

Praktische Erprobung von kombinierter Zustandsschätzung und koordinierter Netzregelung bei Kommunikationsausfällen

Moritz CRAMER, Thomas OFFERGELD, Philipp GOERGENS, Armin SCHNETTLER

RWTH Aachen University, Institut für Hochspannungstechnik, Schinkelstraße 2,
52056 Aachen, Deutschland, Telefon: +49 241 80 49352, Fax: +49 241 80 92135,
cramer@ifht.rwth-aachen.de, <http://www.ifht.rwth-aachen.de>

Kurzfassung: Die steigende Anzahl steuerbarer Komponenten und Kommunikationstechnik in Verteilungsnetzen ermöglichen neue Optionen in der Betriebsführung. In diesem Beitrag werden die Einflüsse von Kommunikationsstörungen auf eine koordinierte Netzregelung mit vorhergehender Zustandsschätzung in einem Niederspannungsversuchsnetz praktisch untersucht. Anhand eines Leistungsprofils werden unterschiedliche Störungsszenarien auf ihre Auswirkung bezüglich eines vorher definierten Optimalitätskriteriums betrachtet.

Dabei zeigen sich die Konsequenzen abhängig von der Art der Störung und dem Systemzustand des Netzes bei Störungseintritt. Es wird deutlich, dass der durch den Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen steigenden Volatilität der Netzspannung im Niederspannungsnetz mithilfe der Kombination von Zustandsschätzung und aktiver Netzregelung entgegengewirkt werden kann.

Keywords: Netzautomatisierung, IKT, State Estimation, Optimal Power Flow

1 Einleitung/Motivation

Durch die Dezentralisierung der Stromerzeugung in Deutschland im Zuge der Energiewende ändern sich die an die Verteilungsnetze gestellten Anforderungen. Anstatt der zuvor überwiegend unidirektionalen Leistungsflüsse von zentralen Kraftwerken zu den verteilten Verbrauchern treten in Abhängigkeit der volatilen Einspeisung durch Erneuerbare Energien vermehrt bidirektionale Leistungsflüsse innerhalb der Netze auf.

Zur Einhaltung der vorgegebenen Spannungsbandgrenzen können, als Alternative zum konventionellen Netzausbau und dezentraler Steuerung der Energiewandlungsanlagen, Strategien eingesetzt werden, die ausgehend vom Netzzustand koordiniert die Netztopologie oder Komponentenparameter verändern um einen bevorzugten Zustand herzustellen [1]. Für den Einsatz solcher Techniken ist es unerlässlich den Netzzustand zuverlässig zu bestimmen. Aufgrund der geringen Dichte an Messpunkten im Vergleich zur Anzahl an Netzknoten in der Niederspannung muss der Netzzustand im praktischen Einsatz über eine Zustandsschätzung bestimmt werden. Durch die Verwendung von definierten und automatisierten Prozessabläufen können die Ziele der optimierten Netzregelung geschlossen, d.h. ohne manuellen Eingriff einer Leitwarte, erreicht werden. Neben der statischen Spannungshaltung eröffnen solche koordinierten Regelungsverfahren der Netzbetriebsführung weitere Optionen, beispielsweise die Erbringung von Dienstleistungen an überlagerte Netzebenen.

Sowohl die Schätzung, als auch die Einflussnahme auf die Komponenten im Netz erfordern Kommunikation zwischen den Netzkomponenten und einer zentralen, entscheidungstreffenden Recheneinheit. Bei einer Störung oder Unterbrechung dieser Kommunikationskanäle muss dieser Umstand erkannt werden und entsprechend von der Zustandsschätzung und der Entscheidungsfindung berücksichtigt werden. In dem vorliegenden Beitrag werden diese Einflüsse auf die Qualität der Netzregelung im Smart-Grid Testlabor praktisch untersucht.

2 Methodik

2.1 Entscheidungsfindung der Netzführung

Die Bestimmung der Handlungsanweisungen zur Überführung des Netzes in einen bevorzugten Netzzustand benötigt aktuelle Kenntnisse über Topologie und Zustand des Netzes, sowie Kenndaten angeschlossener Lasten und Erzeuger [2].

2.1.1 Bestimmung des Netzzustands

Ausgehend von einer bekannten Netztopologie wird anhand von Kantenstrom- und Knotenspannungsmessungen der Netzzustand bestimmt. Aufgrund der geringen Dichte an Messpunkten im Vergleich zur Anzahl an Netzknoten werden die Messungen um geschätzte Pseudomesswerte, basierend auf Informationen über angeschlossene Komponenten, ergänzt bevor eine Zustandsschätzung durchgeführt wird [3].

Das verwendete dreiphasige State Estimation Verfahren vereint komplexe Leiterströme und die dreiphasige komplexe Knotenspannung an einem Referenzknoten in einem Zustandsvektor. Zur Verknüpfung zwischen komplexen Kantenströmen und gemessenen oder geschätzten Scheinleistungen müssen letztere zunächst in äquivalente Strommessungen überführt werden. Die hierfür benötigten Knotenspannungen werden nach einer initialen Schätzung des Netzzustands durch iterative Berechnung vom Referenzknoten ausgehend bestimmt. Aufgrund der Sensitivität der Spannung gegenüber den geschätzten Strömen wird diese Berechnung in jedem Iterationsschritt der Zustandsschätzung wiederholt.

Zur Lösung des Maximum Likelihood Optimierungsproblems, das versucht einen geschätzten Gesamtzustand des Systems möglichst gut mit den vorhandenen Messwerten in Einklang zu bringen, wird eine Weighted Least Squares Estimation verwendet. Durch Linearisierung im geschätzten Systemzustand entsteht ein Gleichungssystem von Normalengleichungen das über das Gauss-Newton Verfahren iterativ gelöst werden kann. Sobald das Verfahren einer vorher festgelegten Konvergenzbedingung genügt terminiert der Algorithmus und der Netzzustand gilt als bestimmt [4].

2.1.2 Bestimmung des optimalen Netzzustands

Ausgehend von der Zustandsbeschreibung der State Estimation soll das Netz in einen Zustand überführt werden, der anhand einer Reihe von Kriterien als bevorzugt angesehen wird. Durch die Volatilität der Spannung in Niederspannungsnetzen mit hoher Durchdringung an dezentralen Erzeugungsanlagen, insbesondere Photovoltaik, muss die Einhaltung der Spannungsbandgrenzen nach DIN EN 50160 zunehmend überwacht und gegebenenfalls aktiv geregelt werden. Daraus ergibt sich als erstes Kriterium für einen optimalen

Netzzustand die Einhaltung des Spannungsbandes als Nebenbedingung. Weitere Nebenbedingungen ergeben sich aus der Stromtragfähigkeit der Betriebsmittel, sowie der Nennleistungen angeschlossener steuerbarer Erzeuger, die im Betrieb nicht überschritten werden dürfen.

In dem, durch die Nebenbedingungen begrenzten Lösungsraum, gilt es anhand einer Zielfunktion einen optimalen Netzzustand zu bestimmen, der durch Schalt- und Steuerhandlungen im Netz herbeiführbar ist. Die verwendete Zielfunktion ist die Minimierung der maximalen Spannungsabweichung von der Nennspannung, um eine möglichst große Spannungsbandreserve zu erreichen. Die Berechnung des herbeizuführenden Zustands basiert auf einer dreiphasigen Optimal Power Flow (OPF) Berechnung [5].

Im vorliegenden Beitrag wird die Maximierung der Wirkleistungseinspeisung bevorzugt, indem Wirkleistungseinspeisung unterhalb von 95 % der Nennleistung mit einem Strafterm versehen wird. Gemäß des 2-Quadrantenbetriebs der PV-Wechselrichter kann demnach zwischen dem Bereich 95 % und 100 % der Wirkleistungseinspeisung zusätzlich Blindleistung zur statischen Spannungshaltung genutzt werden.

2.2 Niederspannungsversuchsnetz

Die experimentelle Validierung des Systems geschieht im Niederspannungsversuchsnetz im Testlabor des Instituts für Hochspannungstechnik [6]. Dabei können durch über 50 fest verlegte Niederspannungskabelabschnitte unterschiedlicher Leiterquerschnitte eine Vielzahl verschiedener Netztopologien verschaltet werden. Flexibilität in der Verschaltung ist durch insgesamt acht Verteilerkästen gegeben. Ausgewählte Abgänge der Verteilerkästen sind mit Stromwandlern versehen. Zusätzlich wird in allen Verteilerkästen die Sammelschienenanspannung messtechnisch erfasst. Die Speisung des Netzes geschieht über verschiedene Ortsnetztransformatoren, teilweise ausgestattet mit fernwirkbarem Stufenschalter, oder einen Netzsimulator.

Sowohl die Verteilerkästen, als auch weitere im Netz vorhandene Abzweigsmuffen zwischen den Verteilerkästen bieten die Möglichkeit zum Anschluss von Lasten und Erzeugungsanlagen.

Als Lasten stehen steuerbare Lastbänke unterschiedlicher Nennleistung mit dreiphasigem Anschluss zur Verfügung. Über Gleichspannungsnetzteile gespeiste PV-Wechselrichter sind als Erzeugungsanlagen eingebunden. Wechselrichter mit Nennleistungen kleiner oder gleich 4600 VA werden einphasig, Wechselrichter mit bis zu 36 kVA dreiphasig an das Niederspannungsversuchsnetz angeschlossen. Die Steuerbarkeit der Einspeiseanlagen ist teilweise über herstellereigene Steuerboxen möglich und erlaubt Variationen der Einspeisescheinleistung und des Leistungsfaktors innerhalb geräteabhängiger Arbeitsbereiche.

2.3 Steuerung und Kommunikation

Die Regelungs-, Steuer- und Messsysteme sind softwareseitig auf zwei Module aufgeteilt. Ein erstes Modul koordiniert die Aufnahme von Messwerten, Steuerung von Lasten und Funktionen zur Gewährleistung der Betriebssicherheit. Die Laststeuerung kann hierbei entweder manuell, oder automatisch, anhand vordefinierter Profile vorgenommen werden.

Sekundliche Messwerte werden als Strom-, Spannungs- und Wirk- und Blindleistungsmessung in ein relationales Datenbanksystem eingetragen. Zusätzlich werden Informationen über die Netztopologie einmalig zu Versuchsbeginn dort hinterlegt.

Mit der Datenbank als einziger Schnittstelle übernimmt ein zweites, in NI LabVIEW implementiertes System die aktive Betriebsführung des Netzes. Über untereinander unabhängig wählbare Zeitintervalle wird der Ablauf von State Estimation und Regelung gesteuert.

[illegible]

Tab. 1: zeitlicher Ablauf der Aufrufe von State Estimation und Regelung

Tab. 1 zeigt hierzu einen beispielhaften zeitlichen Ablauf eines Versuchsblocks, dunkle Kästchen stellen jeweils das momentan aktive Modul dar. Da die State Estimation genutzt wird um während des Versuchs eine Visualisierung des Netzzustands bereitzustellen, ist hier eine hohe Aufruffrequenz sinnvoll. In Abhängigkeit von den durchgeführten Regelungshandlungen variiert die Ausführungsdauer der Regelung. Aufgrund von Verzögerungen bei der Umsetzung der Steuerbefehle, insbesondere bei den PV-Wechselrichtern, ist es nicht sinnvoll nach jeder Zustandsschätzung eine Regelung durchzuführen. Zur Vermeidung von Schätzfehlern während Schaltvorgängen wird eine Zustandsschätzung immer erst nach Abschluss der Regelung durchgeführt. Ebenso wartet eine Ausführung des OPF immer eine womöglich zurzeit laufende State Estimation ab, um über möglichst aktuelle Informationen über den Netzzustand zu verfügen.

2.4 Kommunikationsstörungen

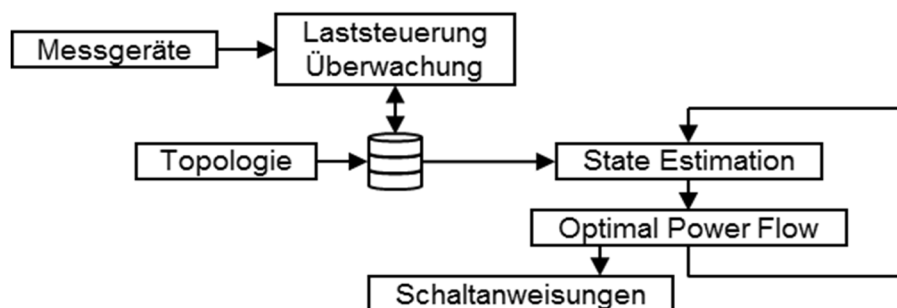


Abb. 1: vereinfachtes Datenflussdiagramm

Abb. 1 zeigt den Datenfluss beider Module mit der Datenbank als Schnittstelle. Messgeräte sind in Gruppen untereinander über RS-485 und über ein Gerät pro Gruppe per TCP an die Laborsteuerungssoftware angebunden. Die Verbindungen zur Datenbank finden ebenso über TCP statt. State Estimation und Regelung teilen lokal dieselbe Hardware, sodass zwischen ihnen keine externe Kommunikation stattfindet. Schaltanweisungen werden im Falle der steuerbaren Wechselrichter mittels UDP und für den Stufenschalter des regelbaren Ortsnetztransformators (rONT) über TCP übertragen.

Kommunikationsstörungen lassen sich in drei Klassen einteilen:

- Paketverlust
- Paketverzögerung (Delay)
- Bitfehler im Paket

Durch geeignete Kanalcodierung sind unerkannte Bitfehler bei den verwendeten Kommunikationsprotokollen äußerst unwahrscheinlich. Wird ein Bitfehler erkannt wird ein Paket entweder verworfen (Paketverlust), oder automatisch eine erneute Übertragung angefordert.

Paketverzögerungen treten hauptsächlich in stark ausgelasteten Kommunikationsnetzen mit hoher Anzahl an Zwischenhops oder bei Übertragung über lange Strecken auf. Wird eine bestimmte Verzögerungszeit überschritten gilt eine Verbindung als unterbrochen und alle Pakete auf dem Kanal gehen verloren (Paketverlust). Durch robuste Kommunikationsprotokolle und zu Messwerten zugeordneten Zeitstempel führen Paketverzögerungen ausschließlich zu fehlenden Messwerten für die Zustandsschätzung oder verlängern die Umsetzungszeit der Schalthandlungen an den Aktoren bis maximal zur definierten Timeout-Zeit. Im vorgestellten System werden Kommunikationsausfälle zwischen Sensoren und Zustandsschätzung sowie zwischen Optimal Power Flow Regelung und Aktoren untersucht.

2.4.1 Störungen der Sensorkommunikation

Die Simulation der Messgerätstörung findet zwischen Datenbank und State Estimation statt. Bei Kommunikationsausfällen zu Messgeräten wird die Anzahl an Messwerten, auf die die State Estimation zurückgreifen kann, reduziert.

2.4.2 Störungen der Aktorkommunikation

Störungen der Kommunikation mit regelbarem Ortsnetztransformator und Wechselrichtern können gezielt zwischen den einzelnen Aktoren und der Regelung erzeugt werden. Somit wird beeinflusst, welche Komponenten für eine Regelung zur Verfügung stehen sollen.

Vor Ausführung der Regelung wird die Verfügbarkeit der Komponenten überprüft. Dadurch kann die Nichtverfügbarkeit von Komponenten bei der Bestimmung der Schaltanweisungen berücksichtigt werden. Fällt die Kommunikation zu einer Komponente während der Berechnungsphase aus wird diese bei TCP protokollgetreu erkannt. Da die verwendete Steuerbox der Wechselrichter den Empfang einer Steueranweisung ebenfalls bestätigt, bleibt auch hier ein Nichtempfang nicht unerkannt.

3 Untersuchungsfälle

Im Folgenden werden die Einflüsse der zuvor beschriebenen Störungen auf das Verhalten von kombinierter Zustandsschätzung und Betriebsführung anhand eines beispielhaften Netzaufbaus untersucht.

3.1 Netztopologie

Um die Notwendigkeit der aktiven Betriebsführung im Labornetz zu demonstrieren, gilt es Zustände herbeizuführen die nach dem gewählten Optimalitätskriterium durch Schalthandlungen verbessert werden können.

Gewählt wurde ein Radialnetzaufbau, wie er in Niederspannungsverteilnetzen üblich ist. Die Anbindung an das Mittelspannungsnetz ist über einen Ortsnetztransformator mit 9-stufigem Stufenschalter mit einer Stufenspannungshöhe von 2,5% U_N , symmetrisch um die

Nennspannung, gegeben. An einen von der Sammelschiene abgehenden Strang werden profilgesteuerte dreiphasige Lastbänke und Wechselrichter angeschlossen. Am Strangende befinden sich, verteilt auf die drei Phasen, drei identische einphasige Wechselrichter die zur Betriebsführung genutzt werden.

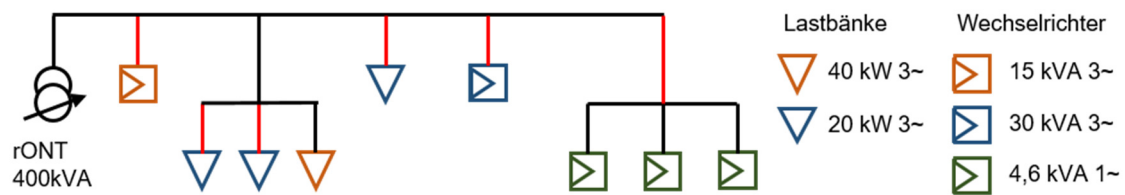


Abb. 2: Netzaufbau

Abb. 2 zeigt schematisch den gewählten Netzaufbau. Rot markierte Leitungen verfügen über Strom- und Spannungsmessungen. Darüber hinaus sind weitere Spannungsmessungen entlang des Hauptstrangs verteilt.

3.2 Profilsteuerung

Zur Erzeugung vergleichbarer Einspeise- und Lastsituationen werden die Lastbänke, sowie die dreiphasig angeschlossenen Wechselrichter entsprechend der in Tab. 2 vorgestellten Profile gesteuert.

Intervall	Startzeitpunkt (s)	Endzeitpunkt (s)	Last (kW)	Einspeisung (kW)
I	30	150	0	45
II	150	270	0	0
III	270	390	100	45
IV	390	510	100	0
V	510	630	0	45
VI	630	750	100	0

Tab. 2: Einspeisungs- und Lastprofil

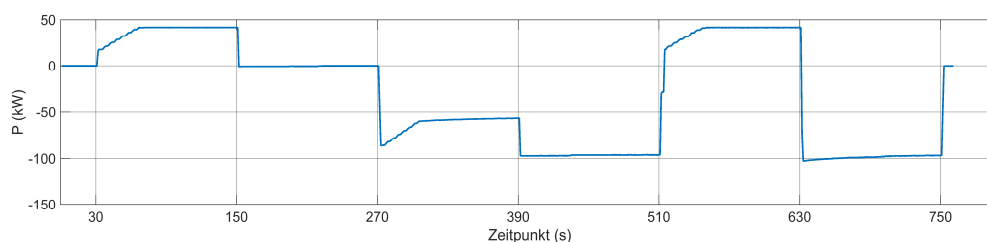


Abb. 3: Gesamtprofileistung (Erzeugerzählpeilsystem)

Abb. 3 zeigt das resultierende Lastprofil unter Ausschluss der zur Betriebsführung verwendeten einphasigen Wechselrichter. Die im Profil enthaltenen Lastwechsel, insbesondere von IV auf V, stellen Extremfälle und für die Regelung den Worst-Case dar.

Bei den im Folgenden beschriebenen Versuchen wurde zwischen zwei Durchführungen der Regelung ein Zeitfenster von 15 Sekunden eingehalten. Als Zielfunktion wird die Minimierung der maximalen Spannungsabweichung verfolgt. Zu Versuchsbeginn befindet sich der rONT in der mittleren Stufe und die einphasigen Wechselrichter speisen 95% ihrer Nennleistung als Wirkleistung ein.

4 Ergebnisse

4.1 Regelung ohne Kommunikationsstörung

Um die Konsequenzen der Kommunikationsstörungen einschätzen zu können ist es nicht ausreichend diese Versuche mit dem regelungslosen Referenzfall zu vergleichen. Vielmehr muss, um die Auswirkungen einordnen zu können, ein zweiter Referenzfall geschaffen werden, der die Effekte einer ungestörten Regelung zeigt.

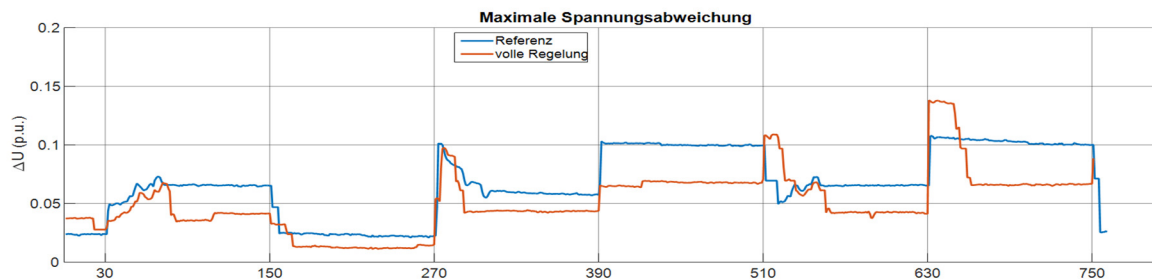


Abb. 4: Vergleich Referenzversuch - vollständige Regelung

Abb. 4 zeigt die maximale Spannungsabweichung im Netz für den regelungsfreien Referenzversuch, sowie den Versuch mit ungestörter Regelung. Eine langfristige Spannungsabweichung von über 0,1 p.u. verletzt entsprechend die Vorgaben der DIN EN 5016. Während diese Grenze in den Intervallen IV und VI des Referenzversuchs durch die hohe Last erreicht wird, wird im Fall der vollen Regelung die maximale Spannungsabweichung aktiv verringert. Die kurzzeitig höhere Abweichung stellt dabei keine Spannungsbandverletzung im Sinne der über 10 Minuten gemittelten Werte der Norm dar.

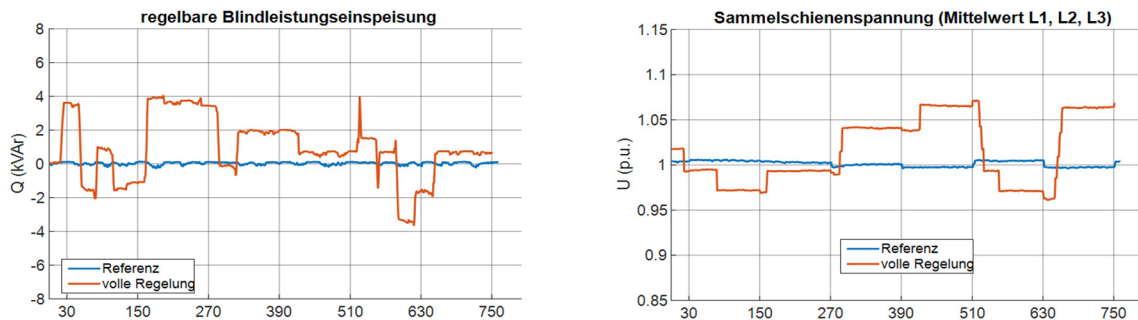


Abb. 5: Regelungshandlung bei ungestörter Regelung¹

Wie in Abb. 5 zu erkennen, wird bei der Regelung sowohl auf die Wechselrichter, als auch die Spannungsregelung durch den rONT zurückgegriffen. Durch den Betrieb der Wechselrichter bei 95% Nennleistung als Wirkleistungseinspeisung im ungeregelten Fall ist die Wirkleistungseinspeisung in beiden Fällen identisch. Im geregelten Fall wird lediglich die im OPF unbestrafte Blindleistung zur Spannungsregelung eingesetzt, da ein Abregeln der Wirkleistung nicht zur Lösung notwendig ist.

¹ Die initiale Abweichung der mittleren Sammelschienenenspannung ist einem Spannungsunterschied in Mittelspannungsnetz zuzuschreiben.

In Abb. 4 und Abb. 5 wird deutlich, dass eine langfristige Verbesserung des Netzzustands durch aktive Betriebsführung in allen Intervallen erreicht werden kann, dies jedoch bei großen Lastsprüngen wie zu Beginn der Intervalle V und VI mit kurzfristig schlechterem Netzzustand einhergehen kann, bis erneut geregelt werden kann. Zwangsläufig hängt die Wirksamkeit der aktiven Betriebsführung somit von der Reaktionsgeschwindigkeit ab. So lässt sich an dieser Stelle bereits der Bedarf nach dynamischen statt statischen Regelungsintervallen (hier 15 Sekunden) festhalten um schnell auf Laständerungen im Netz reagieren zu können.

4.2 Auswirkungen von Störungen der Aktorsteuerung

Im Folgenden werden die Konsequenzen von Kommunikationsstörungen bei der Ansteuerung von Aktoren betrachtet.

4.2.1 Dauerhafter Ausfall der Kommunikation

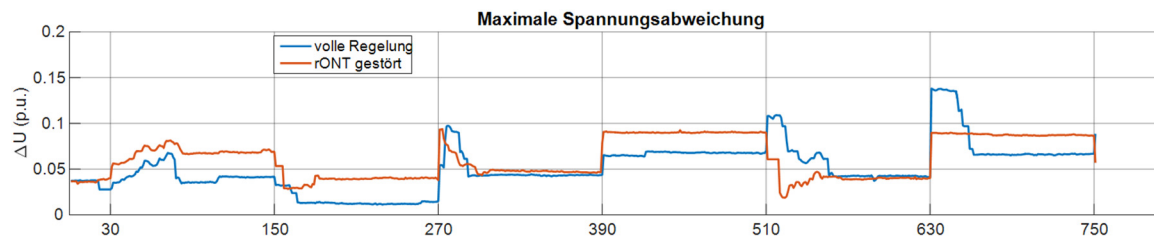


Abb. 6: Regelung bei dauerhaftem Ausfall der Stufenschaltersteuerung

Abb. 6 beschreibt die Auswirkungen, die ein während des ganzen Lastprofils andauernder Ausfall der Stufenschaltersteuerung hat, wenn dieser sich bei Eintritt der Störung in der Mittelposition befindet. Qualitativ ähnelt der Verlauf stark dem des ungeregelten Falles, jedoch werden Spannungsbandverletzungen durch Einspeisemanagement der Wechselrichter verhindert. Durch den Verbleib des Stufenschalters in der Anfangsposition führen die Lastsprünge zu Beginn der Intervalle V und VI nicht zu Spannungsbandverletzungen. Langfristig liegt die maximale Spannungsabweichung jedoch in 4 von 6 Intervallen oberhalb jener des Versuchs mit vollständiger Aktorverfügbarkeit. Es ist erkennbar, dass verschiedene Durchführungen der Regelung innerhalb desselben Intervalls den Netzzustand nicht maßgeblich verbessern oder verschlechtern.

Bei dauerhafter Störung der Wechselrichtersteuerung zeigen sich ähnliche Spannungsabweichungen wie im vollgeregelten Fall, da der regelbare Ortsnetztransformator im untersuchten Netz einen deutlich größeren Einfluss auf die maximale Spannungsabweichung hat. Dies ist in Abb. 7 dargestellt.

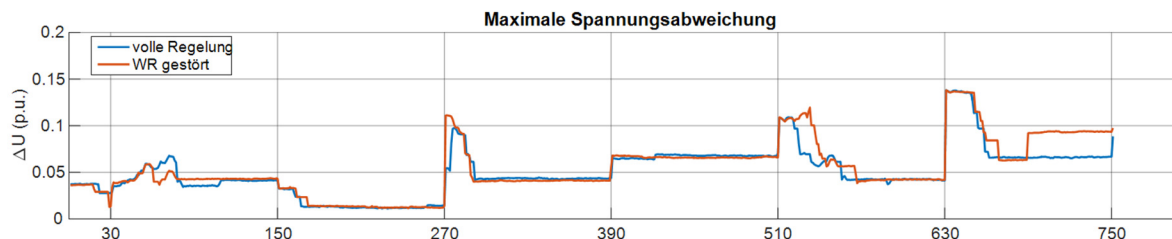


Abb. 7: Regelung bei dauerhaftem Ausfall der Wechselrichtersteuerung

4.2.2 Temporärer Ausfall der Kommunikation

Als besonders kritisch vom Ausfall betroffen zeigen sich Netzzustände, in denen der Stufenschalter zuvor in eine niedrige oder hohe Stufe geschaltet wurde.

Dabei sind insbesondere die letzten beiden Intervallübergänge problematisch, da hier die größten Laständerungen im Netz auftreten. Abb. 8 zeigt dieses Verhalten im Vergleich mit dem Fall der dauerhaften Störung. Die Bereiche in denen eine Unterbrechung der Verbindung vorliegt sind grau hinterlegt. Beim Übergang von hoher Einspeisung in hohe Last treten maximale Spannungsabweichungen von über 14% auf. Erst nachdem die Verbindung wieder hergestellt werden konnte, kann diese extreme Spannungsabweichung durch eine Erhöhung der RONT-Stufe von 3 auf 7 korrigiert werden.

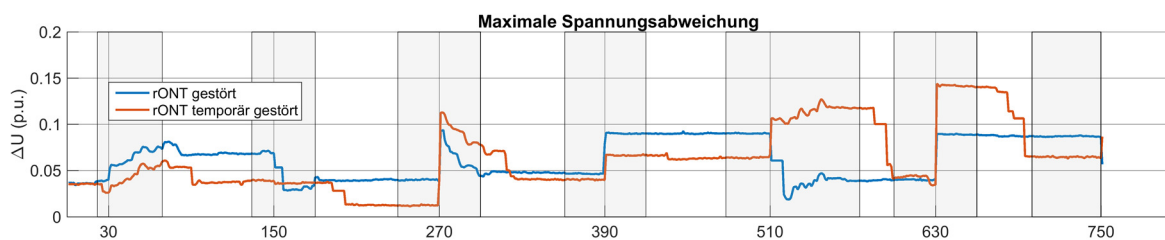


Abb. 8: Regelung bei temporärem Ausfall der rONT Steuerung

Der betrachtete Fall verdeutlicht den Bedarf nach einer nicht netzwerkgebundenen Fallbacklösung, die die Stufenschaltersteuerung im Fall einer andauernden Verbindungsunterbrechung mithilfe lokaler Entscheidungskriterien übernimmt.

4.3 Auswirkungen von Störungen der Sensorik

Im Folgenden wird bei einem Teil der Messgeräte im Versuchsnetz eine Kommunikationsstörung untersucht.

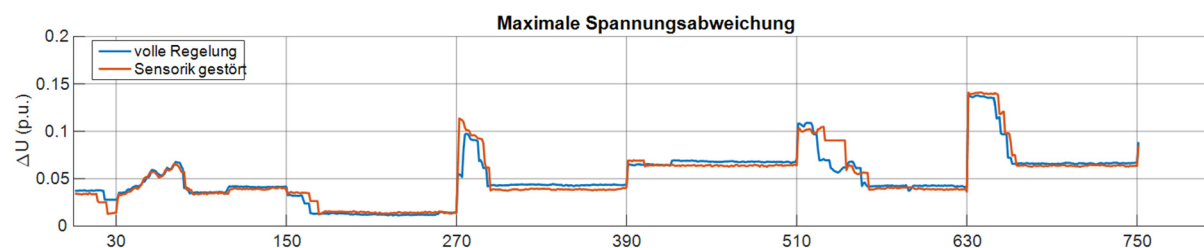


Abb. 9: Regelung bei dauerhaftem Teilausfall der Sensorik

Abb. 9 zeigt den Effekt bei einer um die Hälfte reduzierten Messpunktanzahl. Die von der Störung betroffenen Messgeräte sind dabei zufällig ausgewählt. Durch die noch immer verfügbaren Messpunkte im Netz führt dies jedoch, unterstützt durch den für die State Estimation günstigeren Fall des Radialnetzes, zu keiner signifikanten Verschlechterung von Zustandsschätzung und Betriebsführung.

5 Zusammenfassung

Im vorliegenden Beitrag wurden die Auswirkungen von simulierten Kommunikationsstörungen in einem realen, über eine Kombination von State Estimation und zentraler Regelung geführten, Labornetz untersucht. Die Vergleichbarkeit der

Untersuchungsfälle wurde über identische, als Profilauf definierte Lastsituationen und deren Übergänge sichergestellt.

Versuch	Zeitgemittelte maximale Abweichung	Zeitanteilig besser als unregelter Fall
ungeregelt	6,8%	-
Volle Regelung	5,1%	87,1%
rONT gestört	6,2%	63,6%
rONT temp. gestört	6,3%	63,7%
WR gestört	5,5%	85,6%
Sensorik gestört	5,1%	84,1%

Tab. 3: Übersicht der Spannungsabweichung

Tab. 3 stellt die gemittelte maximale Spannungsabweichung, sowie den Anteil an Zeitpunkten, in denen die jeweilige maximale Spannungsabweichung geringer ist als die des unregelten Referenzversuchs, dar.

Es wurde gezeigt, dass eine ungestörte Regelung im Vergleich zum unregelten Fall den Netzzustand anhand vorher ausgewählter Optimierungskriterien langfristig verbessert, dies allerdings bei den betrachteten extremen Profillastsprüngen teilweise zu kurzzeitig schlechteren Netzzuständen führen kann. Für den Zeitraum zwischen Lastsprung und Regelung führt die zuvor optimale Einstellung der Betriebsmittel zu erhöhten Spannungsabweichungen. Daraus ergibt sich der Bedarf nach einem dynamisch, statt statisch getaktetem System, in dem eine Regelung unmittelbar nach einer Laständerung stattfindet und die Spannungsabweichung direkt behoben wird.

Anschließend demonstrierten, dass das System auch trotz des teilweisen Ausfalls der Komponentensteuerung den Netzzustand verbessern und Spannungsbandverletzungen soweit möglich vermeiden konnte. Als problematisch stellten sich Fälle heraus, in denen die Kommunikationsstörung eintritt, während der Stufenschalter sich in einer hohen oder niedrigen Position befindet und darauf ein starker Lastsprung folgt. Hieraus ergibt sich die Folgerung nach der Implementierung von Fallbacklösungen, in denen die Störungen an den Betriebsmitteln erkannt und lokale Regelungsverfahren eingesetzt werden können. Störungen der Sensorik im Netz zeigten durch die von Beginn an hohe Messpunktdichte keine signifikanten Einflüsse auf State Estimation und Regelung.

Literatur

- [1] Willing, S. et al.: "Improving quality of supply and usage of assets in distribution grids by introducing a "Smart Operator"", CIREN 22nd International Conference on Electricity Distribution, 2013, Stockholm
- [2] Ahmadi, R.; Green, C.: "Optimal power flow for autonomous regional active network management system" IEEE PES General Meeting '09, 2009; Calgary
- [3] Cramer, M. et al.: "Impact of Three-Phase Pseudo-Measurement Generation from Smart Meter Data on Distribution Grid State Estimation", 23rd International Conference on Electricity Distribution, CIREN 2015, Lyon
- [4] Baran, M.E.; Kelley, A.: "A branch-current-based state estimation method for distribution systems", IEEE Trans. Power Systems, vol. 10, pp. 483-491, Feb. 1995
- [5] Goergens P.: „Aktiver Verteilungsnetzbetrieb mit optimalem Leistungsflussverfahren unter Berücksichtigung von Asymmetrie“, Jahresbericht des Instituts für Hochspannungstechnik, 2013/2014, Aachen
- [6] Goergens, P. et al.: „Laborvalidierung eines Smart Operator zur optimalen Betriebsführung von Niederspannungsnetzen“, Internationaler ETG-Kongress 2013 – Energieversorgung auf dem Weg nach 2050, 2013, Berlin