteiler
Walter.schaffer@salzburgnetz.at

Weitere Projektmitarbeiter:

DDI Philipp Mattle
DI Rudolf Pointner
Dipl-HTL-Ing. Rudolf Palzenberger
Ing. Norbert Schwaighofer

Siemens AG Österreich:

Ing. Manfred Diwold
IC SG EA SOL
Infrastructure & Cities, Smart Grids,
Energy Automation, Solutions
Manfred.diwold@siemens.com

Dr. Albana Ilo
CT DC E EMA CEE
Corporate Technology Central Eastern Europe
Development Center Energy
Energy Management Applications
Albana.ilo@siemens.com

DI Thomas Attwenger
DI Wolfram Bornberg
Ing. Wolfgang Bittermann
DI Andreas Lugmaier

IMPRESSUM

Verfasser

Salzburg Netz GmbH

- DI Thomas Rieder, MBA
Leiter Elektrische Netze, Projektleiter
E-Mail: Thomas.rieder@salzburgnetz.at
- DI Walter Schaffer, MBE
Leiter Netzlastverteiler
E-Mail: Walter.schaffer@salzburgnetz.at

Siemens AG Österreich

- Ing. Manfred Diwold
IC SG EA SOL
Infrastructure & Cities, Smart Grids,
Energy Automation, Solutions
E-Mail: Manfred.diwold@siemens.com
- Dr. Albana Ilo
CT DC E EMA CEE
Corporate Technology Central Eastern
Europe
Development Center Energy
Energy Management Applications
E-Mail: Albana.ilo@siemens.com

Weitere Projektmitarbeiter

- DDI Philipp Mattle
- DI Rudolf Pointner
- Dipl-HTL-Ing. Rudolf Palzenberger
- Ing. Norbert Schwaighofer
- DI Thomas Attwenger
- DI Wolfram Bornberg
- Ing. Wolfgang Bittermann
- DI Andreas Lugmaier

Eigentümer, Herausgeber und Medieninhaber

Klima- und Energiefonds
Gumpendorfer Straße 5/22
1060 Wien
E-Mail: office@klimafonds.gv.at
Web: www.klimafonds.gv.at

Disclaimer

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

Weder der Klima- und Energiefonds noch die Forschungsförderungsgesellschaft (FFG) sind für die Weiternutzung der hier enthaltenen Informationen verantwortlich.

Gestaltung des Deckblattes

ZS communication + art GmbH