

UNTERSUCHUNG DER EFFEKTIVITÄT VON REGELKONZEPTEN IM VERTEILNETZ

Andreas PLANK*, Franz ZEILINGER, Alfred EINFALT

Siemens AG Österreich, CT RDA NEC INN-AT, Siemensstraße 90, 1211 Wien,
andreasplank@siemens.com, franz.zeilinge@siemens.com,
alfred.einfalt@siemens.com, www.siemens.com

Kurzfassung: Der vorliegende Beitrag beschäftigt sich mit der Spannungshaltung in ländlichen Niederspannungsnetzen, welche sich aufgrund dezentraler Einspeiser und neuer Lasttypen (Elektroautos, Wärmepumpen) zunehmend schwieriger gestaltet. Da ein konventioneller Netzausbau in der Regel mit hohen Kosten [1] verbunden ist, werden u.a. vermehrt regelbare Ortsnetztransformatoren (rONT) eingesetzt. Es gibt auch Ansätze, dass basierend auf aktuellen Messwerten im Netz (u.a. auch ermittelt durch spezielle Smart Meter), die Regelung der Spannung im Netz durch den rONT verbessert werden kann [1, 2].

Eine Fragestellung, die sich aus der Anwendung solcher Ansätze ergibt, ist, wie sich unterschiedliche Einstellungen des Reglers sowie unterschiedliche Latenzzeiten der Kommunikation oder Mittelungsintervalle der Messeinrichtungen auf diese neuen Regelungskonzepte in intelligenten Niederspannungsnetzen auswirken.

Zur Beantwortung wurde eine Simulationsumgebung adaptiert, die es ermöglicht, intelligente Niederspannungsnetze zu simulieren. Besonderes Augenmerk wurde darauf gelegt, dass die einzelnen Elemente des Netzes, wie beispielsweise der zentrale Netz-Regler, die Smart Meter, der Kommunikationskanal, etc. detailliert definiert werden können, um gezielte Untersuchungen zu ermöglichen. Zusätzlich zu den Simulationsergebnissen liefert die Software die Möglichkeit für eine detaillierte Analyse.

Im Vorhinein wurden ein typisches Niederspannungsnetz definiert und für die Haushalte verschiedene Last- und Einspeiseprofile festgelegt, wobei verschiedene Jahreszeiten, Wochentage und Wetterverhältnisse berücksichtigt wurden. Basierend auf den Analysen der Simulationsergebnisse konnten erste Erkenntnisse und Annäherungen zur Beantwortung der erwähnten Fragestellungen aus experimentellen Sensitivitätsanalysen gewonnen werden.

Keywords: Spannungsband, rONT, Smart Grid, Simulation, Kommunikation

1 Problemumfeld

Der Betrieb von Niederspannungsnetzen ist derzeit einem Wandel unterworfen. Bedingt durch Förderungen und immer höhere Kosteneffizienz auf Anwenderseite erhöhen sich die Anteile an dezentraler Einspeisung in Form von PV-Anlagen und an neuen Lasttypen (Elektroautos, Wärmepumpen) im Verteilnetz. Eine Herausforderung, die durch diese Veränderungen mehr und mehr hervortritt, ist jene der Spannungshaltung in ländlichen Niederspannungsnetzen, um die Norm EN50160 einzuhalten [3].

Da ein konventioneller Netzausbau in der Regel mit hohen Kosten [1] verbunden ist, werden u.a. vermehrt regelbare Ortsnetztransformatoren (rONT) eingesetzt. Durch den rONT kann aktiv in das Netz eingegriffen werden, um die Spannungssituation zu verändern. Dies geschieht durch das Hinzu- bzw. Wegschalten einiger Windungen unter Last, wodurch die Spannung des gesamten Netzes nach oben bzw. nach unten verändert werden kann. Die Entscheidung für die Stufenstellung erfolgt zumeist basierend auf Messungen der Spannung an der Niederspannungssammelschiene.

Es gibt auch Ansätze, dass, basierend auf aktuellen Messwerten im Netz (u.a. auch ermittelt durch spezielle Smart Meter), die Regelung der Spannung im Netz durch den rONT verbessert werden kann [1, 2]. Um den Einfluss verschiedenster Rahmenbedingungen auf diese Art der Regelung zu untersuchen, wurden simulative Sensitivitätsanalysen durchgeführt. Im Rahmen dieses Beitrags sollen die Ergebnisse dieser Analysen vorgestellt werden.

2 Methodik

Da eine Simulation von Niederspannungsnetzen mit aktiven Komponenten (wie z.B. rONTs), welche auch die Kommunikation mit verteilten Sensoren im Netz berücksichtigen, mit herkömmlichen Lastflussberechnungsprogrammen, wie PSS@Sincal, NEPLAN, etc., nicht ohne weiteres möglich ist, wurde eine bereits bestehende Simulationsumgebung basierend auf einer Simulatorkopplung [4] weiterentwickelt. Diese besteht aus fünf Programmteilen, den sogenannten Clients, die über den Simulationsnachrichtenbus (SMB) gekoppelt werden (vgl. Abbildung 1) [5, 6]. Ein wesentlicher Vorteil der Kopplung ist, dass einzelne Clients leicht ausgewechselt werden können. Wird z. B. ein neuer Regelalgorithmus getestet, so braucht dieser nur an die Schnittstelle zum SMB angepasst werden.

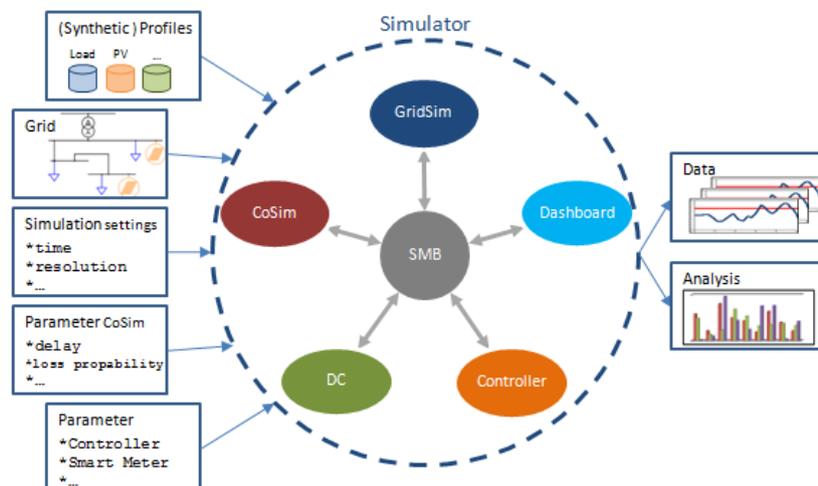


Abbildung 1: Struktur der Simulationsumgebung

Nachfolgend werden die insgesamt 6 Komponenten der Simulationsumgebung kurz dargestellt.

2.1 SMB – Simulationsnachrichtenbus / Simulation Message Bus

Der SMB (Simulation Message Bus) verbindet und koordiniert die Clients. Dabei agiert er prinzipiell als flexibler Paketverteiler. Das heißt, jeder Client kann jedem anderen Client Anfragen bzw. Antworten senden. Der SMB ist dann für das Routing zuständig, welches am Beginn der Simulation festgelegt werden muss. Nähere Informationen dazu geben [4, 6].

2.2 GRIDSIM – Netzsimulator / Grid Simulation

Die Netzsimulation GRIDSIM übernimmt die Lastflussberechnung, sowie die Datenaufbereitung und deren Speicherung. Im Vorhinein müssen ihm ein Niederspannungsnetz und dessen Eingangsdaten (Leistungswerte der Elemente zu jedem Simulationszeitpunkt) übergeben werden. Des Weiteren stellt die GRIDSIM auch die Lastflussergebnisse (z.B.: Spannungswerte zu jedem Zeitpunkt), sowie deren Analyse bereit.

Im Zuge des Projektes „DG DemoNet – Smart LV Grid“ [1] wurde bereits ein GRIDCLIENT entwickelt. Dieser führte die Lastflussberechnung durch (basierend auf DigSilent Power Factory®) und stellte die Ergebnisse dem SMB zur Verfügung.

Für weiterführende Untersuchungen wurde ein von Grund auf neuer Client GRIDSIM erstellt. Der Hauptgrund dafür war, dass die Funktionen des für die Netzsimulation zuständigen Clients deutlich erweitert und viele neue hinzugefügt wurden. Die Lastflussberechnung findet im neuen GRIDSIM in PSS@SINCAL statt, welches bessere Performance-Eigenschaften aufweist und einfachere Automatisierungsschnittstellen zur Verfügung stellt. GRIDSIM stellt das zentrale Element der Simulationsumgebung dar, welcher nun neben dem Lastfluss auch die Smart Meter simuliert. Des Weiteren verwaltet GRIDSIM alle Ergebnisse und erstellt am Ende der Simulation/Emulation Excel Dateien mit den Ergebnissen und Analysen.

Die grundsätzlichen Anforderungen an die GRIDSIM Sind:

- Verarbeitung der Benutzereinstellungen
- Abstraktion des Netzes: Simulation der einzelnen Elemente (Lasten, PVs, Smart Meter, ...)
- Eingangsdatenverarbeitung (Leistungswerte je Zeitpunkt pro Element und Phase)
- Lastflussberechnung
- Ergebnisbereitstellung für andere Clients (bei Anfragen)
- Interne Lastflussergebnisverarbeitung und Speicherung
- Ergebnisbereitstellung und Analyse für den Benutzer

Näheres zur Implementierung der GRIDSIM ist in [5] zu finden.

2.3 Dc – Datenkonzentrator / Dataconentrator

Um den rONT vom zentralen Netz-Regler (CONTROLLER, siehe Abschnitt 2.5) regeln lassen zu können, benötigt dieser Daten aus dem Netz. In der Simulation kommen diese Daten von der GRIDSIM. Der untersuchte Regelalgorithmus benötigt dazu die Spannungswerte von Smart Metern im Netz, Spannungswerte der Niederspannungssammelschiene des Transformators sowie die aktuelle Stufenstellung des rONT.

Die Ermittlung dieser Daten aus der GRIDSIM und deren Weiterleitung an den Regler übernimmt der Datenkonzentrator, kurz DC, welcher die wesentlichen Aufgaben des SIEMENS AMIS Data Concentrator (AMIS-DC) abstrahiert. Entwickelt wurde dieser Client im Rahmen des Projektes „DG DemoNet – Smart LV Grid“.

Der DC weist zwei Instanzen auf, eine für die Sammlung der Smart Meter Messwerte (EGDA) und die andere für jene des Transformators (MODBUS).

2.3.1 EGDA

Die erste Instanz des DC ist der EGDA-Client (Express Grid Data Acquisition Client). Seine Aufgabe ist es, alle definierten Smart Meter Messwerte einzusammeln. Dazu sendet er periodisch Anfragen, welche über die Kommunikationssimulation (COSIM, siehe Abschnitt 2.4) zur Netzsimulation GRIDSIM geroutet werden. GRIDSIM antwortet mit den gewünschten Werten, die wiederum über die Kommunikationssimulation COSIM zurück gesandt werden [7]. Jedes Antwortpaket wird direkt dem zentralen Netz- Regler CONTROLLER übermittelt. Die Kommunikationswege sind in Abbildung 2 zur Verdeutlichung dargestellt.

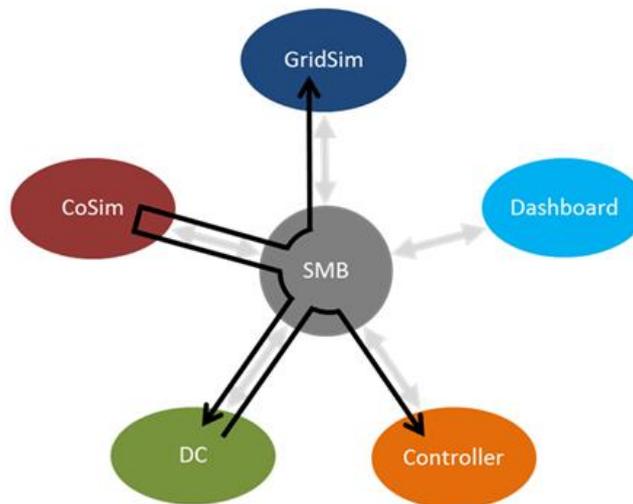


Abbildung 2: Kommunikationswege des EGDA¹

2.3.2 MODBUS

Die zweite Instanz des DC ist der MODBUS-Client. Dieser simuliert die Kommunikation zwischen dem rONT und dem CONTROLLER. Der Grund für die separate Modellierung des MODBUS ist, dass sich sowohl der rONT als auch der CONTROLLER in der gleichen Station befinden und somit eine gute und schnelle Kommunikation vorausgesetzt werden kann.

Der MODBUS-Client sendet Anfragen bezüglich der Spannung an der Niederspannungssammelschiene des Transformators und der aktuellen Stufenstellung des regelbaren Ortsnetztransformators an den GRIDSIM-Client, welcher mit den gewünschten Werten antwortet. Die Pakete werden, im Unterschied zum EGDA, nicht über die Kommunikationssimulation COSIM geroutet (vgl. Abbildung 3). [8]

¹ Basierend auf Abbildung 10 in [8].

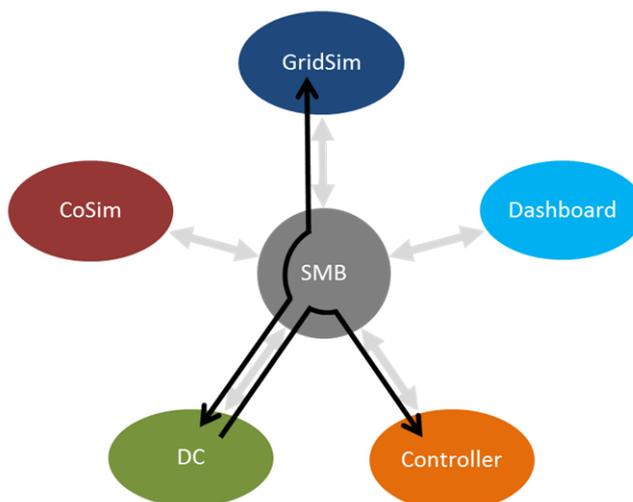


Abbildung 3: Kommunikationswege des MODBUS²

2.4 CoSIM – Kommunikationssimulation / Communication Simulation

Die Kommunikationssimulation CoSIM (Communication Simulation) dient der Simulation des Kommunikationskanals eines intelligenten Niederspannungsnetzes. Die im Abschnitt 2.3 beschriebenen Kommunikationswege werden dabei berücksichtigt. Im Wesentlichen wird der Kommunikationskanal auf zwei Parameter, die Verzögerungszeit und die Verlustwahrscheinlichkeit, reduziert [7].

Es gibt prinzipiell sehr viele Kommunikationstechnologien, welche für die Datenübertragung von Smart Meter Messwerten zum Datenkonzentrator verwendet werden können. In [9] werden u. a. Wireless Mesh, Cellular Network Communication (2G, 3G, WIMAX, LTE) und Powerline Communication, kurz PLC, als mögliche Technologien mit deren Vor- und Nachteilen vorgestellt.

Die Schwierigkeit ist, den Kommunikationskanal einerseits möglichst allgemein und realistisch abzubilden, andererseits soll er durch möglichst wenige Parameter definierbar sein, um auch Sensitivitätsanalysen zu ermöglichen. Es ist daher sinnvoll auf Wahrscheinlichkeitsverteilungen zurückzugreifen. PLC wird bereits bei mehreren Anwendungen eingesetzt, zum Beispiel in Frankreich („Linky Meter Project“) [9], Italien (ENEL) [9] oder auch in Österreich („DG DemoNet – Smart LV Grid“ [10]). Bei Letzteren wurden über zwei Millionen Datenübertragungen analysiert. Es stellte sich heraus, dass die Paketverzögerung ungefähr normalverteilt ist [7].

Anzumerken ist noch, dass die Position der einzelnen Smart Meter im Netz und damit die Wegstrecken, die das Signal zurücklegen muss, in der vorliegenden Version der Simulationsumgebung nicht berücksichtigt werden. Die beiden Parameter des Übertragungskanales (Verzögerungszeit und Verlustwahrscheinlichkeit) werden jedem Informations-Paket mit einem Smart Meter Messwert zufällig gemäß der gewünschten Verteilung zugeordnet.

² Basierend auf Abbildung 10 in [8].

2.5 CONTROLLER – Netz-Regler / Grid Controller

Der zentrale Netz-Regler CONTROLLER verfolgt das Ziel, alle Messwerte in ein vorgegebenes Spannungsband zu bringen. Die für die Regelung notwendigen Daten werden dem CONTROLLER vom Datenkonzentrator DC übermittelt. Falls diese außerhalb des vorgegebenen Spannungsbandes liegen, sendet er Stufenstellungsbefehle an die aktiven Komponenten im Netz, d.h. dem rONT, welcher wiederum in der GRIDSIM abgebildet ist [11]. Die untersuchten Algorithmen basieren grundsätzlich auf dem im Rahmen des Projektes „DG DemoNet – Smart LV Grid“ entwickelten Regler-Algorithmen. Diese werden in fünf Stufen unterteilt [2]:

1. Lokale Regelung (basiert ausschließlich auf Transformatorsammelschiene)
2. Verteilte Regelung (basiert auf 1. und auf Smart Meter Messwerten)
3. Koordinierte Regelung (basiert auf 2. und Beeinflussung der PV-Einspeisung)
4. Selektive, koordinierte Regelung
5. Selektive, koordinierte Regelung mit Topologieerkennung

Für die in diesem Beitrag gemachten Analysen wurden ausschließlich die ersten beiden Stufen betrachtet [2, 11]:

2.5.1 Stufe 1 – Lokale Regelung

In der ersten Stufe wird ausschließlich auf die Spannungswerte der Niederspannungsammelschiene des rONT geregelt. Der Regler berechnet zu jedem vorgegebenen Zeitpunkt den Mittelwert der drei Phasen (vgl. blaue Linie in Abbildung 4).

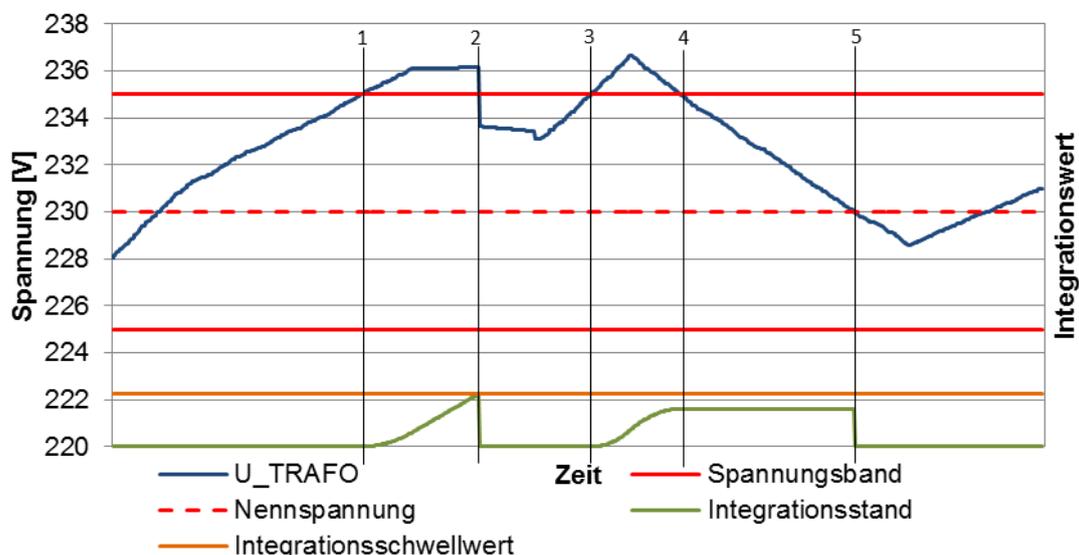


Abbildung 4: Beispiel zu Regelstufe 1

Ist der Mittelwert der Transformatorspannung außerhalb des vom Benutzer festgelegten zugelassenen Spannungsbandes, dem sogenannten „Deadband“, (ab Punkt 1 in Abbildung 4) beginnt der Regler die Spannungszeitfläche oberhalb (bzw. unterhalb bei einer Unterschreitung) dieser Grenze zu integrieren. Wird ein bestimmter Schwellwert (wiederum durch den Benutzer festgelegt) dieses Integrationswerts überschritten, verändert der Regler die Stufenstellung des rONT, sofern die Grenzen der Stufenstellung noch nicht erreicht wurden (Punkt 2). Gleichzeitig wird der Integrationswert wieder auf null gesetzt.

Beim erneuten Verlassen des Spannungsbandes, wird die Integration wieder gestartet (Punkt 3). Wird der Schwellwert nicht überschritten, weil die Spannung von selbst wieder zurück ins Spannungsband geht, bleibt der aktuelle Integrationswert gespeichert und die Integration pausiert (Punkt 4 bis 5). Falls die festgelegte Nennspannung erreicht wird, wird der Integrationswert zurückgesetzt (Punkt 5).

Für diesen Regelalgorithmus werden keine Informationen über das Netz bzw. dessen Zustand benötigt bzw. ermittelt.

2.5.2 Stufe 2 – Verteilte Regelung

In der zweiten Stufe werden nun auch bestimmte Spannungspunkte, wie sie z.B. durch Smart Meter ermittelt werden können, im Netz berücksichtigt. Smart Meter können prinzipiell an beliebigen Punkten platziert werden. Folglich ist eine Kommunikation zwischen den Smart Metern und dem CONTROLLER nötig. Zuständig für den Erhalt aller Smart Meter Werte ist der Datenkonzentrator DC. Hat dieser alle Werte an den CONTROLLER übermittelt, werden der minimale und maximale Wert aller Spannungswerte ermittelt. Der CONTROLLER verfolgt danach drei Ziele, die mit absteigender Priorität versucht werden, zu erreichen:

1. Der Spannungsmittelwert der drei Phasen der Niederspannungssammelschiene des rONT soll innerhalb des vorgegebenen Spannungsbandes liegen. Wenn der Mittelwert außerhalb liegt, wird er durch Veränderung der Stufenstellung zurückgebracht, ohne die anderen Spannungswerte im Netz zu berücksichtigen.
2. Wenn möglich, soll der minimale Spannungswert der Smart Meter Messdaten innerhalb des Spannungsbandes liegen.
3. Wenn möglich, soll auch der maximale Spannungswert der Smart Meter Messdaten innerhalb der definierten Grenzen liegen.

2.6 Dashboard

Das Dashboard ist ein optionales Monitoringtool, mit dem die Messwerte sowie die Stufenstellung des regelbaren Ortsnetztransformators während den Simulationen mitverfolgt werden können.

3 Analysen und Ergebnisse

Mit der präsentierten Simulationsumgebung können gezielt die Auswirkungen unterschiedlicher Parameter auf die Regelung eines Niederspannungsnetzes analysiert werden, um beispielsweise die optimale Mittelungszeit der Messwerte von Smart Metern für ein gegebenes Niederspannungsnetz und den zugehörigen Last- und Einspeiseprofilen zu ermitteln. Im Rahmen des Beitrags wird auf folgende Aspekte im Detail eingegangen:

- Einfluss der Mittelungszeit der gleitenden Mittelwertbildung auf Seiten der Smart Meter
- Einfluss des Integrationsschwellwerts des Reglers für den rONT
- Einfluss der Verzögerungszeit des Kommunikationskanals
- Einfluss der Verlustwahrscheinlichkeit von Daten über den Kommunikationskanal

Zunächst soll aber das Set-up für die experimentelle Sensitivitätsanalyse dargestellt werden, dass aus einem Testniederspannungsnetz und Szenarien mit zugehörigen Last- und Einspeisedaten besteht

3.1 Simulationsszenarien

3.1.1 Testniederspannungsnetz

Für die Untersuchung der Parameter wurde ein ländliches Testniederspannungsnetz entworfen. Dieses besteht aus 37 Haushalten, die in drei Stränge (ROT (R), GRÜN (G), BLAU (B)) unterteilt sind. Charakteristisch für die Haushalte sind zum einen die Anzahl der Bewohner und zum anderen deren Berufstätigkeit (vgl. Tabelle 1) [12].

Tabelle 1: Aufteilung der Haushalte im Testniederspannungsnetz nach Typ

Haushaltstyp	Anzahl	Prozent
Familie mit Pensionist(en)	5	13,5%
Paar Pension	2	5,4%
Paar Vollzeit	4	10,8%
Single Vollzeit	4	10,8%
Familie, 1 Mitglied Volleitet	12	32,4%
Familie, 2 Mitglieder Vollzeit	10	27,0%

Es wurde darauf geachtet, dass die gewählte Verteilung der Haushalte der Verteilung eines Dorfes auf ländlichem Gebiet entspricht³.

Von den 37 Haushalten verfügen 21 über eine Photovoltaikanlage, deren Spitzenleistungen zwischen 3 kWp und 10 kWp liegen. Um verschärfte Bedingungen zu simulieren, wurden alle PV-Anlagen an einer Phase angeschlossen⁴. In Tabelle 2 ist eine Übersicht über alle Anlagen gegeben. Insgesamt liefern die 21 PV-Anlagen 81,6 kWp an Leistung, die sich ungleichmäßig auf die drei Anschlussphasen aufteilen.

Tabelle 2: PV-Anlagen im Testniederspannungsnetz

Anlagen [kWp]	Anzahl an Anlagen je Phase			Summe [kWp]
	L1	L2	L3	
10.0	1	0	0	10
5.0	0	2	3	25
3.5	0	1	1	7
3.3	0	0	2	6,6
3.0	3	4	4	33
Summe [kWp]	19	25,5	37,1	81,6

³ Vergleichbar dafür sind die Ergebnisse einer Umfrage in Oberösterreich in [13]. Die mittlere Abweichung zu der verwendeten Verteilung beträgt ungefähr 10%.

⁴ In der Realität wäre dies nicht möglich, da der einphasige Anschluss von PV-Anlagen ab einer bestimmten Größe nicht mehr erlaubt ist. In Oberösterreich (beispielsweise) ist der einphasige Anschluss mit 4,6 kVA begrenzt (vgl. ÖVE/ÖNORM E 8001-4-712)

Die Ausrichtung bewegt sich von -5° bis $+3^\circ$ Grad Abweichung bei südlicher Ausrichtung. Die Neigung schwankt zwischen 26° und 33° Grad.

Tabelle 3: Verteilung der Haushalte und PV-Anlagen im Testniederspannungsnetz

	ROT	GRÜN	BLAU	Gesamt
Haushalte	11	14	12	37
PV	4	10	7	21
Anteil PV	36,36%	71,43%	58,33%	56,76%

Das Verteilnetz ist mit Freileitungen ausgeführt. Es wurde der Typ „F-AL 4x70/70 (1kV, Luft)“ aus der PSS®Sincal Standard-Bibliothek verwendet. Der Widerstandsbelag für diesen Typ beträgt $0,4626 \frac{\Omega}{\text{km}}$, der Reaktanzbelag $0,3667 \frac{\Omega}{\text{km}}$ und der Kapazitätsbelag wird mit $0 \frac{\text{nF}}{\text{km}}$ angenommen. Diese Leitung hat einen Querschnitt von 70 mm^2 .

Um realistische Daten des rONT zu gewährleisten, wurden jene des GRIDCON® der Maschinenfabrik Rheinhausen [14] verwendet, der eine Scheinleistung von 630 kVA und einer Kurzschlussspannung von 6% aufweist. Ein weiterer Kennwert des Transformators ist die Anzahl an Schaltungen, die laut Datenblatt garantiert werden. Diese beträgt beim gewählten rONT 700.000. Soll dieser rONT zum Beispiel 60 Jahre im Betrieb sein, so dürfen pro Tag theoretisch nicht mehr als 32 Schaltheftungen erfolgen.

Das gesamte Testniederspannungsnetz ist in Abbildung 5 dargestellt.

3.1.2 Definition der Last- und Einspeiseszenarien

Um möglichst realitätsnahe Eingangsdaten zu verwenden, wurden synthetische Last- und Einspeise-Profile verwendet, siehe [12].

Um den Simulationsaufwand in Grenzen zu halten, wurden insgesamt neun Szenarien definiert. Diese bestehen aus den drei Gruppen:

- Szenariengruppe 1: Sommer/Werktag
- Szenariengruppe 2: Übergangsjahreszeit/Sonntag
- Szenariengruppe 3: Winter/Samstag

Die Kombination aus Jahreszeit und Wochentag wurde zufällig gewählt. Die drei Szenariengruppen wurden für jeweils drei Wettervarianten (sonnig, wechselhaft, bewölkt) simuliert. Der Grund für die Variation des Wetters ist, dass sich dies am stärksten auf die Stromerzeugung der PV-Anlagen auswirkt. Vor allem bei wechselhaftem Wetter treten große Schwankungen auf. Für die Szenarien wird folgende Kurzschreibweise eingeführt: S1 steht für die Szenariengruppe eines Werktages im Sommer, S2 für jene eines Sonntages in der Übergangsjahreszeit und S3 für die Szenariengruppe eines Samstages im Winter. Mit einem zusätzlichen Buchstaben werden die Wetterverhältnisse angegeben. „-B“ steht für bedeckt, „-W“ für wechselhaft und „-S“ für (überwiegend) sonnig.

Für jeden Haushalt in Tabelle 1 wurde für alle der neun Szenarien ein Tagesprofil sowohl für deren Last als auch für die Einspeisung durch deren PV-Anlagen hinterlegt.

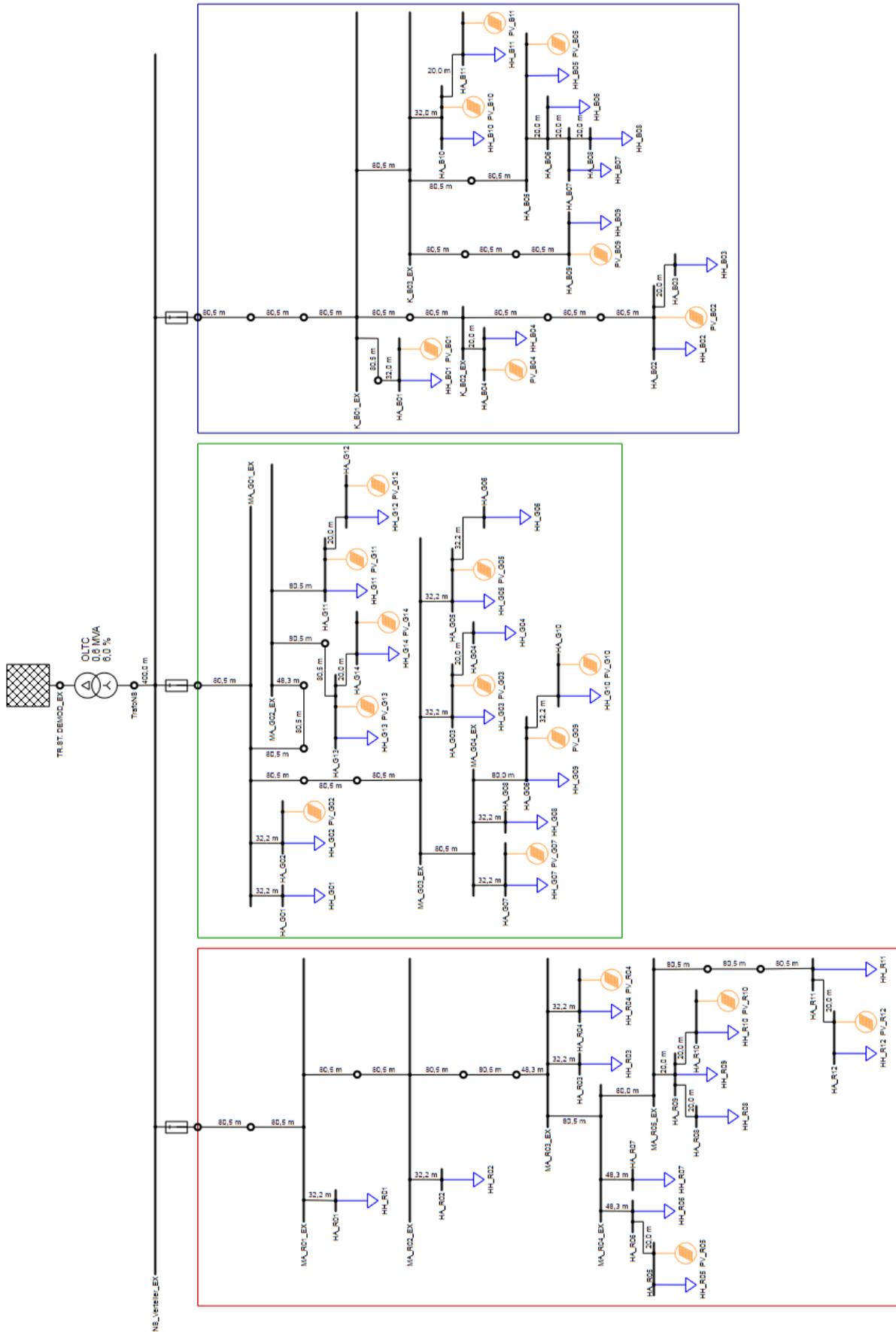


Abbildung 5: Schematische Darstellung des Testniederspannungsnetzes

3.1.3 Bewertung der Qualität der Regelung

Eine wichtige Frage ist, wie die Qualität der Regelung bewertet werden kann. Dazu ist, wenn es um die Spannungshaltung in Verteilnetzen geht, primär die Norm EN50160 („Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsnetzen“) zu erfüllen: „*Unter normalen Betriebsbedingungen müssen 95% der 10-Minuten-Mittelwerte des gemessenen Effektivwertes jedes Wochenintervalls innerhalb der Grenzen von $\pm 10\%$ U_n liegen*“, wobei U_n die Nennspannung (230 V für Niederspannungsnetze) ist [3].

Da bei den Simulationen Tagesprofile verwendet werden, würde der Norm nach ein Spannungsband von $\pm 10\%$ ausreichen. Es kommt allerdings hinzu, dass die Spannung der Mittelspannungsschiene des Transformators in der Realität Schwankungen unterliegt und folglich nicht als konstant vorausgesetzt werden kann. Aufgrund dieser Tatsachen wurden die Spannungsgrenzen auf $\pm 5\%$ reduziert, um genug Reserve für Schwankungen in der Mittelspannung aufweisen zu können. Ein weiterer Vorteil der Verwendung dieser engeren Grenze besteht darin, dass für die Einhaltung der Norm unter realen Bedingungen noch ein gewisser Spielraum übrig bleibt und das System nicht an der Grenze betrieben wird. Außerdem sind die Auswirkungen der Parameter deutlicher zu sehen. Zur Auswertung nach der Simulation werden ausschließlich die 10-Minuten-Mittelwerte der Haushaltsanschlussknoten herangezogen, wie es die Norm vorgibt.

Der zweite wichtige Punkt zur Bewertung der Qualität der Regelung betrifft die Anzahl an Stufenschaltungen des rONT. Diese darf nicht zu hoch werden, damit der rONT nicht bereits nach wenigen Jahren die garantierte Anzahl an Stufenstellungsänderungen erreicht. Prinzipiell hängt die Anzahl an Stufenstellungen von vielen Faktoren ab, wie z. B. der Stufenhöhe, der Stufenanzahl, des Regelalgorithmus, der Spannungsbandgrenzen etc. Da die Spannungsgrenzen etwas enger angenommen wurden, werden in etwa 25 bis 30 Stufenstellungsänderungen pro Tag als akzeptabel angesehen, da auch die Lebensdauer des rONT dann ausreichend wäre (ca. 60 Jahre).

3.2 Einfluss des Integrationsschwellwerts des Reglers für den rONT und der Mittelungszeit der gleitenden Mittelwertbildung auf Seiten der Smart Meter

Nun soll auf die Simulationsergebnisse eingegangen werden. In diesem Beitrag kann nur ein grober Überblick gegeben werden, für vertiefende Analysen und Erklärungen sei auf [5] verwiesen. Zunächst sollen noch die Begriffe ausreichend definiert werden:

3.2.1 Integrationsschwellwert des Reglers für den rONT

Der Integrationsschwellwert wurde bereits in Abschnitt 2.5.1 erläutert: Verlässt die Spannung das vorgegebene Band, wird die über bzw. unter der Grenze liegende Spannungszeitfläche aufaddiert, solange bis der Schwellwert überschritten wird, was zu einem Schaltbefehl führt (vergl. Abbildung 4). Die Einheit für den Schwellwert beträgt daher [Vs].

3.2.2 Smart Meter Mittelungszeit

Die Smart Meter Mittelungszeit T_{SMM} entsteht durch die gleitende Mittelwertbildung in der EGDA-Funktion. Der aktuelle Mittelwert U_{t_x} zum Zeitpunkt t_x ergibt sich mit T_{SMM} folgendermaßen:

$$U_{t_x} = \frac{1}{T_{SMM}} \cdot \int_{t_x - T_{SMM}}^{t_x} u(t) dt \quad (3.1)$$

3.2.3 Ergebnisse

Die folgenden beiden Diagramme fassen alle Simulationsergebnisse der neun betrachteten Szenarien zusammen. Für eine größere Übersichtlichkeit werden nur die niedrigsten, die höchsten und die durchschnittlichen Werte aller neun Szenarien je Parameterkombination eingezeichnet.

Abbildung 6 zeigt zunächst die Auswertung hinsichtlich Spannungsqualität. 100% Qualität würde in diesem Zusammenhang bedeuten, dass alle Hausanschlussknoten sich innerhalb der in Abschnitt 3.1.3 diskutierten $\pm 5\%$ um die Nennspannung befinden würde. 95% würde bereits einen grenzwertigen Spannungszustand im Testnetz bedeuten. Dementsprechend sind die Flächen farblich codiert. Grün bedeutet gute, gelb bereits grenzwertige (rund um die 95% Grenze) und rot unzureichende Spannungsqualität.

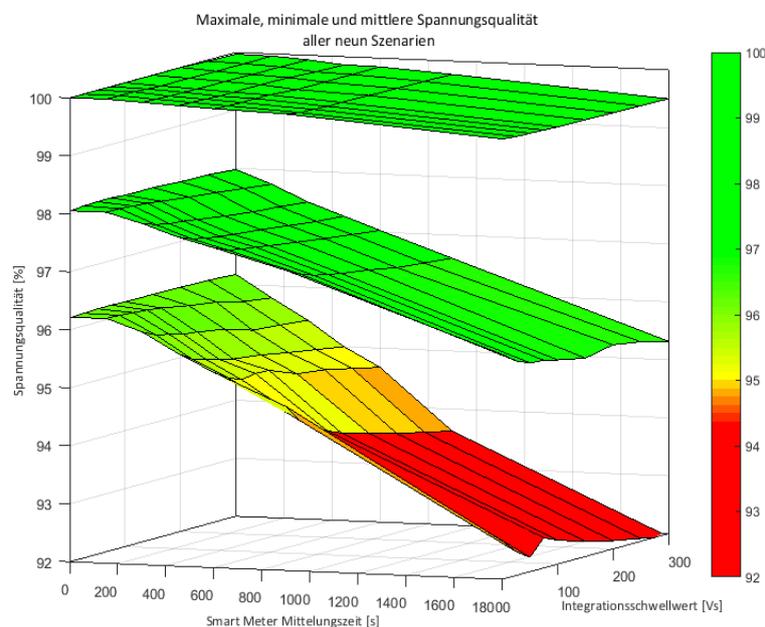


Abbildung 6: Maximale, durchschnittliche und minimale Spannungsqualität aller neun Szenarien als Funktion der Smart Meter Mittelungszeit und des Integrationsschwellwertes

Die Kurvenverläufe sind bezüglich der Spannungsqualität prinzipiell wie erwartet. Eine Erhöhung der Mittelungszeit bzw. des Integrationsschwellwertes führt in den meisten Fällen zu einer Verschlechterung der Spannungsqualität, da die Regelung nicht schnell reagieren kann. Gut erkennbar ist, dass im Durchschnitt die Spannungsqualität für jede Parameterkombination im grünen Bereich liegt. Für die minimale Spannungsqualität der neun Szenarien ist dies hingegen nicht mehr gültig. Um bei minimalen Werten 95% zu erreichen, darf die Smart Meter Mittelungszeit nicht größer als zehn Minuten (= 600 Sekunden) sein. Bei niedrigen Integrationsschwellwert sind für die Mittelungszeit bis zu 15 Minuten zulässig.

Nachfolgend ist in Abbildung 7 dieselbe Darstellungsweise für die Anzahl an Stufenstellungsänderungen angegeben. Die z-Achse ist aus Gründen der Übersicht

logarithmisch geteilt. Der minimal dargestellte Wert auf der z-Achse ist vier, gleichbedeutend mit der minimalen vorkommenden Anzahl an Stufenstellungsänderungen in allen Szenarien.

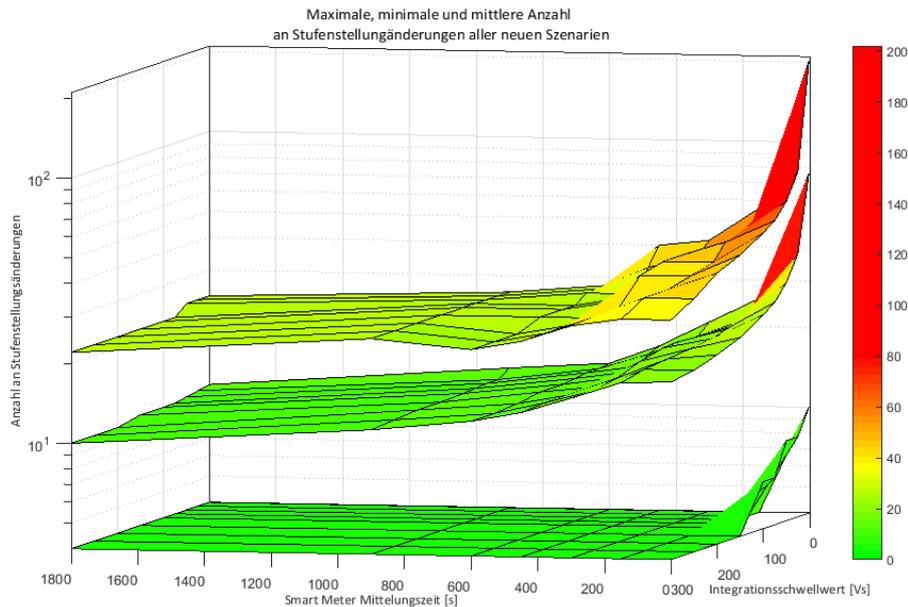


Abbildung 7: Maximale, minimale und durchschnittliche Anzahl an Stufenstellungsänderungen aller neuen Szenarien als Funktion der Smart Meter Mittelungszeit und des Integrationsschwellwertes

Die Verwendung eines schnelleren Reglers, erzielbar durch Verringerung des Integrationschwellwertes und/oder der Mittelungszeit, bringt kaum eine Verbesserung der Spannungsqualität mit sich, wie aus Abbildung 6 abgelesen werden kann, sondern führt vielmehr zu unnötig vielen Stufenstellungsänderungen (bei Augenblickswerten explodieren diese förmlich). Andererseits kann durch eine Erhöhung der Smart Meter Mittelungszeit bzw. des Integrationsschwellwertes des Reglers die Anzahl an Schalthandlungen stark reduziert werden. Bei einer zu hohen Wahl (z. B. $T_{SMM} = 1800$ Sekunden) kann die geforderte Spannungsqualität jedoch nicht immer eingehalten werden.

Abbildung 7 zeigt, dass die Wahl der Parameter eine größere Auswirkung auf die Stufenstellungsänderungen hat als auf die Spannungsqualität. Während das Erzielen einer bestimmten Spannungsqualität die beiden Parameter nach oben beschränkt, so werden sie bezüglich der Anzahl an Schalthandlungen nach unten beschränkt. Werden die Durchschnittswerte analysiert, so sollte die Mittelungszeit nicht unter fünf Minuten, der Integrationsschwellwert nicht unter 25 Vs, liegen.

Die eben beschriebenen Analysen müssten für weitergehende Aussage noch mit weiteren Szenarien und Netzen durchgeführt werden, um festzustellen, ob die getroffenen Aussagen allgemein gültig sind oder nur für das verwendete Testniederspannungsnetz und den verwendeten Eingangsdatensatz gelten. Dies konnte jedoch aufgrund des hohen Simulationsaufwandes bisher noch nicht durchgeführt werden und ist Gegenstand aktueller Arbeiten.

3.3 Einfluss der Verzögerungszeit und der Verlustwahrscheinlichkeit von Daten über den Kommunikationskanal

Die zweite Untersuchung betrifft zwei Parameter des Kommunikationskanals, genauer gesagt die Latenzzeit und die Verlustwahrscheinlichkeit eines Pakets. Es wird zunächst ein verlustfreier Kanal angenommen, um die Auswirkung der Latenzzeit isoliert darzustellen. Im zweiten Schritt wird die Verlustwahrscheinlichkeit größer Null gesetzt. In beiden Fällen werden die Auswirkungen auf die Qualität der Regelung untersucht.

3.3.1 Netzsituation aus der Sicht des CONTROLLERS

Die erste Auswirkung, die eine Latenzzeit mit sich bringt ist, dass dem CONTROLLER nicht mehr zu jedem Simulationszeitpunkt alle Smart Meter Messwerte zur Verfügung stehen. Dies liegt darin begründet, dass die Messwerte nacheinander über einen nichtidealen Kommunikationskanal geleitet und diese verzögert werden bzw. verloren gehen können. Erst wenn der erste Messwert übertragen wurde (Anfrage- und Antwortpaket), kann der zweite Messwert übertragen werden usw.

Dies wird anhand einer genaueren Analyse des folgenden Beispiels deutlicher: Die mittlere Verzögerungszeit sei 5000 Millisekunden und die Verlustwahrscheinlichkeit gleich 0%. Insgesamt sind im Testniederspannungsnetz 27 Smart Meter platziert. Multipliziert mit den drei Phasen ergeben dies 81 Smart Meter Messwerte. Für jeden einzelnen dieser Messwerte müssen jeweils ein Anfrage- und ein Antwortpaket übertragen werden. Die gesamte mittlere Übertragungsdauer aller Spannungswerte ergibt demnach $5000\text{ms} \cdot 2 \cdot 81 = 13,5\text{min}$. Anders formuliert bedeutet das, dass alle 13,5 Minuten im Durchschnitt ein bestimmter Messwert eines bestimmten Smart Meter übertragen wird.

Dazu ist in Abbildung 8 das Ergebnis einer Simulation aus S3-W für die Phase drei des Smart Meter „SM_HA_B09“ in der Zeit von 10:00 bis 12:30 Uhr herausgegriffen, bei der die Messwerte aus der Sicht des CONTROLLERS geloggt wurden. Die rote Linie markiert die obere Grenze des Spannungsbandes, die blaue Linie zeigt den gemittelten Spannungsverlauf aus der Sicht des Smart Meter und die grüne Linie stellt den übertragenen Spannungsverlauf aus der Sicht des CONTROLLERS dar.

In dieser Abbildung wird deutlich, dass durch die Verzögerungszeit viel an Information verloren geht. So wird z.B. die erste Spannungsverletzung vom CONTROLLER nicht registriert. Würden Messdaten-Pakete während der Übertragung verlorengehen (strichlierter Verlauf in Abbildung 8), würde sich die Netzsituation für den CONTROLLER sehr anders darstellen, als sie in Wirklichkeit wäre. Daraus folgt, dass grundsätzlich ein nichtidealer Kommunikationskanal aufgrund der daraus resultierenden Informationsverluste die Spannungsqualität vermindern muss.

Beim vorigen Beispiel erhält der CONTROLLER nur alle 13,5 Minuten einen neuen Messwert einer bestimmten Phase eines bestimmten Smart Meter. Allein aufgrund dieser Information kann jedoch nicht beurteilt werden, ob diese mittlere Abtastzeit eher hoch oder niedrig ist. Dies kann erst durch die Berücksichtigung der zeitlichen Auflösung der ursprünglichen Daten und der Smart Meter Mittelungszeit bestimmt werden. Die zeitliche Auflösung beträgt in der Simulation zwei Sekunden. In Bezug darauf ist eine Abtastzeit von 13,5 Minuten sehr bzw. zu lange, um eine qualitativ gute Regelung für die verwendeten Zeitreihen zu erzielen. Es

muss allerdings noch die Smart Meter Mittelungszeit T_{SMM} , welche für diese Simulation $T_{SMM} = 300s$ (= 5 Minuten) betrug, berücksichtigt werden. Diese beinhaltet aufgrund der gleitenden Mittelwertbildung (vergl. Formel (3.1)) auch Augenblickswerte der ausgewählten Knotenspannung der letzten fünf Minuten, wenn auch auf triviale Weise. Hierauf bezogen ist die in diesem Beispiel angenommene mittlere Verzögerungszeit nicht mehr so lang. Die effektive Dauer der mittleren Verzögerungszeit ist jedoch unter der Annahme von Paketverlusten am Übertragungskanal, in Abhängigkeit der Verlustwahrscheinlichkeit, noch größer.

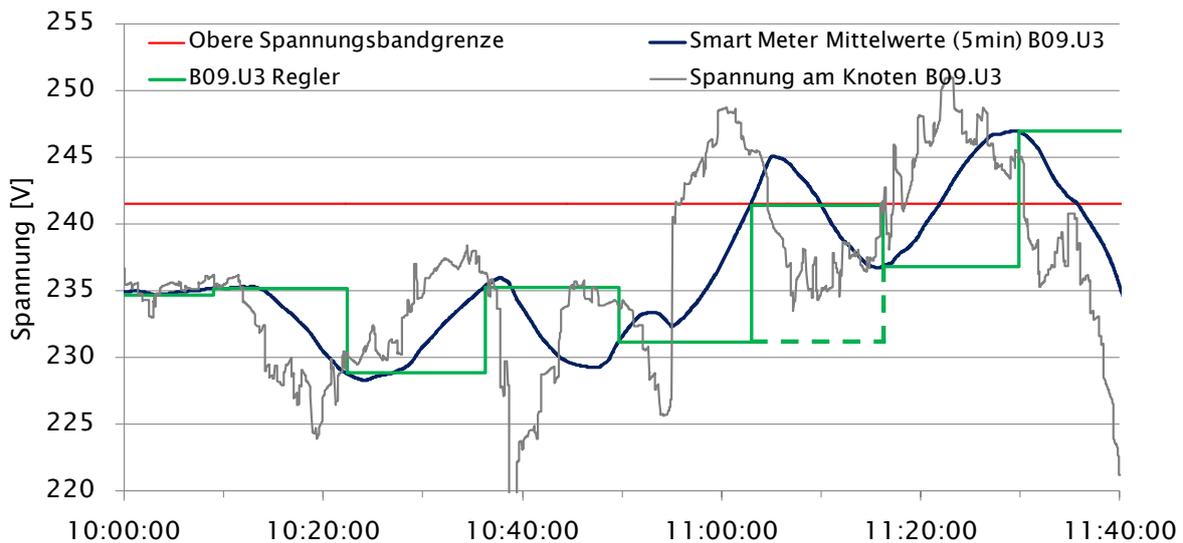


Abbildung 8: Spannungsverlauf des Smart Meter SM_HA_B09.U3 aus Sicht des CONTROLLER im Vergleich zu den gemittelten Smart Meter Messwerten; $T_{SMM} = 300s$

Auf Basis dieser Überlegungen wird eine neue Größe eingeführt, mit dem Ziel, die Ergebnisse der in diesem Abschnitt vorgenommenen Simulationen, basierend auf der Smart Meter Mittelungszeit, besser miteinander vergleichen zu können. Diese Größe wird im Folgenden als „Übertragungsqualität q “ bezeichnet.

Dafür wird zuerst die mittlere Anzahl an Paketen, die der CONTROLLER in einem Mittelungszeitraum erhält, berechnet (Q). Diese Anzahl ist abhängig von der Smart Meter Mittelungszeit T_{SMM} , der mittleren Verzögerungszeit T_{MD} (Mean Delay) und der Paketverlustwahrscheinlichkeit des Kanals LP (Loss Probability). Weiters muss berücksichtigt werden, dass jedes Paket zweimal über den Übertragungskanal geleitet werden muss, wodurch sich die mittlere Verzögerungszeit verdoppelt und die verlustfreie Übertragungswahrscheinlichkeit quadriert. Die Formel für Q lautet demnach:

$$Q = \frac{T_{SMM}}{2 \cdot T_{MD}} \cdot (1 - LP)^2 \quad (3.2)$$

Dieser Wert wird noch auf die Anzahl der Pakete, die für eine Übertragung aller Smart Meter Messwerte benötigt werden ($Q_0 = 3 \text{ Phasen} \cdot 27 \text{ Smart Meter} = 81 \text{ Messwerte}$), bezogen:

$$q = \frac{Q}{Q_0} = \frac{1}{Q_0} \cdot \frac{T_{SMM}}{2 \cdot T_{MD}} \cdot (1 - LP)^2 \quad (3.3)$$

In Abbildung 9 sind die Werte der Übertragungsqualität q für die in diesem Abschnitt durchgeführten Simulationen ($T_{SMM} = 300$ Sekunden, $T_{MD} = [0;5000s]$, $LP = [0;50\%]$) dargestellt.

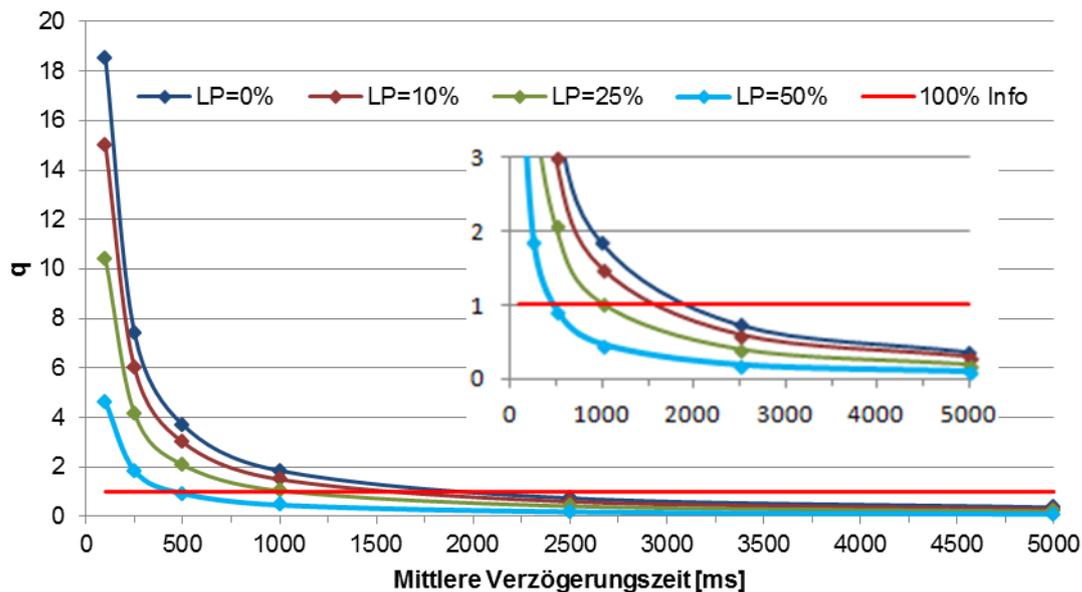


Abbildung 9: Übertragungsqualität als Funktion der Verzögerungszeit und der Verlustwahrscheinlichkeit

Für eine mittlere Verzögerungszeit von fünf Sekunden ergibt sich demnach eine Übertragungsqualität von 0,37 ($LP = 0\%$). Das heißt, innerhalb von fünf Minuten werden im Mittel (nur) 37% aller Messwerte übertragen.

Wird die Verzögerungszeit größer, so nähert sich die Übertragungsqualität Null. Gleiches gilt für eine hohe Verlustwahrscheinlichkeit. Wenn andererseits die Verzögerungszeit gegen Null geht, strebt die Übertragungsqualität nach unendlich. Der theoretisch optimale Wert der Übertragungsqualität aus Sicht des CONTROLLERS ist demnach unendlich. Praktisch gesehen richtet sich der bestmögliche Wert nach der zeitlichen Auflösung der Simulation bzw. in Realität nach der Abtastrate der Messwerte.

3.3.2 Simulationsergebnisse

Für die nachfolgenden Analysen wurden nur die Szenarien mit wechselhaften Wetter simuliert. Bevor die Ergebnisse bezüglich der Übertragungsqualität analysiert werden, wird das Ergebnis des Szenarios S3-W zuerst in Abbildung 10 detailliert betrachtet, um die Erkenntnisse aufzuzeigen.

Auffallend ist, dass bis zu einer mittleren Verzögerungszeit von einer Sekunde kein Szenario die geforderte Spannungsqualität (rote Linie) verletzt. Dies gilt für eine Verlustwahrscheinlichkeit von bis zu 50%. Hierbei gehen bis zu 75% aller Pakete verloren, da jedes Paket zweimal über den Kanal muss (Anfrage- und Antwortpaket), trotzdem wird die geforderte Spannungsqualität eingehalten. Das heißt, dass der Regelalgorithmus prinzipiell sehr robust ist. Erst bei höheren Verzögerungszeiten wird die 95% Grenze gefährdet.

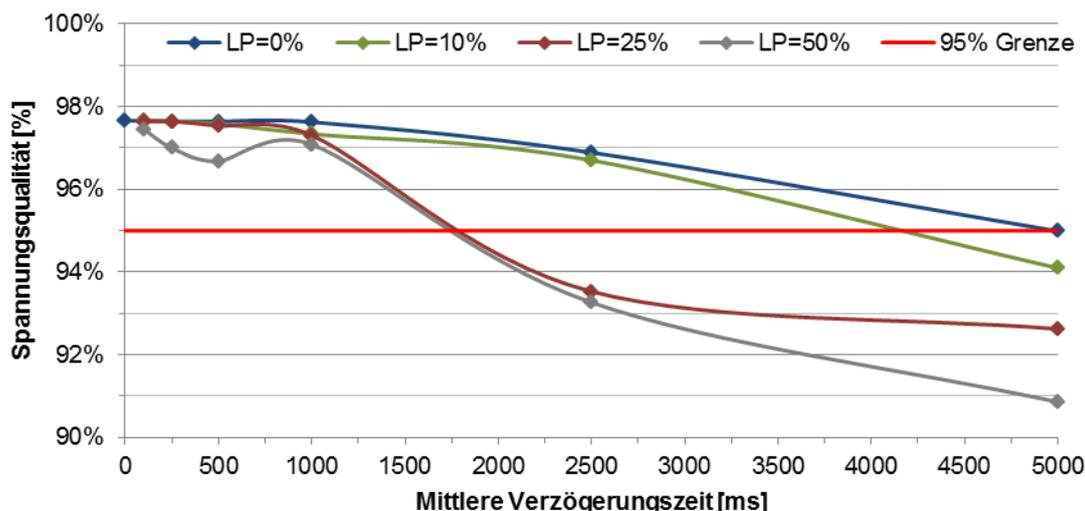


Abbildung 10: Winter/Samstag/Wechselhaft: Spannungsqualität als Funktion der mittleren Verzögerungszeit und der Verlustwahrscheinlichkeit des Kommunikationskanals

Weiters weist die Kurve S3-W bei einer Verlustwahrscheinlichkeit von 50% zuerst einen fallenden und dann einen steigenden Verlauf auf. Dies erscheint auf den ersten Blick ungewöhnlich, da alle anderen Kurven stets fallen. Es wäre auch logischer, da beim Zunehmen der mittleren Verzögerungszeit der Regler weniger Messwerte erhält. Dies zeigt jedoch einen bedeutenden Effekt auf. Bei höheren Verlustwahrscheinlichkeiten ist es ausschlaggebend, welche Pakete verloren gehen, da für die Regelung nur der minimale bzw. maximale Messwert herangezogen wird. Es kann deshalb vorkommen, dass, trotz hoher Verlustwahrscheinlichkeit, die für die Regelung wichtigen Pakete nicht verlorengehen. Dadurch erklärt sich die bessere Spannungsqualität bei einer mittleren Verzögerungszeit von 1000 Millisekunden gegenüber jener bei 500 Millisekunden. Dieses Szenario müsste daher mehrmals simuliert und die Durchschnittswerte der Ergebnisse herangezogen werden, um diesen Effekt auszumerzen. Dieser Effekt ist auch bei den Stufenstellungsänderungen bei einer Verlustwahrscheinlichkeit von 50% zu erkennen (vgl. Abbildung 11).

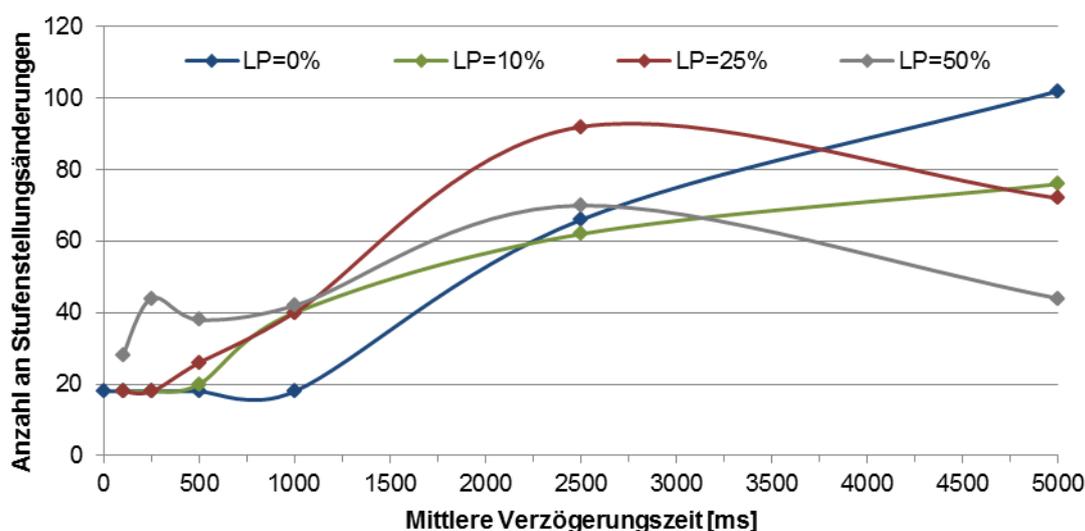


Abbildung 11: Winter/Samstag/Wechselhaft: Stufenstellungsänderungen als Funktion der mittleren Verzögerungszeit und der Verlustwahrscheinlichkeit des Kommunikationskanals

Es ist ersichtlich, dass bei einem verlustfreien Kanal bis zu einer mittleren Verzögerungszeit von einer Sekunde keine Veränderung der Anzahl an Stufenstellungsänderungen auftritt. Ebenso ist die Anzahl an Stufenstellungsänderungen bei einer Verlustwahrscheinlichkeit von 10% und 25% bis zu einer mittleren Verzögerungszeit von einer halben Sekunde im akzeptablen Bereich. Bei einer Verlustwahrscheinlichkeit von 50% wird die akzeptable Anzahl an Stufenstellungsänderungen schon bei einer mittleren Verzögerungszeit von 250 Millisekunden überschritten.

Interessant ist es, diese Ergebnisse in Abhängigkeit der Übertragungsqualität q (vgl. Abschnitt 3.3.1) darzustellen (vgl. Abbildung 12):

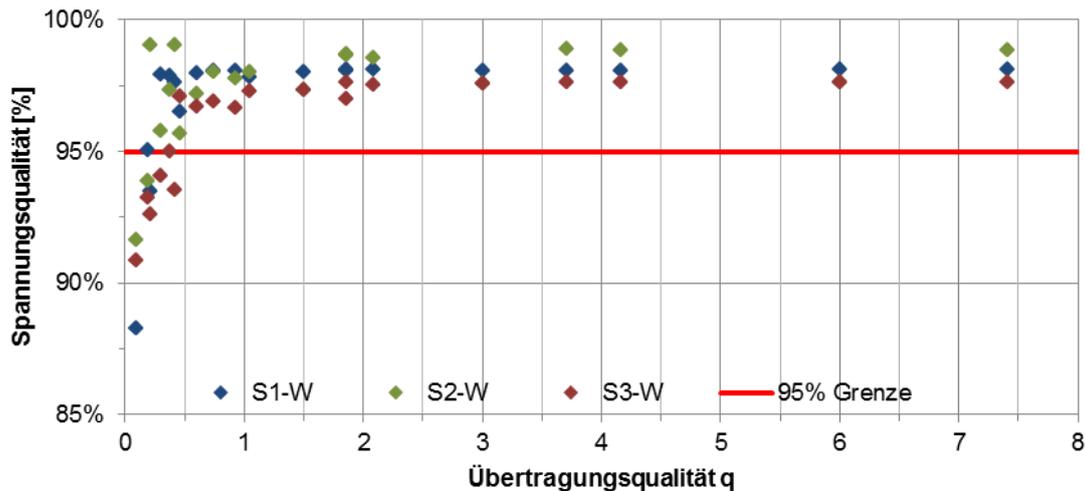


Abbildung 12: Spannungsqualität der Szenarien mit wechselhaftem Wetter als Funktion der Übertragungsqualität

Aus dem Diagramm kann entnommen werden, dass eine Übertragungsqualität von 0,5 völlig ausreichend ist, um die geforderte Spannungsqualität zu erfüllen. Anders formuliert bedeutet das, dass im Durchschnitt nur die Hälfte aller Messwerte je Smart Meter Mittelungsintervall für eine hinreichend gute Qualität der Regelung übertragen werden müssen. Falls andererseits die Übertragungsqualität unter 0,5 liegt, heißt dies nicht, dass die Spannungsqualität unzureichend ist, da wie im Diagramm ersichtlich, dies nur für ungefähr 50% der Simulationen zutrifft.

Um die Daten bezüglich der Stufenstellung unterschiedlicher Szenarien vergleichen zu können, wird ein Referenzwert verwendet, von dem aus die relative Änderung der Stufenstellungsänderungen betrachtet werden kann. In Abbildung 13 wird dies gemacht. Als Referenzwert wird jene Anzahl an Stufenstellungen angenommen, die bei perfekter Übertragungsqualität erreicht wurde.

Es ist ersichtlich, dass in Szenario 3 die Steigung mit Erhöhen der Anzahl an Stufenstellungen mit sinkender Übertragungsqualität am größten ist, generell sich die sinkende Übertragungsqualität sehr stark auf die Anzahl an Stufenstellungen auswirkt. Die Frage die sich jedoch nun stellt, lautet, wie groß die relative Zunahme an Schalthandlungen sein darf bzw. welche Zunahme als akzeptabel angesehen wird. Würde diese z. B. mit 50% beschränkt, so müsste die Übertragungsqualität (bis auf vier Ausnahmen in Szenario 3) besser als eins sein. Jedoch ist auch bei einer schlechteren Übertragungsqualität nicht

gesagt, dass die Zunahme der Anzahl an Stufenstellungen generell inakzeptabel ist. Diese Erkenntnis trifft, ebenso wie bei der Spannungsqualität, nur für etwa 50% zu.

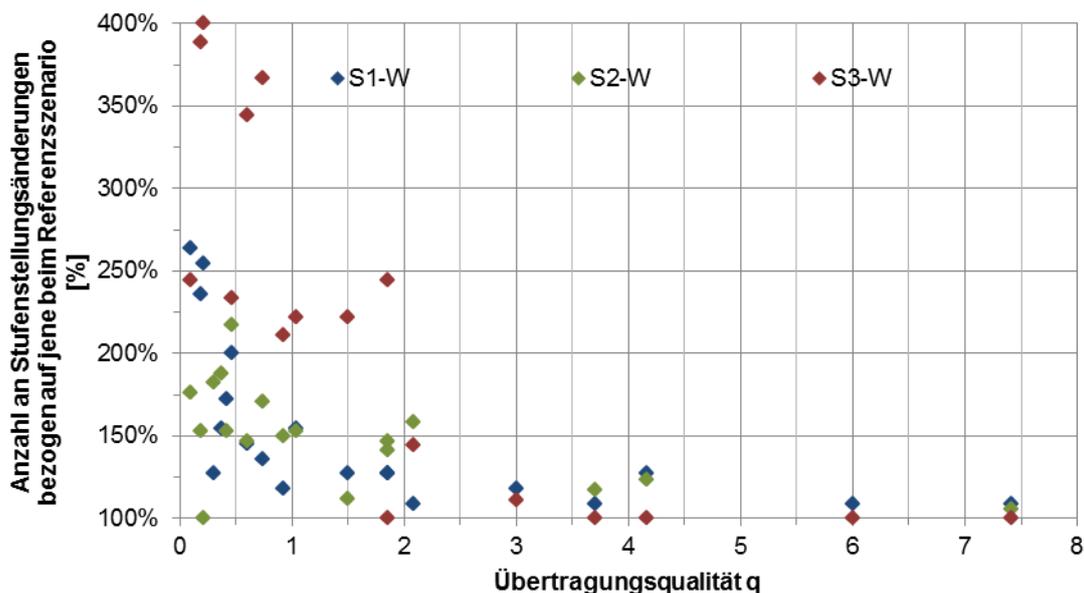


Abbildung 13: Relative Stufenstellungsänderungen (bezogen auf jene des Referenzszenario) der Szenarien mit wechselhaftem Wetter als Funktion Übertragungsqualität

Diese Ergebnisse zeigen jedoch auch die Grenzen der Aussagekraft zur Übertragungsqualität bei nur drei simulierten Szenarien auf. Hier müsste eine viel größere Anzahl an Testnetzen mit vielen verschiedenen Szenarien simuliert und analysiert werden, um die Bedeutung der Übertragungsqualität näher bestimmen zu können.

Zuletzt stellt sich noch die Frage, wie einer unzureichenden Spannungsqualität aufgrund einer langen mittleren Verzögerungszeit bzw. einer hohen Verlustwahrscheinlichkeit entgegengewirkt werden kann. Dies ist bei S3-W für Verzögerungszeiten ab ca. 1750 Millisekunden (vgl. Abbildung 10), oder anders formuliert bei einer Übertragungsqualität kleiner als 0,5 relevant. Die Antwort lässt sich aus Formel (3.3) ableiten. Da die Eigenschaften des Kommunikationskanals in der Regel fix vorgegeben sind, muss die Smart Meter Mittelungszeit erhöht werden, um eine bessere Übertragungsqualität zu erzielen. Aus diesem Grund wurden bei S3-W alle Simulationen mit einer Verzögerungszeit von 2,5 bzw. 5 Sekunden ($LP = 0/10/25/50\%$) mit einer doppelt so hohen Mittelungszeit ($T_{SMM} = 600$ Sekunden) wiederholt. Dadurch verdoppelt sich auch der Wert der Übertragungsqualität. Der Vergleich ist in **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** dargestellt.

Diese Ergebnisse bestätigen die Erwartungen, dass durch die höhere Mittelungszeit und der folglich höheren Übertragungsqualität die Spannungsqualität deutlich verbessert werden kann und die 95% Grenze nicht mehr verletzt wird. Dies scheint auf den ersten Blick paradox, da in Abschnitt 3.2 ein genau umgekehrtes Verhalten (höhere Mittelungszeit verschlechtert die Spannungsqualität) festgestellt wurde. Der Grund liegt darin, dass hier ein idealer Kommunikationskanal vorausgesetzt wurde. Dies bedeutet, dass der Controller perfekte Informationen über das Netz hatte (Übertragungsqualität theoretisch unendlich) und folglich die Formel 3.3 nicht gültig ist. Im Falle eines realen Kommunikationskanals ($T_{MD} > 0$)

werden durch eine Erhöhung der T_{SMM} mehr Messwerte der einzelnen Smart Meter berücksichtigt und somit mehr Informationen in einer Übertragung an den CONTROLLER übermittelt. Dadurch lässt sich dieses paradoxe Verhalten erklären.

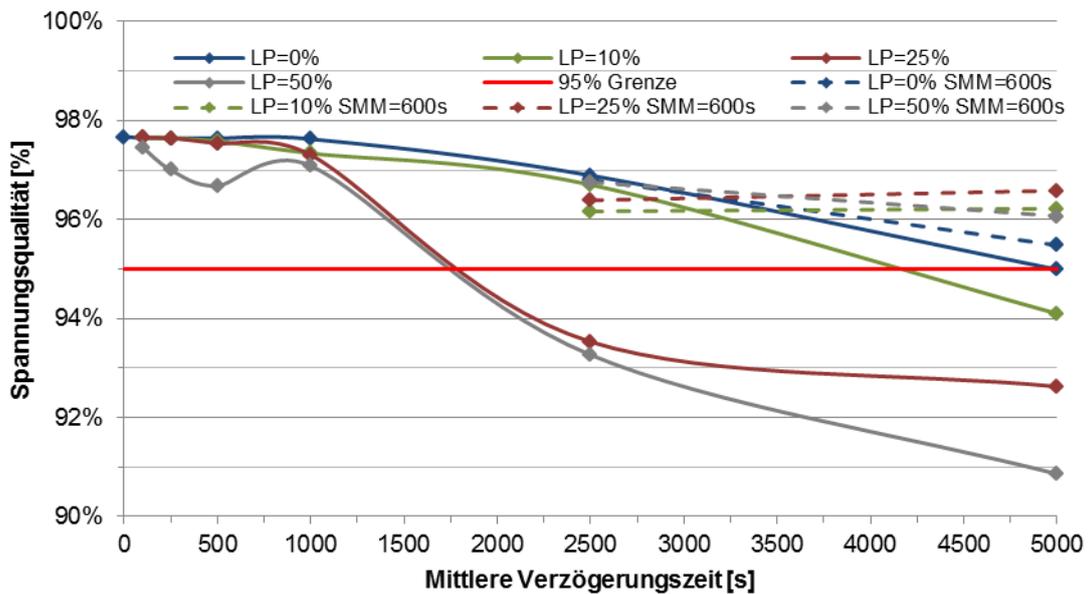


Abbildung 14: Winter/Samstag/Wechselhaft: Spannungsqualität bei einer Mittelungszeit von 300s (durchgezogen) bzw. 600s (strichliert) im Vergleich

Ähnliches gilt für die Anzahl an Stufenstellungsänderungen, auch diese konnten durch die Verdoppelung der Mittelungszeit reduziert werden (vgl. Abbildung 15).

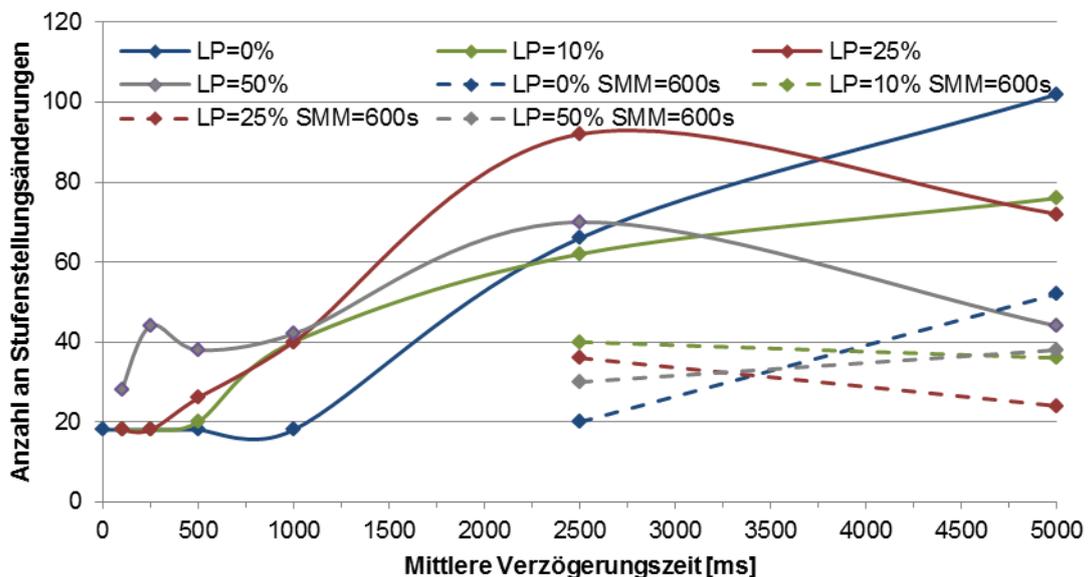


Abbildung 15: Winter/Samstag/Wechselhaft: Stufenstellungsänderungen bei einer Mittelungszeit von 300s bzw. 600s (strichliert) im Vergleich

Eine weitere Möglichkeit wäre das Erhöhen des Integrationsschwellwertes des Reglers. Dies konnte aufgrund des zu hohen Simulationsaufwandes jedoch nicht experimentell bestätigt bzw. deren genauen (möglicherweise auch unerwünschten) Auswirkungen untersucht werden.

Zusammengefasst kann gesagt werden, dass der untersuchte Regelalgorithmus robust ist, sofern die Übertragungsqualität hinreichen gut ist.

4 Zusammenfassung und Ausblick

Es hat sich gezeigt, dass die Smart Meter Mittelungszeit in der Regel die größere Auswirkung auf die Qualität der Regelung hat. Auf keinen Fall dürfen bei den verwendeten Zeitreihen Augenblicksmesswerte an den Regler übermittelt werden, da sonst die Anzahl der Stufenstellungsänderungen drastisch zunimmt. Hinzu kommt noch, dass die Spannungsqualität dadurch nicht signifikant verbessert werden kann. Für die untersuchten Eingangsdaten ist eine Mittelungszeit von fünf bis zehn Minuten optimal.

Der zweite ausschlaggebende Parameter, der Integrationsschwellwert des Reglers, ist bei einer gut überlegten Wahl der Mittelungszeit nicht mehr so ausschlaggebend. Jedoch sollte dem Regler auf jeden Fall eine gewisse Trägheit hinzugefügt werden, um ein sofortiges Schalten bei jeder Spannungsbandverletzung, das zu vielen Stufenstellungsänderungen führen kann, zu vermeiden. Der Integrationsschwellwert sollte im Bereich von mindestens 25 Vs bis 150 Vs angesetzt werden.

Durch die Analyse der Qualität der Regelung in Abhängigkeit qualitativ unterschiedlicher Kommunikationskanäle stellt sich heraus, dass aufgrund alleiniger Betrachtung der beiden Parameter, Latenzzeit und Verlustwahrscheinlichkeit, keine allgemein gültigen Aussagen getroffen werden können. Es ist essentiell, diese mit der für eine vollständige Übertragung aller Messwerte benötigten Pakete sowie der Smart Meter Mittelungszeit ins Verhältnis zu setzen. Auf diese Weise kann die Übertragungsqualität bestimmt werden. Diese gibt an, wie groß die relative Anzahl der im Durchschnitt übertragenen Pakete innerhalb einer Mittelungszeit ist. Es zeigte sich, dass dieser Wert größer als ca. eins sein sollte, um eine gute Qualität der Regelung zu gewährleisten. Das heißt, alle Smart Meter Werte sollten mindestens einmal je Mittelungsintervall übertragen werden. Außerdem bedeutet das, dass z. B. bei einer zu hohen Verzögerungszeit des Kommunikationskanals mit einer Erhöhung der Smart Meter Mittelungszeit entgegengewirkt werden kann.

Für eine weitere zukünftige Verwendung der Simulationsumgebung könnte diese noch in der Effizienz und Geschwindigkeit verbessert werden. Dies betrifft hauptsächlich den vom Projekt „*DG DemoNet – Smart LV Grid*“ übernommenen Teil der Kommunikationssimulation (mit Ausnahme der Kanalmodellierung). Grundsätzlich wäre eine solche Simulationsumgebung auch für Netzbetreiber interessant, da sie, basierend auf ihrem Netz und realen Daten, Simulationen durchführen und analysieren könnten. Der Vorteil wäre, dass die Parameter, wie die Smart Meter Mittelungszeit oder den Integrationsschwellwert des Reglers, speziell für bestimmte Netzverhältnisse angepasst werden könnten.

Literatur

- [1] R. Schwalbe, A. Einfalt, M. Heidl, A. Abart, M. Radauer, and H. Brunner, “DG-DemoNet Smart LV Grid – Robust Control Architecture to increase DG Hosting Capacity,” 23rd International Conference on Electricity Distribution (CIRED), Lyon, France, 2015.

- [2] A. Einfalt, F. Zeilinger, R. Schwalbe, B. Bletterie, and S. Kadam, "Controlling active Low Voltage distribution grids with minimum efforts on costs and engineering," Siemens AG Austria, Networks and Communications, Wien, Nov. 2013.
- [3] *Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen*, EN 50160:2011-03-01, 2011.
- [4] R. Mosshammer, F. Kupzog, M. Faschang, and M. Stifter, "Loose Coupling Architecture for Co-Simulation of Heterogeneous Components," IECON 2013 - 39th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society, IEEE, Vienna, Austria, 2013.
- [5] A. Plank, "Auswirkungen von Latenz- und Mittelungszeiten auf neue Regelungskonzepte im Niederspannungsnetz," Masterarbeit, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Technische Universität Wien, Vienna, Austria, 2015.
- [6] M. Faschang, F. Kupzog, R. Mosshammer, and A. Einfalt, "Rapid Control Prototyping Platform for Networked Smart Grid Systems," IECON 2013 - 39th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society, IEEE, Vienna, Austria, 2013.
- [7] F. Kupzog, P. Dimitriou, M. Faschang, R. Mosshammer, M. Stifter, and F. Andren, "Co-Simulation of Power-and Communication-Networks for Low Voltage Smart Grid Control," D-A-CH-Konferenz Energieinformatik, Oldenburg, Germany, 2012.
- [8] M. Faschang, P. Dimitriou, T. Leber, and F. Kupzog, "Co-simulation LV grid and communication network. Description of the final Co-simulation environment: Deliverable zu AP2, Projekt "DG DemoNet – Smart LV Grid"," Vienna, Austria, 2012.
- [9] V. Gungor, D. Sahin, T. Kocak, S. Ergut, C. Buccella, C. Cecati, and G. Hancke, "Smart Grid Technologies. Communication Technologies and Standards," *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 7, pp. 529–539, 2011.
- [10] A. Einfalt, H. Brunner, R. Schwalbe, W. Prügler, A. Abart, M. Radauer, M. Niederhuemer, and W. Winter, "Control concepts for active low voltage network operation with a high share of distributed energy resources: Final Report "DG DemoNet – Smart LV Grid"," 2015.
- [11] A. Einfalt, H. Brunner, A. Lugmaier, and F. Kupzog, "Control Strategies for Smart Low Voltage Grids – The Project DG Demonet – Smart LV Grid," CIRED Workshop 2012 - Integration of Renewables into the Distribution Grid, Lisbon, Portugal, May. 2012.
- [12] F. Zeilinger and A. Einfalt, "Modell für hochauflösende synthetische Haushaltslastprofile," in *Kurzfassungsband EnInnov2012: Alternativen für die Energiezukunft Europas*, Graz: Verlag der Technischen Universität Graz, 2012, pp. 312–313.
- [13] A. Einfalt, A. Schuster, C. Leitinger, D. Tiefgraber, M. Litzlbauer, S. Ghaemi, D. Wertz, A. Frohner, and C. Karner, "ADRES-Concept: Konzeptentwicklung für ADRES - Autonome Dezentrale Regenerative EnergieSysteme," TU Wien, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Apr. 2011.
- [14] "GRIDCON® TRANSFORMER - Der regelbare Ortsnetztransformator: Prospekt," Regensburg, Germany, 2012.