

DG DEMONETZ VALIDIERUNG: INNOVATIVE SPANNUNGSREGELUNG VON DER SIMULATION ZUM FELDTTEST

M. Stifter¹, B. Bletterie¹, Helfried Brunner¹ D. Burnier(*)¹,
H. Sawsan(*)¹, F. Andr n(*)¹, R. Schwalbe(*)¹, W. Tremmel¹,
A. Abart², R. Nennung³, F. Herb³, R. Pointner⁴

¹AIT – Austrian Institute of Technology, Giefinggasse 2, 0664 8157944,
matthias.stifter@ait.ac.at

²Energie AG Oberösterreich Netz, Austria

³VKW Netz AG, Bregenz, Austria

⁴Salzburg Netz GmbH, Austria.

Kurzfassung: DG DemoNetz verfolgt ein innovatives Konzept zur Spannungsregelung durch Stufenstellung der Umspanner und der Blind- und Wirkleistung dezentraler Einspeiser, um die Ausnutzung des Spannungsbands zu optimieren und die Anschlussleistungen dezentraler Erzeuger zu maximieren.  ber die letzten Jahre wurde das Regelungskonzept weiter entwickelt und mittels Simulation laufend verbessert. Der modulare Regelungsansatz, die Verifizierung mittels Simulation und die ersten Erfahrungen im „open loop“ und „closed loop“ Feldtest im Mittelspannungsnetz in Vorarlberg – Großes Walsertal und in Salzburg – Lungau sind Inhalte dieser Arbeit.

Keywords: Spannungsregelung, Verteilte Erzeugung, Smart Grid, Simulation, Feldtest

1 Einleitung

Die Spannungsanhebung aufgrund Einspeisung verteilter Erzeugung in Verteilernetzen ist der maßgebliche Faktor der die Anschlussleistung von Anlagen begrenzt, bzw. neue Kraftwerksprojekte verhindert. Die Einhaltung der vorgeschriebenen Spannungsgrenzen an den Netzknoten kann durch die Regelung der Transformatorstufe (Fernregelung), durch die Bezug von Blindleistung der Anlagen (Blindleistungsregelung) erfolgen, bzw. durch die Koordination beider Einflussgrößen (koordinierte Regelung).

Koordinierte Spannungsregelung in Mittelspannungsverteilernetzen ist eine effektive Methode um verteilte Erzeugung und erneuerbare Energieträger wie Kleinwasserkraft zu integrieren. Verschiedene Konzepte existieren jedoch sind nahezu keine Umsetzungen im Betrieb validiert [1],[2],[3],[4]. Der DG DemoNetz Ansatzes wird in einem Langzeittest Einsicht über die Wirksamkeit und den Betrieb bei verschiedenen Netzzustanden und saisonalen Situationen geben.

2 Koordinierte Spannungsregelung

2.1 Begriffsdefinition

Das Spannungsband ist der Bereich zwischen dem höchsten und niedrigsten erlaubten Spannungsgrenzwert.

Die Spannungsspreizung oder kurz Spreizung (voltage range) ist definiert als der Bereich des Spannungsbandes der zwischen der höchsten und der niedrigsten Knotenspannung aufgespannt wird.

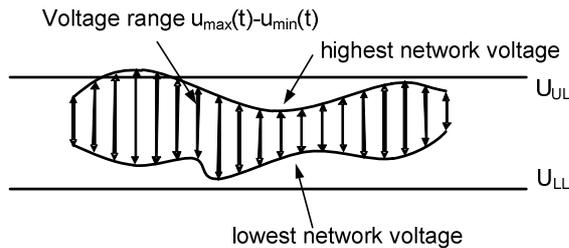


Abbildung 1: Spannungsband und Spannungsspreizung, definiert durch den höchsten und niedrigsten Spannungsknoten

Das Effektive Spannungsband ist definiert als das erlaubte Spannungsband, reduziert um die Differenz einer Stufe des Stufenstellers inklusiver dessen Schwellwert (ca. 1,2 fache einer Stufe).

Kritische Knoten werden als jene Knoten bezeichnet, die in einer Jahressimulation auf Basis von historischen Daten, als höchster oder niedrigster Knoten im Netz auftreten. Durch manuelle Auswahl (bzw. aufgrund Erreichbarkeit der Messstellen) können korrelierende Nachbarknoten zusammengefasst werden.

2.2 Konzept des „Level-“ und „Range Control“

Ergebnis der konsequenten Weiterentwicklung des DG DemoNetz Reglers ist die robuste Separierung der beiden Regelaufgaben der Spannungshaltung durch den Stufensteller und durch die Anlagen. Steht genügend Spannungsband zur Verfügung, dass die Spannungsspreizung der Knoten kleiner als das Effektive Spannungsband ist, können beide Regler unabhängig voneinander arbeiten und somit parallelisiert werden. Abbildung 2 zeigt schematisch die beiden Regler.

Der level controller ist als eine kaskadierte Sollwertregelung des bestehenden Umspanner Spannungsregler ausgeführt. Diese unterlagerte, schnellere Regelschleife ist für die Ausreglung der Laständerungen und der Einflüsse aus dem überlagerten Netz zuständig.

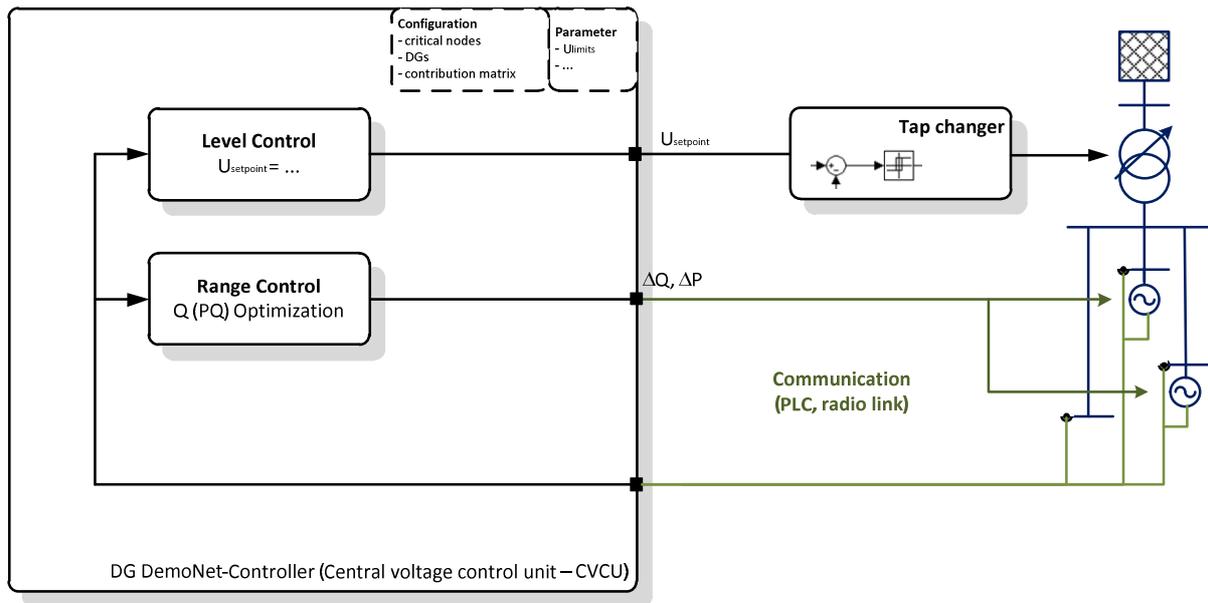


Abbildung 2: Konzept des "level-" und "range controllers"

2.2.1 Level Control

Die Aufgabe des level controllers ist die Stufenstellung des Umformers, und damit das Anheben oder Absenken der gesamten Spannung im Netzabschnitt. Durch die Sollwertvorgabe an den bestehenden Spannungsregler des Transformators – können durch diese kaskadierte Regelung verschiedene Regelstrategien eingesetzt werden. Die durch den höchsten und niedrigsten kritischen Knoten aufgespannte Spreizung (voltage range) kann (a) zentriert, (b) am oberen, (c) am unteren Spannungsband oder mit (d) minimalen Schaltungen des Umformers geregelt werden. Ein Beispiel für die implementierte Strategie die Spannung „zentriert“ (a) im Spannungsband zu halten:

$$U_{set} = U_{UL} - \frac{VB - Rng}{2} (u_{max} - u_{curr}) \quad (1)$$

$$Rng = u_{max} - u_{min} \quad (2)$$

Wobei U_{UL} die obere Spannungsgrenze, VB the Spannungsband, Rng die Spreizung zwischen u_{max} und u_{min} als die höchste und respektive die niedrigste Messung und u_{curr} die aktuelle Spannung des Transformators an dessen Sekundärspannungsseite bezeichnet.

2.2.2 Range Control

Die Optimierungsaufgabe des range controller hat zur Zielfunktion, den Anteil der eingespeisten Blindleistung der zu regelnden Anlagen zu minimieren, unter den Randbedingungen die Spreizung der Knoten kleiner als das Effektive Spannungsband zu halten. Die nichtlinearen Randbedingungen zeigen die Gleichungen (4)-(6). Gleichung (3) repräsentiert die Zielfunktion zur Minimierung des Anteils der gelieferten oder bezogenen Blindleistung der Anlagen, welche für die Spannungsregelung notwendig sind. Ungleichungen (4) und (5) reflektieren die Randbedingungen der Anlagen: der minimale Leistungsfaktor und die maximale Scheinleistung. Gleichung (4) repräsentiert das Generatorleistungsdiagramm der Anlage, kann aber mit einem minimalen Leistungsfaktor vereinfacht angenommen werden. Ungleichung (6) gewährleistet, dass die Spannung innerhalb des

Effektiven Spannungsbandes bleibt. Die Reserve kann für Umschaltungen und Unsicherheiten hinzugefügt werden.

$$\min_{\Delta Q} \sum_{i=1}^n (Q_i + \Delta Q_i)^2 \quad (3)$$

$$|Q_i + \Delta Q_i| \leq P_i \tan(\arccos(PF_{\min})) \quad (4)$$

$$|Q_i + \Delta Q_i| \leq \sqrt{S_n^2 - P_i^2} \quad (5)$$

$$\max(U_i + AQ\Delta Q_i) - \min(U_i + AQ\Delta Q_i) \leq EVB \quad (6)$$

$$EVB = VB - \Delta U_{DB} - \Delta U_{reserve} \quad (7)$$

In diesen Gleichungen ist Q_i der aktuelle Wert der Blindleistung, ΔQ_i die Abweichung der Blindleistung, P_i die aktuelle Wirkleistung, S_n die nominale Scheinleistung, U_i der aktuelle Spannungswert, AQ die Beitragsmatrix, ΔU_{DB} der Schwellwert des Stufentransformators und $\Delta U_{reserve}$ die Spannungsreserve, entsprechend der Netzkonfiguration.

2.3 Algorithmus

Der vereinfachte Algorithmus des Reglers ist in Abbildung 3 dargestellt. Der range controller stellt sicher, dass sich die Spreizung ins Effektive Spannungsband passt, unabhängig von absoluten Spannungswerten. Der level controller schiebt die Spannung im Falle einer Grenzwertverletzung in das erlaubte Spannungsband zurück. Ist die Spreizung kleiner als das Effektive Spannungsband dann ist zu jedem Zeitpunkt gewährleistet, dass sich der unterliegende Spannungsregler des Umspanners immer innerhalb des erlaubten Spannungsbandes befindet.

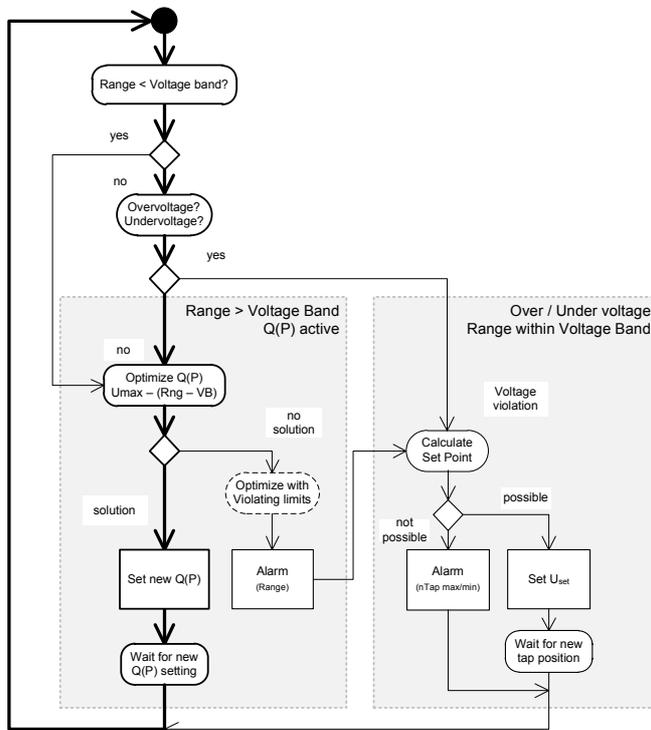


Abbildung 3: Vereinfachtes Flussdiagramm des Regelalgorithmus

Teil des Algorithmus des range controllers ist der Schritt der Optimierung, welcher das Minimum der Blindleistung und der Wirkleistungs-Reduktion finden muss. Da es sich um ein konvexes Problem handelt ist ein positives Ergebnis immer ein globales Optimum. Der Optimieralgorithmus für dies Optimierungsproblem wurde entwickelt und implementiert. Er bestimmt die Richtung um das Minimum zu finden und errechnet den negativen Gradient der Minimierungsfunktion bis es in die aufgespannte Hyperebene der Randbedingung läuft.

2.3.1 Netzzustände und Topologie

Da die Beitragsmatrix ein linearisiertes Modell des Netzes ist, beeinflussen Änderungen der Netzschtzustände den Regler. Insbesondere die Änderung des Einflussbereiches einer Anlage kann die Wirkungsweise des Reglers stören. Die Anforderungen für einen zuverlässigen Betrieb lassen sich in vier Schritten definieren, wobei die Information der ersten beiden Schritte essentiell für den Regler ist:

- Status der Netzkopplung der Anlage und des kritischen Knotens
- Zuordnung zum Abzweig und dem Umspanner der Anlage und der kritischen Knoten
- Umschaltung des Netzes und Änderung dieser Zuordnung
- Dynamische Ermittlung der Beitragsmatrix nach Topologieänderung

2.3.2 Entwurf und Realisierung

Das modulare Design erlaubt die Auswahl von verschiedenen Schnittstellen und Optimierungsmodulen zur Laufzeit. Sämtliche verwendete Software Bibliotheken und basieren auf Open Source Lösungen. Details sind in [5] zu finden.

3 Simulation

Modulare Simulationsumgebungen sind notwendig um die Funktionsweise des Reglers zu verifizieren und in zu validieren. Dazu wurden der Regler, die Schnittstelle des Prozesses und der Regler selbst, über standardisierte Kommunikationswege gekoppelt (Abbildung 4).

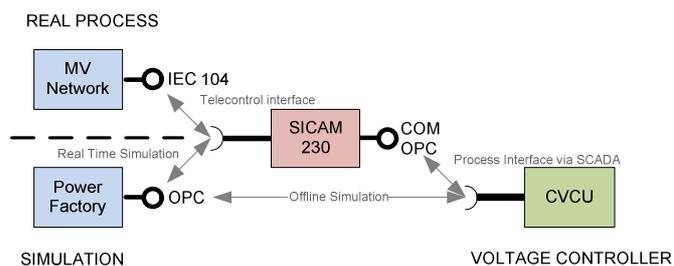


Abbildung 4: Konzept für die Simulations und die Kopplung mit dem Prozess Interface für „offline“ und „real time“ Simulation und dem realen Prozess

3.1 Offline Simulation

In diesem Aufbau können alle Netzbetriebszustände, sowie Simulationen ganzer Jahresreihen durchgeführt werden. Einschränkung ist lediglich die Leistung der Simulationsrechengeschwindigkeit.

3.2 Real time simulation

Um das dynamische Verhalten des Reglers zu testen, kann der Regler mit der Netzberechnungssoftware DlgSILENT/PowerFactory gekoppelt werden, um Echtzeit zu simulieren. Dazu kann der Regler direkt über ein Leitsystem des Netzbetriebs – Siemens Sicam 230 – gekoppelt werden und unabhängig von der dahinterliegenden Simulation oder dem Prozess, betrieben werden. Mittels Echtzeitsimulation lassen sich Einflüsse auf die Stabilität des Reglers, wie etwa Verzögerung in der Kommunikation analysieren (Abbildung 5) [6].

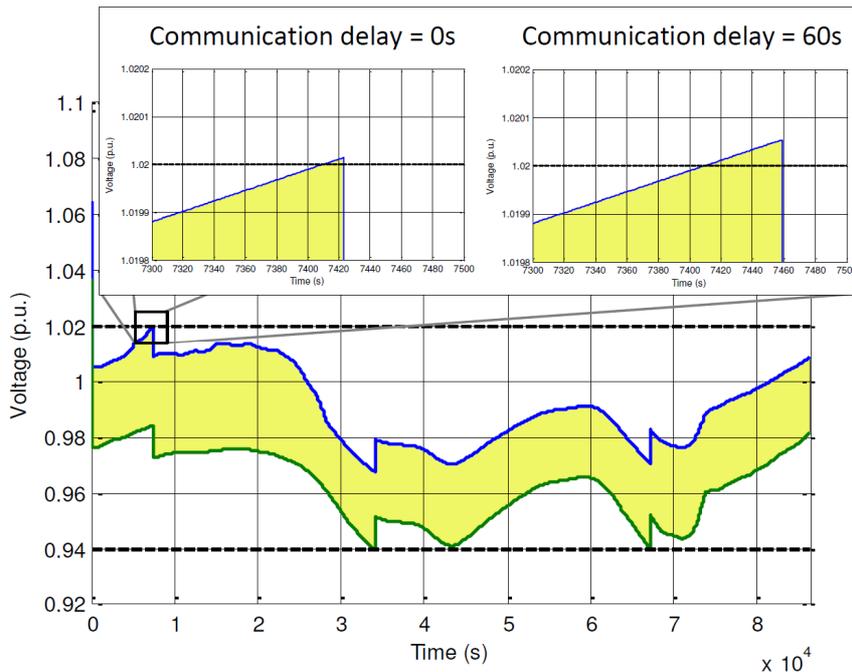


Abbildung 5: Ergebnis der Echtzeitsimulation bei unterschiedlicher Kommunikationsverzögerung

4 Inbetriebnahme Feldtest

Die folgenden Schritte müssen für den Betrieb erfüllt werden:

- Unit, Integrations- und Systemtests des Reglers und der Softwarekomponenten
- Test des Simulations- und Prozessinterface
- Simulation der Betriebszustände und deren Umschaltungen
- Verhalten des Reglers bei Störungen und Ausfall der Messungen und Kommunikation
- Definierte Zustände für das Einschalten- und Ausschalten des Reglers
- Schwellwerte für die Sollvorgaben und Messwertaufbereitung
- Open loop Tests unter Beaufsichtigung und Validierung der Ausgaben
- Closed loop Tests und Validierung durch Analyse der Aufzeichnungen

Zusätzlich sind in den beiden Netzabschnitten Lungau und Großes Walsertal spezifische Unterschiede zu berücksichtigen.

4.1 Großes Walsertal

Um Erfahrung mit dem Regler zu sammeln, wurde an dem VKW Kraftwerk Brunnenfeld der range controller im open loop getestet. Dieses Kraftwerk ist über einen Niederspannungstrafo an das UW Bürs über eine 10kV Leitung angebunden. Abbildung 6 zeigt wie beim Anstieg der Einspeisung des Kraftwerks einen Spannungsanstieg auf der Niederspannungsseite zur Folge hat. Der Einsatz des range controllers kann die Spannungserhöhung durch den dezentralen Erzeuger auf einen festgelegten Wert begrenzen (Abbildung 7).

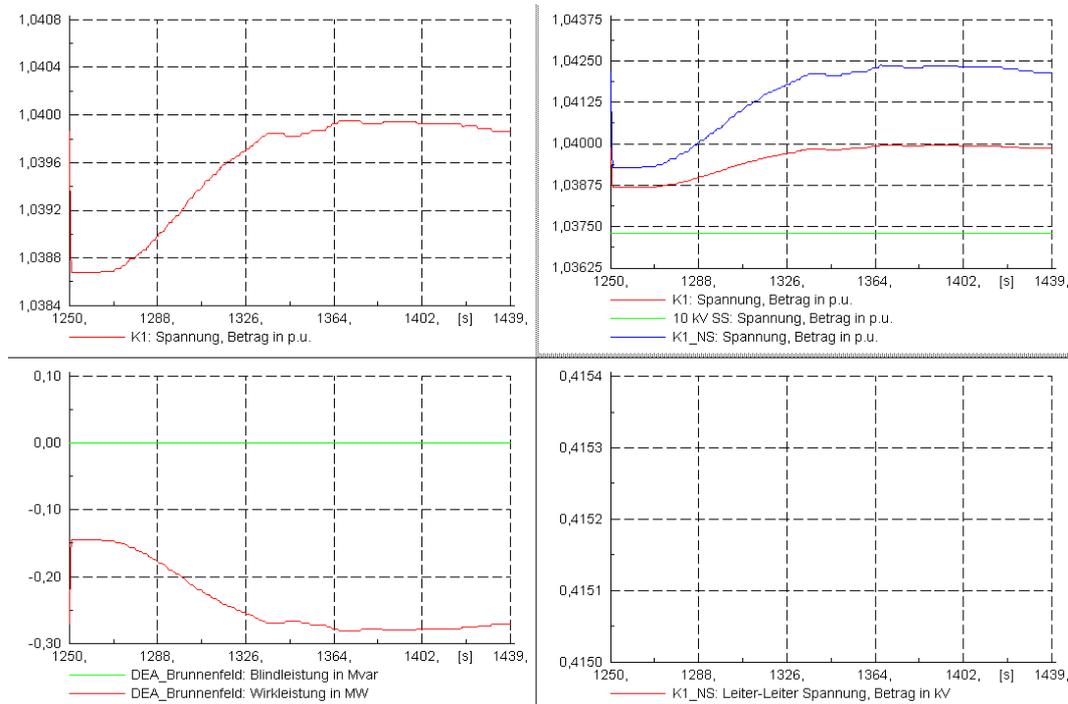


Abbildung 6: Open Loop Test des range controllers ohne Blindleistungsregelung

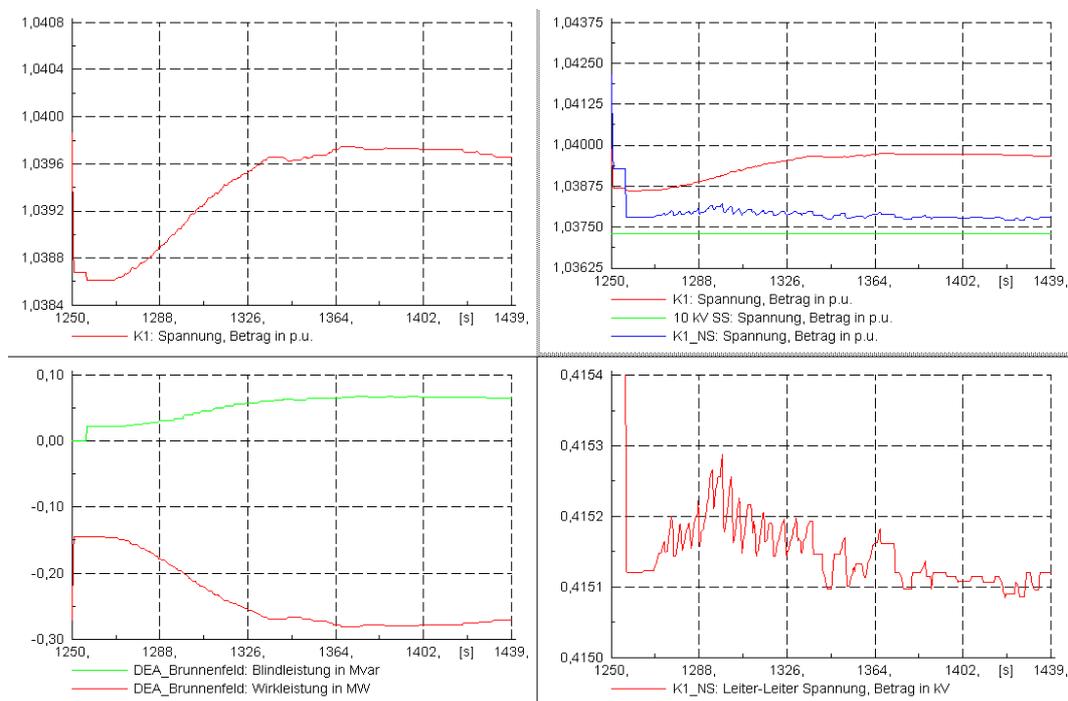


Abbildung 7: Simulation mit Blindleistungsregelung (Spannungsgrenze 1.0378 p.u.)

4.2 Lungau

In Abbildung 8 punktiert eingetragen sind die Knoten, auf die der Regler keinen Einfluss mittels Blindleistungsregelung der Anlagen hat. Während der Inbetriebnahme hat sich gezeigt, dass aufgrund der geringen Erzeugung die Spannung des Transformators die höchste Spannung im Netz ist. Die Spreizung der Knoten ist ebenfalls sehr hoch und der Spielraum für verschiedene Strategien des level controllers damit gering. Mit höherer Einspeisung kann der range controller arbeiten um die Spreizung zu verkleinern.

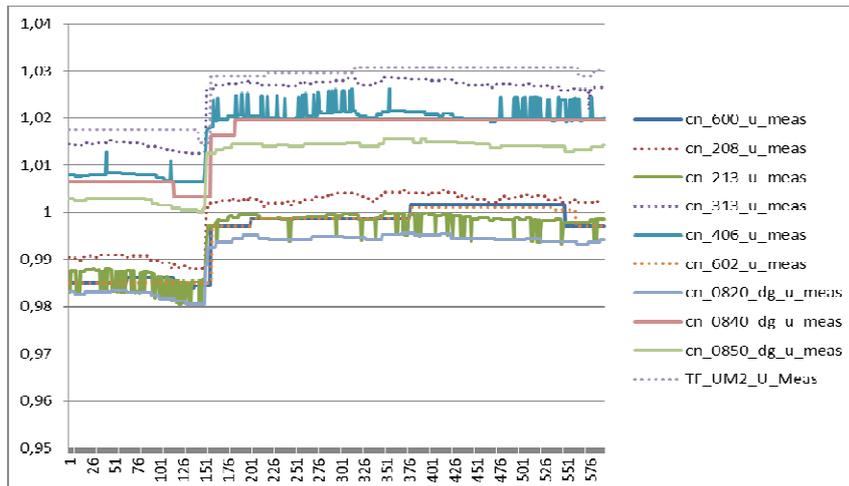


Abbildung 8: Inbetriebnahme des Reglers (UW Lungau). Spannungsgrenzen (0,98 und 1.04 p.u)

5 Zusammenfassung und Ausblick

Der Schritt von der Simulation zum Feldtest erfordert eine für den Netzbetrieb taugliche und stabile Lösung. Dabei stehen Zuverlässigkeit und Robustheit bei Netzumschaltungen, aber auch im Fehlerfall und bei Ausfall der Messungen oder Kommunikationswege im Vordergrund. Die kommenden Monate der Validierung werden Aufschluss über die Einsatzmöglichkeit des Reglers und des DG DemoNetz Ansatzes zeigen.

6 Literatur

- [1] P. C. Taylor u. a., „Distributed voltage control in AuRA-NMS“, in *Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE*, 2010, S. 1-7.
- [2] B. Enacheanu, A. Martin, C. Andrieu, B. Raison, N. Hadjsaid, und D. Penkov, „Future distribution network architectures: approach with a CRISP experimentation“, in *Future Power Systems, 2005 International Conference on*, 2005, S. 6 pp.-6.
- [3] „High-level specification of the functionalities for novel electricity distribution grid control“, in *Technical Report from European Project INTEGRAL, Project Nr: FP6- 038576*.
- [4] N. Hadjsaid u. a., „Integrated ICT framework for distribution network with decentralized energy resources: Prototype, design and development“, in *Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE*, 2010, S. 1-4.
- [5] M. Stifter und et al, „DG DemoNet Validation: Voltage Control from Simulation to Field Test“, presented at the IEEE Innovative Smart Grids Technologies Europe 2011, Manchester, 2011.
- [6] F. Anrén, S. Henein, und M. Stifter, „Development and Validation of a Coordinated Voltage Controller using Real-time Simulation“, presented at the IEEE Industrial Electronics Society, IECON, Melbourne, 2011.