

FELDTESTERGEBNISSE EINER KOMMUNIKATIONS- BASIERTEN SPANNUNGSREGELUNG FÜR NIEDERSPANNUNGSNETZE

Bastian Maucher¹, Hannes Malleier¹, Sebastian Eckstein¹,
Rolf Witzmann

¹ Technische Universität München, Professur für Elektrische Energieversorgungsnetze,
Arcisstr. 21, Tel.: 089 289 25585, www.hsa.ei.tum.de; bastian.maucher@tum.de

Kurzfassung: Aufgrund der steigenden Zahl erneuerbarer Einspeiser erreicht die Netzspannung in den deutschen Verteilnetzen zunehmend die in der DIN EN 50160 vorgegebenen Grenzen von 1,1 pu [3]. In der Anwendungsrichtlinie VDE-AR N 4105 werden als Gegenmaßnahmen verschiedene dezentrale Spannungshaltungskonzepte (Blindleistungssteuerung, Blindleistungsregelung, Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren) vorgeschlagen.

Das vorliegende Paper vergleicht das Spannungssenkungspotential einer dezentralen $Q(U)$ -Spannungsregelung mit einer kommunikationsbasierten, übergeordneten Spannungsregelung (Kombination aus dezentraler und zentraler Regelung). Die übergeordnete Spannungsregelung wurde im Feldtestgebiet Unterfarnbach (Netzbetreiber: infra Fürth GmbH) implementiert und im realen Netzbetrieb erprobt. Der Vergleich zwischen dem kombinierten Regelansatz und einer dezentralen $Q(U)$ -Regelung beruht auf der Auswertung der ermittelten Messergebnisse aus dem Feld.

Die übergeordnete Spannungsregelung wurde im Zuge des vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) geförderten Forschungsvorhabens „Verteilnetz 2020“ entwickelt. [1]

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Keywords: Smart Grid, Spannungshaltung, Niederspannungsnetz, $Q(U)$, Breitband-Powerline, zentrale Spannungsregelung

1 Problemstellung und Motivation

Der steigende Zubau von Erzeugungsleistung in den Niederspannungsnetzen führt zunehmend zu einer Lastflussumkehr und damit zu einer Spannungsanhebung an den Niederspannungs-Netzknoten, wodurch immer häufiger Spannungen auftreten, die außerhalb des zulässigen Spannungsbandes liegen. Bereits seit einigen Jahren bewähren sich im Feld der Einsatz von Blindleistung in Form von dezentralen Spannungssteuerungen (z. B. feste $\cos\phi$ -Vorgaben, $\cos\phi(P)$) bzw. Spannungsregelungen ($Q(U)$) oder der Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren/Längsreglern. Allerdings sind die nutzbaren Leistungskapazitäten der Erzeugungsanlagen bei dezentralen Verfahren vielfach nicht vollständig ausgenutzt. Daher verwendet der im Folgenden beschriebene Ansatz ein kommunikationsbasiertes Spannungsregelkonzept, welches beide Arten der Regelung (dezentral mittels Kennlinien bzw. zentral durch Sollwertvorgaben an die Betriebsmittel) miteinander kombiniert und somit die Betriebsmittel optimal auslastet und einen stärkeren Einfluss auf die Netzspannung ausübt. Dies verringert nicht zuletzt den Umfang des konventionellen Netzausbaus.

2 Lösungsansatz – übergeordnete Spannungsregelung

Die Kernidee der übergeordneten Spannungsregelung ist die Überwachung neuralgischer Netzspannungen durch einen zentralen Controller (vgl. [7] und [8]). Im Idealfall liefern bereits die aktiv regelbaren Erzeugungsanlagen selbst die benötigten Daten – es können aber auch externe Messpunkte in das Regelkonzept eingebunden werden. Abhängig vom ermittelten Spannungsniveau kann das Netz mit den dezentralen Spannungsregelmechanismen betrieben werden (autonomer Betrieb) oder der zentrale Controller aktiviert durch Sollwertvorgaben freie Leistungsreserven der regelbaren Betriebsmittel (geregelter Betrieb). Der genaue Ablauf des dreistufigen, hierarchisch aufgebauten Regelkonzepts wurde bereits in [1], die Simulations- und Laborergebnisse in [2] und [3] gezeigt. Für den Feldtest steht bisher nur eine Ebene (zentrale Regelung der PV-Anlagen) zur Verfügung – die Hardware zur Umsetzung der weiteren Ebenen befindet sich derzeit noch im Einbau.

Die PV-Anlagen des Netzes regeln im autonomen Modus dezentral nach einer $Q(U)$ -Kennlinie (beispielsweise der Standard-Kennlinie nach VDE-AR-N 4105) [6]). Der zentrale Regler überwacht sekundlich die Netzspannungen aller regelbaren PV-Anlagen. Sie sind über Breitband-Powerline (BPL) an den zentralen Regler angebunden.

An einzelnen Anlagen wird, je nach Netztopologie oder Einspeiseleistung, bereits die maximale Blindleistung nach $Q(U)$ eingespeist (Netzspannung an diesen Knoten bereits $\geq 1,07$ pu). Andere Anlagen können zum selben Zeitpunkt allerdings noch Leistungsreserven für die Spannungsregelung zur Verfügung stellen.

Kommt es in Folge hoher Einspeiseleistungen zu Verletzungen des vordefinierten Spannungsgrenzwerts, wechselt der Controller in den geregelten Modus und der zentrale Regler berechnet unter Berücksichtigung der ermittelten Leistungsreserven der PV-Anlagen Blindleistungs-Sollwerte zur Ausregelung der Spannungsverletzungen.

Die PV-Anlagen werden nacheinander entsprechend einer vorab durchgeführten Sensitivitätsanalyse aktiviert [4]. Dafür werden jeder regelbaren PV-Anlage nacheinander jeweils vier Blindleistungs-Sollwerte in der Höhe von 80 % ihrer Generatorscheinleistung vorgegeben. Der sich ergebende Blindleistungs-Peak wird für die Dauer von ca. 15 Sekunden aufrechterhalten, daraufhin wird die Blindleistung ebenfalls für 15 Sekunden wieder auf 0 reduziert. Die sich ergebenden Spannungsänderung an jedem Netzknoten werden erfasst und ausgewertet und das Verfahren bei der nächsten PV-Anlage fortgeführt. Es ergibt sich eine Sensitivitätsmatrix, aus der abgelesen werden kann, wie wirksam die einzelnen PV-Anlagen die Spannung am jeweiligen Netzknoten beeinflussen können. Die auf den Netzknoten mit der Spannungsüberschreitung wirksamen PV-Anlagen werden aktiviert und beziehen Blindleistung entsprechend ihres Scheinleistungsvermögens. Dadurch kann die Spannung weiter gesenkt werden als im autonomen Modus

Ist die Spannungsverletzung behoben und speisen alle regelbaren Anlagen wieder weniger Blindleistung als vor dem Moduswechsel ein, wechselt das Netz wieder in den autonomen Modus zurück.

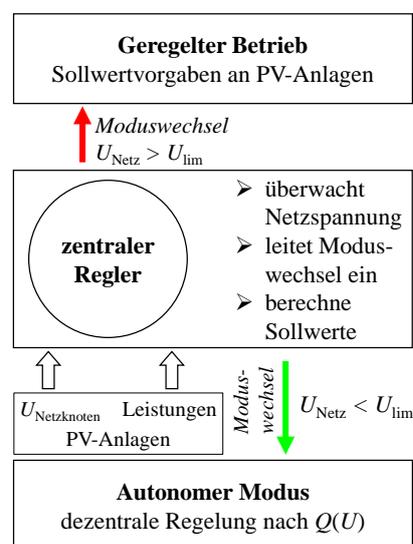


Abbildung 2-1: Übergeordnetes Spannungsregelkonzept

3 Analyse der Messwerte aus Feldtestgebiet

Im Feldtestgebiet Unterfarnnbach (Netzbetreiber infra Fürth GmbH) wurden in den vergangenen drei Jahren neue Betriebsmittel (PV-Wechselrichter mit erweiterter Funktionalität, multifunktionaler Längsregler), Messtechnik sowie eine leistungsfähige Breitband-Powerline-Kommunikationsinfrastruktur installiert. Seit August 2018 werden die Messwerte über ein SCADA-System erfasst und archiviert.

Die Auswertung der im Feld auftretenden Leistungs- und Spannungsgradienten dient dem Tuning der PI-Regelparameter (Verstärkung und Nachstellzeit) des zentralen Reglers. Je höher die gemessenen Spannungsgradienten, umso dynamischer muss der Regler ausgelegt werden, um unzulässig hohe Spannungen ausregeln zu können. Dies erhöht wiederum die Schwingungsneigung. Daher ist eine sensible und konservative Reglerparametrierung sinnvoll.

3.1 Beschreibung des Feldtestgebietes

Es handelt sich beim Netzgebiet Unterfarnnbach um ein Vorstadt-Netz, welches über zwei 630 kVA-Ortsnetztransformatoren versorgt wird.

Das Niederspannungsnetz ist über eine offene Mittelspannungs-Ringleitung an das 110/20kV-Umspannwerk des Übertragungsnetzbetreibers TenneT angeschlossen. Im Mittelspannungs-Strang sind noch ein verbraucherdominiertes Ortsnetz, eine Biogas-Anlage sowie mehrere Industriekunden angeschlossen.

Es sind ausschließlich Kabelleitungen verbaut. In der Vergangenheit waren bereits Netzverstärkungen notwendig, da der PV-Ausbau in Unterfarnnbach aufgrund der Verbraucherstruktur (Vorstadt durchmischt mit einigen landwirtschaftlichen Betrieben und somit hohem Dachflächen-Potential) besonders hoch ausgefallen ist.

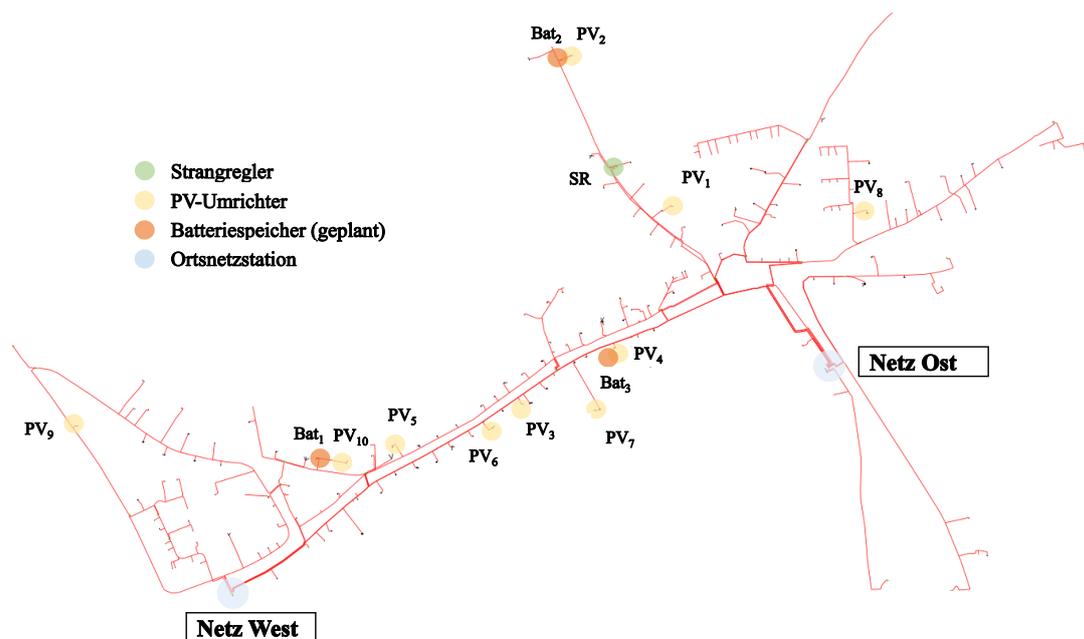


Abbildung 3-1: Übersicht des Feldtestgebiets Unterfarnnbach

Die Verbraucherstruktur des Netzes ist geprägt von Haushaltslasten. Zusätzlich sind noch drei landwirtschaftliche Betriebe mit Viehhaltung sowie mehrere kleinere Gewerbebetriebe auf der

Niederspannungsebene angeschlossen. Die Leistungsmessung an den in Abbildung 3-1 markierten Netzknoten beinhaltet zwei der landwirtschaftlichen Verbraucher. Insgesamt beziehen die Verbraucher im Netz eine Spitzenlast von 500 kW, während die 41 PV-Anlagen eine installierte Peakleistung von rund 1 MW aufweisen

Die Wechselrichter der regelbaren PV-Anlagen aus Abbildung 3-1 wurden für die Umsetzung der übergeordneten Spannungsregelung durch Geräte mit einem projektspezifischen Software-Upgrade ersetzt. Die nun installierte Scheinleistung der Geräte ist im Vergleich zur installierten Modulleistung teils überdimensioniert, um genügend Blindleistung für das zu untersuchende Spannungsregelkonzept zur Verfügung zu haben (vgl. Tabelle 3-1). Handelt es sich um Ost/West-Anlagen, kann die Modulleistung höher als die nutzbare Scheinleistung der Umrichter sein (z. B. PV 11). An diesen Standorten ist derzeit aufgrund der verbauten Hausanschlussleitungen/Sicherungen keine höhere Wechselrichter-Scheinleistung abrufbar.

Tabelle 3-1: Installierte Wechselrichter-Scheinleistungen der regelbaren PV-Anlagen im Netzgebiet

	Modulleistung in kW _p	S _{installiert} in kVA		Modulleistung in kW _p	S _{installiert} in kVA
PV 1	6,66	9	PV 7	49,9	50
PV 2	79,42	102	PV 8	20,56	15
PV 3	39,42	50	PV 9	29,95	41
PV 4	18,00	29	PV 10	12,2	20,8
PV 5	10,8	15	PV 11	97	65
PV 6	13,68	18			

3.2 Systematik zur Vorfilterung der aufgezeichneten Messwerte

Für die Analyse und Interpretation von Messwerten aus dem Feldtest ist es hilfreich, die jeweiligen Messtage in Clear-Sky, wechselhafte sowie Schlechtwettertage zu unterteilen.

Clear-Sky-Tage zeichnen sich durch einen gleichmäßigen Einspeiseverlauf aus, was den Vergleich verschiedener Messtage untereinander erleichtert.

Stark wechselhafte Tage hingegen stellen bezüglich der stark fluktuierenden Einspeiseleistung bzw. Netzspannungen den Worst-Case-Fall dar.

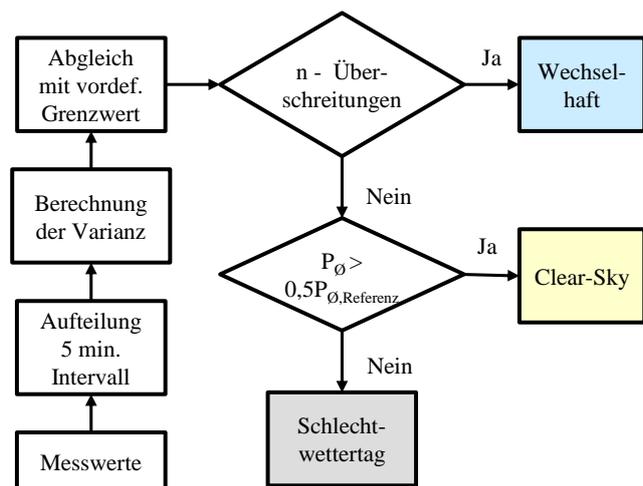


Abbildung 3-2: Systematik der Messwertfilterung

Entsprechend Abbildung 3-2 erfolgt die Vorfilterung der Messwerte. Nach der Aufteilung in 5-Minuten-Intervalle wird die berechnete Varianz innerhalb der jeweiligen Intervalle mit einem vordefinierten Grenzwert verglichen. Der Grenzwert wurde analytisch bei glockenförmigen (und damit Clear-Sky-typischen) Einspeiseverläufen ermittelt. Bei jeder Überschreitung dieses Werts wird ein Zähler

inkrementiert. Überschreitet der Zähler wiederum einen empirisch ermittelten Wert, so wird dieser Tag als wechselhaft gewertet.

In den anderen Fällen wird für den jeweiligen Untersuchungszeitraum noch abgeprüft, ob die durchschnittliche Leistung größer als das 0,5-fache der Durchschnittsleistung des Referenztages ist. Falls die Bedingung erfüllt ist, handelt es sich um einen Clear-Sky-Tag. Ist sie nicht erfüllt, handelt es sich um einen Schlechtwettertag.

3.3 Analyse der auftretenden Einspeisegradien im Netzgebiet

Mit der Analyse der Einspeisegradien der PV-Anlagen kann zum einen gezeigt werden, welche Leistungsänderungen typischerweise anzunehmen sind. Im Falle des Netzgebietes Unterfarnbach soll darüber hinaus untersucht werden, ob sich von den ermittelten Einspeisegradien direkte Rückschlüsse auf die resultierenden Spannungsgradienten ziehen lassen.

Für die Analyse der auftretenden Leistungsgradienten der PV-Anlagen wird nach Anlagen mit Südausrichtung und Anlagen mit Ost/West-Ausrichtung unterschieden. Für die Auswertung der Zeitspanne der höchsten PV-Einspeisung (10:00 Uhr bis 14:00 Uhr) stehen täglich 14.400 Messwerte (sekündliche Aufzeichnung) zur Verfügung.

Gemäß der Vorfilterungs-Systematik aus Abschnitt 3.2 wurde der 12.03.2019 als wechselhaftester Tag im ersten Halbjahr 2019 ausgewählt. An diesem Tag treten auch aufgrund kühler Außentemperaturen die höchsten Leistungs- und auch Spannungsgradienten auf [6].

Für die Darstellung der Leistungsschwankungen werden die Messwerte in Zeitscheiben à 1, 5, 10, 15, 20 und 30 Sekunden aufgeteilt. Die Messwerte werden mit dem jeweiligen Zeitscheiben-Intervall gleitend abgetastet. Je Intervall wird der maximale sowie der minimale Wert gesucht und der Betrag der Differenz beider Werte gebildet. Es ergibt sich die Leistungsschwankung im jeweiligen Zeitintervall. Für die Analyse wurde nicht in positive und negative Schwankungen unterschieden, da dies für die Dynamik des Reglers nicht von Bedeutung ist. In Abbildung 3-3 sind die Leistungsänderungen je Zeitscheibe in Boxplots zusammengefasst.

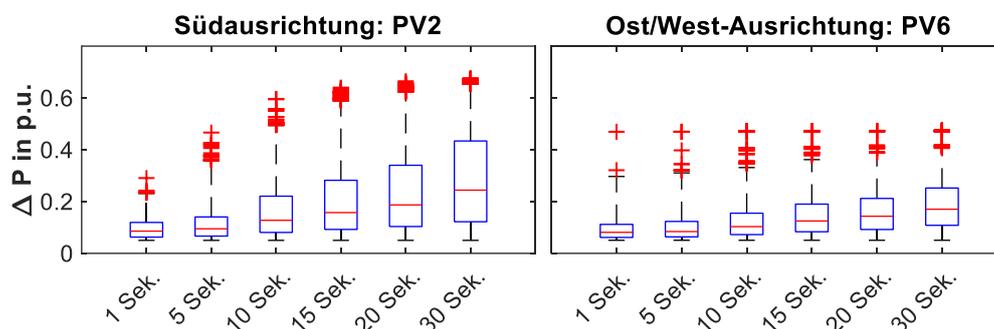


Abbildung 3-3: Leistungsgradienten im Netzgebiet am 12.03.2019 zwischen 10:00 und 14:00 Uhr

Der Beginn der blauen Box gibt das 25%-Quantil wieder, das obere Ende der Box markiert das 75%-Quantil. Der Median aller Messwerte des jeweiligen Monats liegt innerhalb der Box und ist in Rot dargestellt. Der obere und untere Whisker der Boxplots schließen jeweils 99 % aller auftretenden Werte ein. Ausreißer werden als rotes Kreuz markiert.

Für die nach Süden ausgerichtete Anlage PV₂ treten in den Zeitintervallen 1 Sekunde bis

10 Sekunden Leistungsänderungen von bis zu 0,2 pu (bezogen auf das 75-Prozent-Quantil) auf. Vergrößert man das Zeitfenster auf 30 Sekunden, so können Leistungsänderungen von 0,4 pu (75-Prozent-Quantil) oder auch 0,6 pu (99-Prozent-Quantil) auftreten. Bei der Ost/West-Anlage PV₆ sind erwartungsgemäß kleinere Leistungsänderungen zu beobachten. Ähnliche Ergebnisse wurden in [2] ermittelt.

3.4 Analyse der auftretenden Spannungsgradienten im Netzgebiet

Für den stark wechselhaften 12.03.2019 wurden ebenfalls die auftretenden Spannungsschwankungen analysiert. Im Zeitfenster hoher PV-Einspeiseleistung (10:00 Uhr bis 14:00 Uhr) ist insbesondere interessant, ob sich die Einspeiseschwankungen auch in den Gradienten der Netzspannung beobachten lassen.

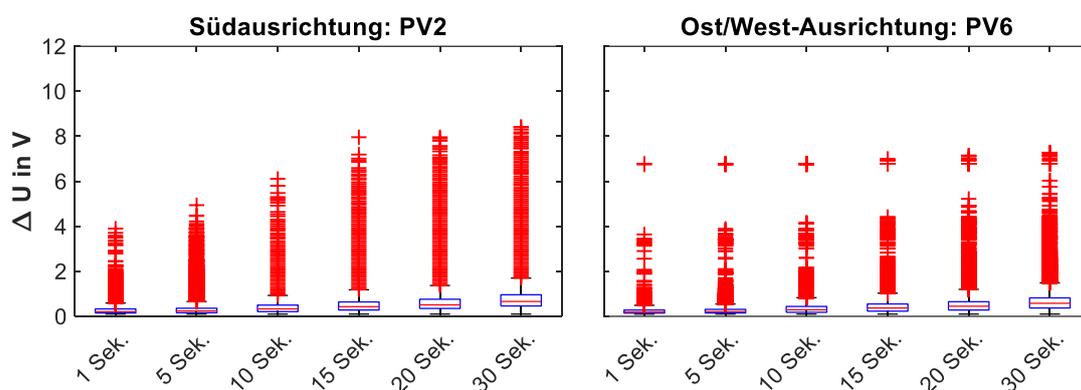


Abbildung 3-4: Spannungsgradienten im Netzgebiet am 12.03.2019 zwischen 10:00 und 14:00 Uhr

Die Spannungsmesswerte wurden erneut gleitend in Zeitscheiben von 1, 5, 10, 15, 20 und 30 Sekunden aufgeteilt. Innerhalb der Zeitintervalle wurde jeweils die Differenz des lokalen Maximums und Minimums und somit der jeweilige Spannungssprung berechnet. Die auftretenden Spannungsdifferenzen sind in Abbildung 3-4 als Boxplots dargestellt.

Betrachtet man die 99-Prozent-Quantile aller Zeitscheiben, so sind selbst beim größten Zeitintervall keine Spannungsgradienten von mehr als 2 V abzulesen. Vergleicht man dies mit den Leistungsgradienten von PV₂, lässt sich kein direkter Zusammenhang ableiten. Gleichwohl sind auch bereits in kleinen Zeitintervallen von 1 bis 10 Sekunden Ausreißer von bis zu 6 V aufgetreten.

Da einzelne Spannungsspitzen selbst bei einer Überschreitung von Grenzwerten keine Verletzungen der DIN EN 50160 (lediglich 95 % aller 5-Minuten-Mittelwerte müssen sich innerhalb des Korridors von 0,9 bis 1,1 pu befinden) zur Folge haben, kann der digitale PI-Regler sehr konservativ, dafür aber zugleich sehr stabil ausgelegt werden. Für das Regler-Tuning wurde nach der von Ziegler-Nichols und Takahachi vorgeschlagenen Systematik vorgegangen [9] und [10].

3.5 Analyse der auftretenden maximalen Spannungswerte im Netzgebiet

Aus den aufgezeichneten Messwerten wurden die auftretenden Spannungen für die Tageszeit mit der höchsten PV-Einspeisung (10:00 Uhr bis 14:00 Uhr) an zwei repräsentativen Anlagen im Netz und über den gesamten Messzeitraum von August 2018 bis November 2019 ausgewertet.

Die Anlage PV₂ ist nach Süden ausgerichtet. Aufgrund ihrer Lage am Ende des Netzausläufers Rosenstockweg sind dort die höchsten Spannungen zu erwarten. PV₆ hingegen befindet sich im Zuge der Masche zwischen den beiden Ortsnetztransformatoren und ist darüber hinaus eine Ost/West-Anlage. Dort sind geringere Spannungshübe zu erwarten.

Die Spannungen sind in Abbildung 3-5 als Boxplots dargestellt. Hierfür wurden alle sekundlich gemessenen Spannungen der entsprechenden Zeitspanne monatsweise zusammengefasst.

Wie erwartet treten in den einspeisestarken Monaten Juli, August sowie den Übergangsmontaten Juni und September besonders hohe Spannungsspitzen von mitunter über 247 V für PV₂ auf. Allerdings liegen 99 % aller gemessenen Spannungen im Bereich von 230 (1,0 pu) bis 245 V (1,065 pu). Derzeit werden die Spannungsgrenzwerte der DIN EN 50160 also nicht verletzt. Für die nach Ost/West ausgerichtete PV-Anlage sind die Maximalspannungen im Vergleich zu PV₂ um circa 5 V geringer.

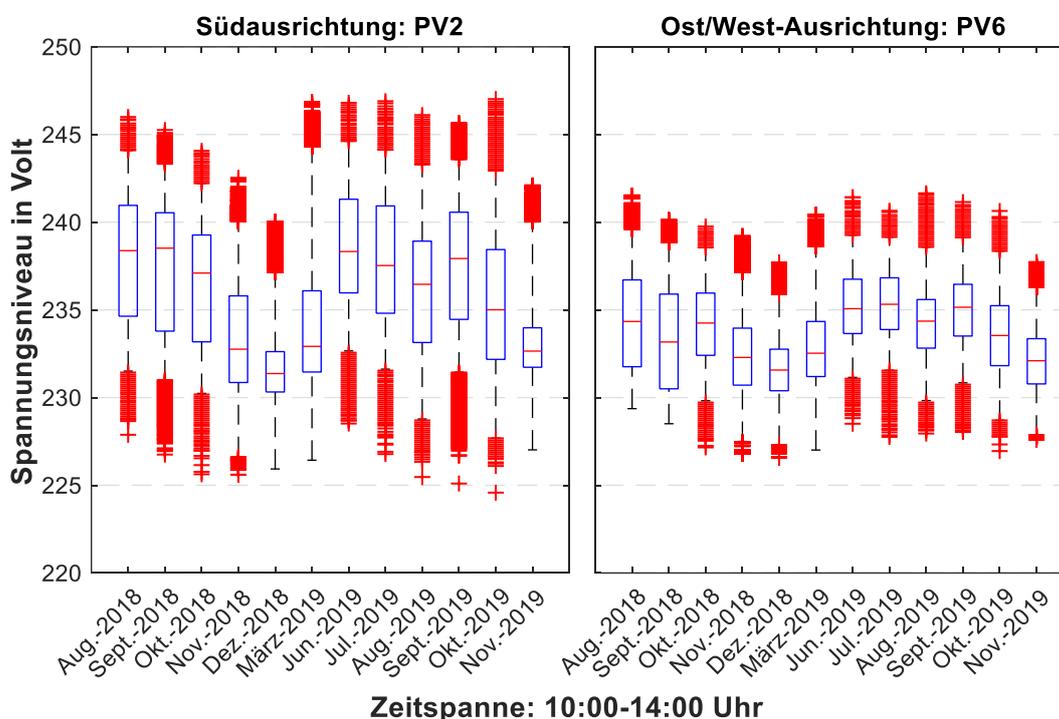


Abbildung 3-5: Spannungsgradienten im Netzgebiet zwischen 10:00 und 14:00 Uhr nach Monaten

4 Vergleich verschiedener Spannungshaltungskonzepte im Feld

Das übergeordnete Spannungsregelkonzept wurde im Feldtestgebiet Unterfarnbach von August bis September 2019 getestet. Um das Potential der übergeordneten Spannungsregelung gegenüber dezentralen Regelverfahren zu zeigen, wurde die jeweilige Regelstrategie (ungeregelt, $Q(U)$, übergeordnete Spannungsregelung) wochenweise aktiviert. Die Spannungsentwicklung im ungeregelten Netz dient als Basis-Szenario.

Da im Feld keine reproduzierbaren Messungen möglich sind, wurde aus den ermittelten Messwerten jeweils ein Clear-Sky-Tag ausgewählt. In diesem Fall kann zumindest der Einfluss einer schwankenden Einspeiseleistung auf die Netzspannung minimiert werden, wenngleich das Lastverhalten oder Schalthandlungen im Netz nach wie vor zu einer schwankenden

Netzspannung führen. Zum anderen wurde auf eine vergleichbare Summen-Einspeiseleistung und somit ein vergleichbares Spannungsniveau geachtet.

Da im Netzgebiet aktuell keine Spannungen von 1,1 pu oder höher auftreten, wurde bei der übergeordneten Regelung der Grenzwert für die nicht zu überschreitende Spannung auf 239 V (1,04 pu) gesetzt. Die $Q(U)$ -Kennlinie wurde daher auch angepasst (Blindleistungseinspeisung beginnt bei 1,01 pu und erreicht bei 1,04 pu die maximale Blindleistungseinspeisung nach $\cos\varphi = 0,9$)

4.1 Ungeregelter Netzbetrieb als Vergleichs-Szenario

Im unregelmäßigem Fall wurden für den 27. August 2019 die Spannungen an den relevanten Netzknoten aufgenommen.

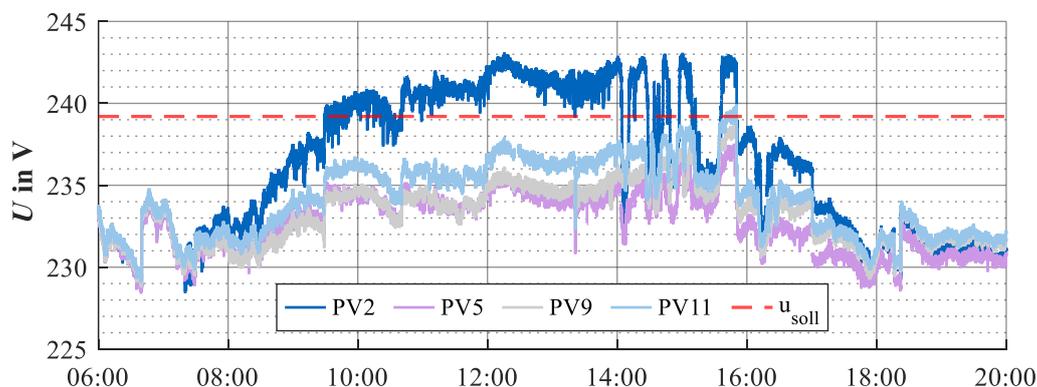


Abbildung 4-1: Spannungsverlauf bei unregelmäßigem Netzbetrieb

Der Spannungsgrenzwert von 239 V wird von PV₂ bereits ab 09:30 Uhr überschritten. Um die Mittagszeit treten maximale Spannungen von 243 V auf. Ab 14:00 Uhr kam es an diesem Tag zu Bewölkung und daher zu vermehrten Spannungsschwankungen. Im untersuchten Messzeitraum waren allerdings keine besseren Vergleichsmessungen möglich.

4.2 $Q(U)$ -Kennlinienbetrieb

Die $Q(U)$ -Standardkennlinie wurde entsprechend des gewählten Spannungsgrenzwertes angepasst. Die PV-Wechselrichter beginnen ab einem Spannungswert von 1,01 pu mit der Blindleistungseinspeisung. Bei 1,04 pu wird die maximal mögliche Blindleistung nach $Q(U)$ ($\cos\varphi = 0,9$) eingespeist.

Die PV-Anlagen speisen ab ca. 08:30 Uhr Blindleistung nach der $Q(U)$ -Kennlinie ein. PV₁₁ hat die höchste installierte Scheinleistung aller Anlagen und speist somit am meisten Blindleistung ein. Um die Mittagszeit sind es über 40 kVar induktive Blindleistung. Die zweithöchste Blindleistungseinspeisung ist mit 30 kVar die Anlage PV₂. Die resultierende Netzspannung ist mit Spitzenwerten von 244 V allerdings noch höher als im unregelmäßigem Betrieb. Daher müssen in diesem Fall zwingend noch die um 60 kW höhere Residualleistung P_{Trafo} berücksichtigt werden, welche um 60 kW höher ist (vgl. Tabelle 4-1 in Abschnitt 4.4), aufgrund dessen die Netzspannung höher ist. Ferner können andere Effekte (Stufenstellungen in den überlagerten Netzebenen) können messtechnisch nicht erfasst, jedoch auch nicht ausgeschlossen werden.

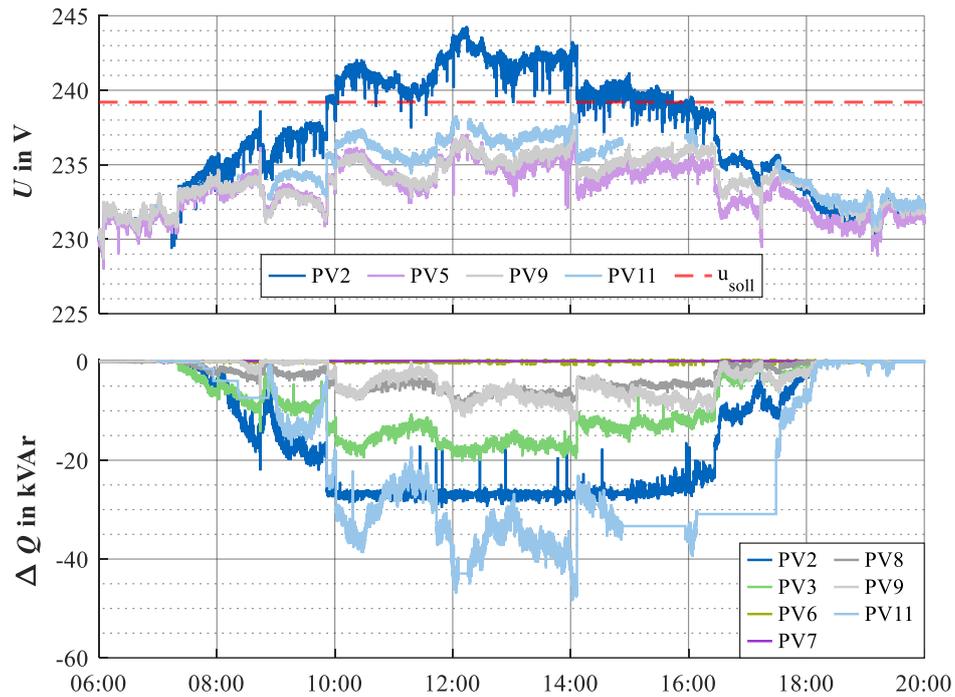


Abbildung 4-2: Spannungsverlauf bei Einsatz einer $Q(U)$ -Kennlinie im Feld

4.3 Übergeordnete Spannungsregelung

Bei der übergeordneten Spannungsregelung werden die Knotenspannungen der elf PV-Anlagen vom zentralen Controller überwacht. Überschreitet eine der Spannungen den Grenzwert von 1,04 pu (239 V), wechselt das System in den geregelten Betrieb.

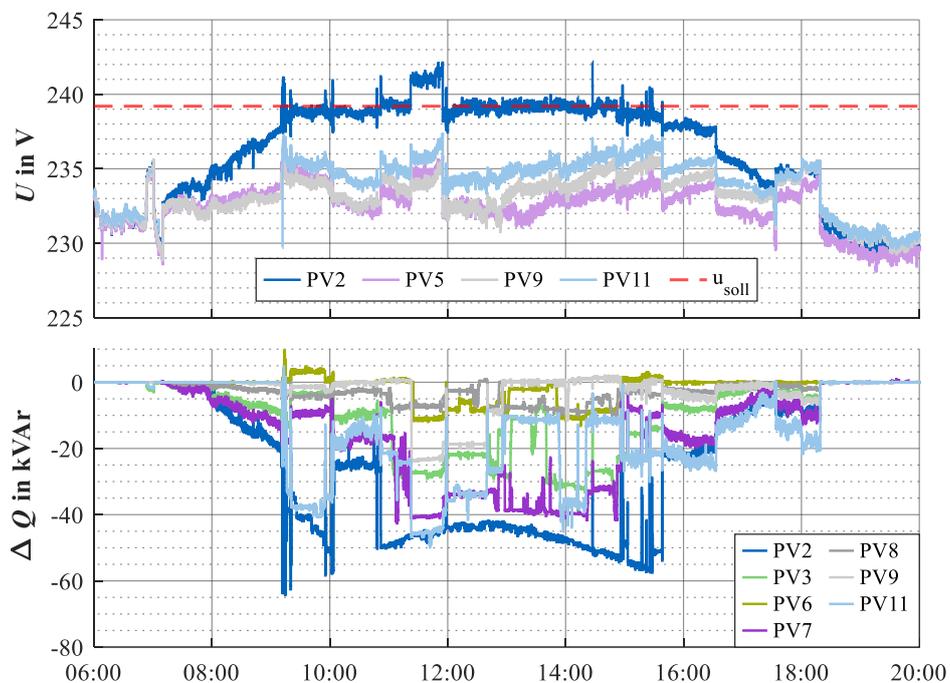


Abbildung 4-3: Spannungsverlauf bei Einsatz einer übergeordneten Spannungsregelung im Feld

Die Abfolge der Wechsel der Modi ist in Abbildung 4-3 zu sehen.

Bis ca. 09:30 Uhr sind die Spannungen unterhalb 239 V – die PV-Anlagen befinden sich im

autonomen Modus und speisen gemäß der $Q(U)$ -Kennlinie Blindleistung ein. Danach wird an PV_2 der Spannungsgrenzwert überschritten und der Moduswechsel erfolgt.

Im geregelten Modus werden die PV-Anlagen entsprechend der in Abschnitt 2 beschriebenen Sensitivitätsanalyse, entsprechend ihrer Wirksamkeit nacheinander aktiviert und bis an die jeweilige Scheinleistungsgrenze ausgefahren. PV_2 ist hat auf ihren eigenen Netzknoten die höchste Sensitivität und wird daher als erstes aktiviert. Die von PV_2 eingespeiste Blindleistung erhöht sich bis auf über 50 kVar. Allen anderen, noch nicht aktivierten Anlagen wird der letzte Blindleistungswert vor dem Moduswechsel als konstanter Wert vorgegeben.

Gegen 10:00 Uhr sinkt die Netzspannung wieder leicht ab (Grund hierfür kann entweder eine Stufensteller-Schaltung oder eine Reduktion der eingespeisten Leistung sein). Sobald die Rückfallbedingung erfüllt ist (Blindleistungs-Sollwerte müssen kleiner sein als vor dem Wechsel UND die Netzspannung muss kleiner als der voreingestellte Grenzwert sein) erfolgt die Spannungsregelung wieder nach $Q(U)$ -Kennlinie.

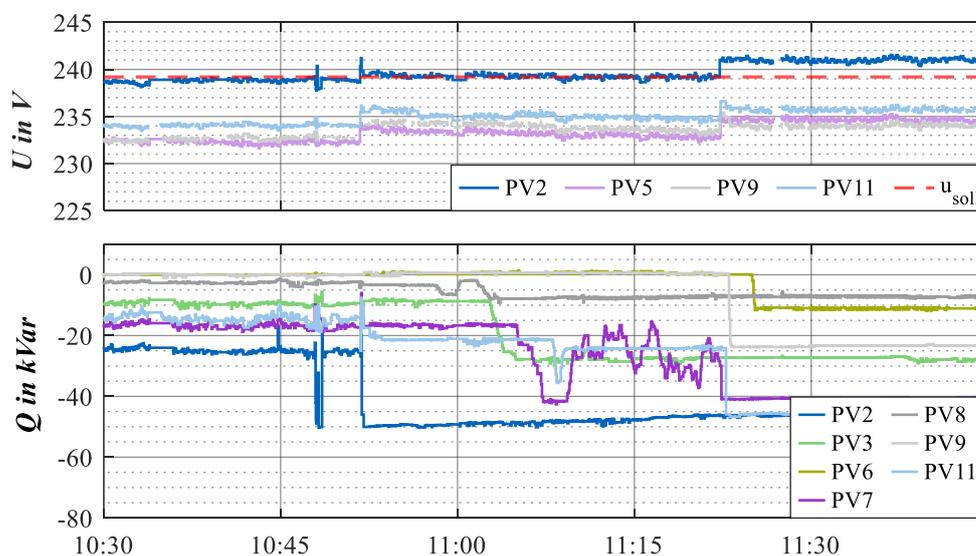


Abbildung 4-4: Detailansicht der Reihenfolge der Zuschaltung von PV-Anlagen

Abbildung 4-4 zeigt einen Detailausschnitt eines Moduswechsels sowie der sequentiellen Aktivierung der PV-Anlagen.

Gegen 10:47 Uhr erfolgt eine Verletzung des Spannungsgrenzwertes und somit der erneute Wechsel in den geregelten Betrieb. PV_2 hat noch Leistungsreserven – daher wird diese Anlage bis zur Scheinleistungsgrenze ausgefahren. Gemäß der Sensitivitätsmatrix wird PV_8 bei weiterer Spannungsanhebung als nächstes aktiviert.

Gegen 11:00 Uhr wird der Grenzwert ein zweites Mal verletzt und PV_8 wird ausgefahren. Da die Spannung auch danach oberhalb des Grenzwertes liegt, wird unmittelbar im Anschluss PV_3 aktiviert und ausgefahren. Erreicht PV_3 die Scheinleistungsgrenze, wird PV_7 aktiviert und ebenfalls bis zum Erreichen ihrer Scheinleistungsgrenze ausgefahren. PV_{11} wird als nächstes aktiviert. Die Spannung sinkt in der Folge allerdings wieder leicht unter den Grenzwert ab, weshalb PV_{11} wieder zurückgeregelt wird – danach wird auch die Blindleistung von PV_7 zurückgeregelt.

Um 11:20 Uhr erkennt man im Spannungsverlauf von PV_2 einen Sprung um etwa 2,5 V aufgrund einer Stufung des HS/MS-Transformators. Dadurch werden auch die restlichen PV-Anlagen (PV_7 , PV_{11} , PV_9 , PV_6) nacheinander aktiviert.

In Abbildung 4-3 ist ferner im weiteren Verlauf des Vormittags eine Blindleistungsreduktion an PV₂ zu erkennen, da die Scheinleistungsgrenze der Umrichter erreicht wird (es soll keine Wirkleistung abgeregelt werden).

Zwischen 12:00 Uhr und 15:30 Uhr befindet sich das Niederspannungsnetz durchgehend im geregelten Betrieb. Die PV-Anlagen werden je nach Spannungsniveau und entsprechend der Sensitivitätsmatrix zu- oder abgeschaltet.

Gegen 15:30 Uhr sind die Voraussetzungen für einen Wechsel in den autonomen Modus erneut erfüllt und die Anlagen regeln wieder nach $Q(U)$.

4.4 Ergebnisvergleich

Ein qualitativer Ergebnisvergleich wurde anhand der maximal auftretenden Spannungswerte bzw. der zu dem jeweiligen Zeitpunkt auftretenden Wirk- und Blindleistungsflüsse sowie dem im Netz vorherrschenden Spannungsniveau vorgenommen.

Tabelle 4-1 zeigt den Vergleich der relevanten Messwerte um ca. 12:00 mittags an den Ortsnetztransformatoren ($U_{NS,Trafo}$) sowie der höchsten Netzspannung an PV₂. Darüber hinaus ist die Summe der PV-Einspeisung aller regelbaren PV-Anlagen dargestellt ($P_{PV,ges}$). P_{Trafo} entspricht der Residualleistung über die jeweilige Ortsnetzstation.

Tabelle 4-1: Ergebnisvergleich von $Q(U)$ und übergeordneter Spannungsregelung nach ausgew. Kennzahlen

	Regel-Algorithmus	$Q(U)$ -Kennlinie	Referenz Tag
U_{PV2}	242,13 V	244,24 V	243,05 V
$U_{NS,Trafo}$	234,67 V	235,35 V	234,48 V
$P_{PV,ges}$	231,07 kW	226,18 kW	213,6 kW
P_{Trafo}	-455,42 kW	-483,08 kW	-426,82 kW
$Q_{PV,ges}$	-220,01 kVAr	-99,36 kVAr	-7,1 kVAr
Q_{Trafo}	258,03 kVAr	142,76 kVAr	16,58 kVAr
$\Delta U_{PV2-U,trafo}$	7,46 V	9,03 V	9,45 V
ΔU_{Trafo}	2,8 V	1,5 V	0,33 V

Betrachtet man die absolute Spannungshöhe U_{PV2} , die Spannungsdifferenz zwischen Ortsnetzstation und U_{PV2} ($\Delta U_{PVS2-U,Trafo}$) und berücksichtigt zusätzlich noch $P_{PV,ges}$ (grau hinterlegt) für das jeweilige Szenario, so können die Erwartungen bestätigt werden. Die absolute Spannungshöhe ergibt sich für das Szenario $Q(U)$, da an diesem Tag die höchsten Werte für $P_{PV,ges}$ bzw. für die Residuallast P_{Trafo} auftreten. Somit ist von einer höheren Wirkleistungseinspeisung aller PV-Anlagen im Netzgebiet (oder einer geringeren Netzlast) als am Referenztag auszugehen, was die Netzspannung im Netz ansteigen lässt. Die Spannung an der Ortsnetzstation ist für das $Q(U)$ -Szenario ebenfalls erhöht

Die Spannungsdifferenz zwischen höchster Netzspannung und den Ortsnetztransformatoren $\Delta U_{PVS2-U,Trafo}$ ist aus den gleichen Gründen für $Q(U)$ und den Referenztag nicht sehr unterschiedlich - $Q(U)$ senkt das gesamte Spannungsniveau im Netz also leicht ab.

Die übergeordnete Spannungsregelung kann sowohl die absolute Spannungshöhe an PV_2 als auch die Spannungsdifferenz um bis zu zwei Volt senken. Berücksichtigt man ferner noch den von der Blindleistung über den Ortsnetztransformator erzeugten Spannungsfall (berechnet mithilfe des Blindstroms über den Trafo: $\Delta U_{\text{Trafo}} \approx 2,8 \text{ V}$) wird die Netzspannung bei Verwendung der übergeordneten Spannungsregelung um bis zu 5 V gesenkt.

5 Zusammenfassung und Fazit

Im vorgestellten Paper wird das proof-of-concept einer Kombination aus dezentraler und zentraler Spannungsregelung im realen Netzbetrieb vorgestellt. Kernstück des Regelkonzeptes ist ein zentraler Controller incl. SCADA-System, welcher sowohl die Überwachung der Netzspannung als auch die Berechnung von Sollwerten übernimmt.

Für das Tuning der PI-Regelparameter des zentralen Controllers wurden umfangreiche Messwertaufzeichnungen (auftretende Leistungs- und Spannungsniveaus) ausgewertet. Dabei zeigte sich bei 99 % der untersuchten Messwerte lediglich eine moderate Spannungsänderung von maximal 2 V in Zeitintervallen von 1 bis 15 Sekunden. Somit kann der Regler konservativ und auf Stabilität optimiert ausgelegt werden.

Der direkte Vergleich des erreichbaren Spannungsniveaus im ungeregelten Netz bzw. mit einer dezentralen $Q(U)$ -Regelung oder der übergeordneten Spannungsregelung zeigt einen um bis zu 5 V reduzierten Spannungsanstieg im Niederspannungsnetz bei Verwendung der übergeordneten Spannungsregelung.

6 Referenzen

- | | |
|--|---|
| [1] Meyer, M.; Maucher, B.: Verbesserung der Aufnahme-fähigkeit und Sicherung der Netzqualität von Verteilnetzen: 14.Symposium Energieinnovation. | [6] Quaschnig, V.: Regenerative Energiesysteme. Technologie, Berechnung, Klimaschutz, 2019. |
| [2] Kerber, G.: Aufnahme-fähigkeit von Niederspannungsverteilstellen für die Einspeisung aus Photovoltaik-kleinanlagen. Zugl.: München, Techn. Univ., Diss., 2011. Der Andere Verl., Uelvesbüll, 2011. | [7] Weisenstein, M. et al.: Leit-faden zur Integration spannungsstabilisierender Applikationen in Niederspannungsnetze. http://www.fgh.rwth-aachen.de/verein/projekte/BMWi_LISA_Leit-faden_V1802.pdf , 18.11.2019. |
| [3] DIN EN 50160 Merkmale der Spannung in öffentl. Elektrizitätsversorgungsnetzen, Beuth Verlag 2011 | [8] Oerter Christian: Autarke, koordinierte Spannungs- und Leistungsregelung in Niederspannungsnetzen. Dissertation, Wuppertal, 2014. |
| [4] Esslinger, P.: Statische Spannungshaltung in Niederspannungsnetzen im Lichte vermehrter dezentraler Einspeisung. Dissertation, München, 2015 | [9] Lutz, H.; Wendt, W.: Taschenbuch der Regelungstechnik. Mit MATLAB und Simulink. Deutsch, Frankfurt am Main, 2007. |
| [5] VDE-AR-N 4105:09.2018, Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, VDE, 2018 | [10] Lunze, J.: Regelungstechnik. Springer, Berlin, 2010. |