

Abschaltung von dezentralen Erzeugungsanlagen infolge von Unterspannungen im Kontext von LFSM-O

Disconnection of decentralized power plants due to undervoltage in the context of LFSM-O

Christian Schöll^{1*}, Joachim Lehner¹, Johannes Weidner², Hendrik Lens³

c.schoell@transnetbw.de, j.lehner@transnetbw.de, johannes.weidner@50hertz.com, hendrik.lens@ifk.uni-stuttgart.de

¹TransnetBW GmbH, Stuttgart, Deutschland; ²50Hertz Transmission GmbH, Berlin, Deutschland; ³Universität Stuttgart, IFK, Abteilung Stromerzeugung und Automatisierungstechnik, Stuttgart, Deutschland; *zum Zeitpunkt der Erarbeitung der Ergebnisse bei ³

Kurzfassung

Bei einer Überfrequenz jenseits von 50,2 Hz müssen sämtliche Erzeugungsanlagen ihre in das Netz eingespeiste Wirkleistung reduzieren. In den zumeist resistiv geprägten Verteilungsnetzen der Mittel- und Niederspannung führt diese überfrequenzbedingte Leistungsreduktion zu einer lokalen Absenkung des Spannungsprofils. Unterschreiten die Spannungen die Vorgaben aus den Netzanschlussbedingungen, unter denen dezentrale Erzeugungsanlagen die Verbindung zum Netz aufrechterhalten müssen, kann es zu unterspannungsbedingten Schutzabschaltungen kommen. Theoretisch könnten diese bei großflächigem Auftreten zu einer Umkehr des ursprünglichen Überfrequenzereignisses in ein Unterfrequenzereignis führen. Anhand von simulationsbasierten Untersuchungen wird in diesem Beitrag jedoch aufgezeigt, dass unter realitätsnahen Annahmen und unter Berücksichtigung der nationalen Richtlinien sowie der zugehörigen netzplanerischen Leitplanken kein besonderes Risiko hinsichtlich der Anregung der beschriebenen Wirkungskette vorliegt.

Abstract

In case of overfrequency beyond 50,2 Hz, all power plants have to reduce their active power feed-in. In medium and low voltage distribution grids, which are usually mainly resistive, this reduction results in a local voltage drop. If the voltage drops below the specified value given by the grid connection codes for which the distributed power plants must maintain their connection to the grid, undervoltage-induced protective disconnections may occur. Theoretically, if many plants were affected, there could be a risk that the original overfrequency event turns into an underfrequency event. However, the simulation based grid studies of this paper show that there is no significant risk of triggering the described chain of effects under realistic assumptions and taking into account national network codes as well as grid planning constraints.

1 Einleitung

Dezentrale Erzeugungsanlagen (DEA) stellen seit geraumer Zeit einen relevanten Anteil an der Gesamtstromerzeugung in Deutschland dar und unterliegen weiterhin einem fortlaufenden Ausbau. Aufgrund ihres hohen Anteils an der Erzeugungsleistung sind sie nunmehr in der Lage, das dynamische Verhalten der Verteilungsnetze und letztlich des gesamten Verbundsystems entscheidend mitzuprägen. Insbesondere im Fall von Störungen müssen DEA daher, so wie auch Großkraftwerke mit Synchrongeneratoren, einen systemdienlichen Beitrag leisten. Die Anforderungen an ihr dynamisches Verhalten und ihre Schutzkonzepte müssen sinnvoll über die Netzspannungsebenen hinweg und im Einklang zueinander definiert sein.

Für Störungen bis zu einer definierten Größenordnung sind automatische Maßnahmen vorgesehen, welche in der sogenannten *Systems Operation Guideline* definiert sind [1]. Diese umfassen beispielsweise die Systemdienstleistungen

Frequency Containment Reserve (FCR) und *Frequency Restoration Reserve* (FRR). Auch wenn größere Störungen sehr unwahrscheinlich sind und selten auftreten, müssen geeignete Maßnahmen vorgesehen werden, um das elektrische Energieversorgungssystem in solchen Fällen zu stabilisieren und einen großflächigen Blackout zu vermeiden. Allerdings wird dabei nicht mehr, wie im Normalbetrieb, der Grundsatz verfolgt, dass dies nur über die vergüteten Systemdienstleistungen möglich sein soll. Vielmehr soll über Notmaßnahmen erreicht werden, dass die Auswirkungen der Störung möglichst begrenzt bleiben und insbesondere ein systemweiter Blackout vermieden wird. Diese Notmaßnahmen betreffen sowohl Verbraucher als auch Erzeugungsanlagen und werden im sogenannten *Network Code for Emergency and Restoration* [2] definiert. Sie werden in ihrer Gesamtheit als *Systemschutzplan* (*System Defence Plan*) bezeichnet. Nationale Vorgaben für Deutschland zu dessen Implementierung regelt [3].

Im Falle einer größeren Störung, die zu einem Zerfall des

kontinentaleuropäischen Verbundsystems in nicht mehr synchron verbundene Teilnetze führt, sind Netzgebiete mit signifikantem Erzeugungsüberschuss zu erwarten. Ein solcher Überschuss führt zu einer Überfrequenzsituation, bei der Frequenzen über der oberen Grenze des Normalbereichs von 50,2 Hz auftreten können. Bei solchen Frequenzen greift im kontinentaleuropäischen Verbundsystem der sogenannte „Limited Frequency Sensitive Mode – Overfrequency“ (LFSM-O) als Notmaßnahme des Systemschutzplans. Auch Erzeugungsanlagen, welche keine Systemdienstleistungen bereitstellen, sind dann verpflichtet, sich entsprechend §13(2) der Netzanschlussbedingungen für Stromerzeuger [4] zu verhalten und die eingespeiste Leistung in Abhängigkeit der Frequenz zu reduzieren. Diese Anforderung gilt für alle nach [4] §5(2) als signifikant eingestuft Erzeugungsanlagen, d.h. in der Regel ab einer installierten Leistung von 0,8 kW.

Je nach der Höhe und Geschwindigkeit der Frequenzänderung sowie abhängig von der Einstellzeit der geforderten Leistungsänderung bewirkt das LFSM-O in den Verteilungsnetzen eine signifikante Reduktion der eingespeisten Leistung durch DEA. Diese Leistungsreduktion der DEA führt zu einer Veränderung der Leistungsflüsse im Verteilungsnetz und in diesem Zuge zu einer lokalen Absenkung des Spannungsprofils.

Unter bestimmten Umständen ist es möglich, dass der resultierende Spannungsverlauf die Vorgaben aus den Netzanschlussbedingungen unterschreitet, für welche DEA die Verbindung zum Netz aufrechterhalten müssen. Entsprechend kann die durch LFSM-O bedingte Änderung des Spannungsverlaufs zu Abschaltungen von DEA führen. Da die Wirkleistungseinspeisung dieser DEA daraufhin vollständig entfällt, würde die Leistungseinspeisung durch DEA deutlich weiter reduziert als beim LFSM-O vorgesehen. Falls dieser Effekt in einer signifikanten Größenordnung auftritt, besteht das Risiko, dass dadurch ein Überfrequenzereignis in ein Unterfrequenzereignis übergeht, welches nicht mehr ohne Lastabwurf beherrschbar ist. Die Untersuchung dieser in Abb. 1 zur Veranschaulichung dargestellten Wirkungskette ist Gegenstand dieses Beitrags.

1.1 Einordnung in bestehende Arbeiten

Eine zur im vorliegenden Beitrag ähnliche spannungsebenenübergreifende Betrachtung wird in [5] durchgeführt. Der dortige Fokus liegt allerdings auf der Fault-Ride-Through-Fähigkeit (FRT) von im Verteilungsnetz angeschlossenen Erzeugungsanlagen bei Kurzschlüssen im Höchstspannungsnetz. Insbesondere Altanlagen mit eingeschränkter FRT-Fähigkeit in der Niederspannung laufen bei einem solchen Ereignis Gefahr, die Verbindung mit dem Netz zu verlieren. Geschieht dies in einem systemrelevanten Umfang, kann die Verbundsystemstabilität gefährdet werden. Im Gegensatz dazu wird in diesem Beitrag die Spannungsänderung in den Verteilungsnetzen indirekt durch eine überfrequenzbedingte Wirkleistungsreduktion infolge von LFSM-O eingeführt.

In [6] werden die Stabilität und Interaktionen mehrerer, paralleler Erzeugungsanlagen mit $Q(U)$ -Regelung betrachtet. Dabei wird unter anderem der Frage nachge-

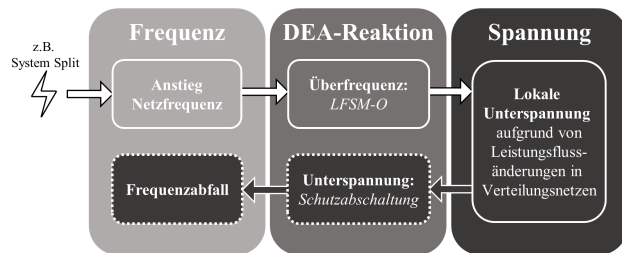


Abbildung 1 Illustration der befürchteten Wirkungskette.

gangen, ob Verteilungsnetze mit hohem Anteil dezentraler Erzeugung mit entsprechender Regelung, so wie sie auch in diesem Beitrag betrachtet werden, überhaupt stabil betrieben werden können oder ob ungewollte Instabilitätsphänomene und Interaktionen auftreten. Selbst unter Worst-Case-Annahmen liegt dabei die Stabilitätsgrenze weit entfernt, sodass bezüglich der integrierbaren, dezentralen Erzeugungsleistung mit $Q(U)$ -Regelung keine reale Beschränkung existiert.

2 Modellierung der DEA

Das dynamische Verhalten der DEA wird für diesen Beitrag simulativ mit der Simulationssoftware *PowerFactory* untersucht, wozu Modelle der DEA erstellt werden müssen. Die dabei zur realitätsnahen Simulation in den DEA-Simulationsmodellen zu berücksichtigenden Anschlussrichtlinien leiten sich von den in dieser Untersuchung betrachteten Netzspannungsebenen ab. Da in den Untersuchungen das Zusammenwirken von Anlagen von der Niederspannung (NS) über die Mittelspannung (MS) bis zur Hochspannung (HS) betrachtet werden soll, sind dies zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Beitrags die gültigen nationalen VDE-Anschlussrichtlinien (VDE-AR), also die VDE-AR-4100 und VDE-AR-4105 für die NS [7, 8], die VDE-AR-4110 für die MS [9] und die VDE-AR-4120 für die HS [10]. Zur Nachbildung des Verhaltens von Altanlagen werden überdies auch nicht mehr gültige Richtlinien wie die der BDEW für die MS [11] herangezogen.

Die genannten Richtlinien stellen Anforderungen an das für die Untersuchung primär im Fokus stehende LFSM-O, an das FRT-Verhalten und an die Blindleistungsregelung. Die genannten Aspekte werden in den nachfolgenden Abschnitten weiter ausgeführt.

2.1 Überfrequenzbedingte Leistungsreduktion - LFSM-O

Bei einem Erzeugungsüberschuss mit einhergehender Überfrequenz müssen Erzeugungsanlagen oberhalb von 50,2 Hz ihre ins Netz eingespeiste Wirkleistung reduzieren. Sowohl das stationäre Kennlinienverhalten zur Wirkleistungsreduktion, als auch das dynamische Verhalten, also mit welcher Dynamik der Kennlinie gefolgt wird, werden entsprechend der genannten nationalen Richtlinien [7, 8, 9, 10] angenommen. Für einzelne Aspekte, insbesondere eine etwaige Hysterese bei der frequenzabhängigen Wirkleistungsabsenkung, wird auch die nicht mehr

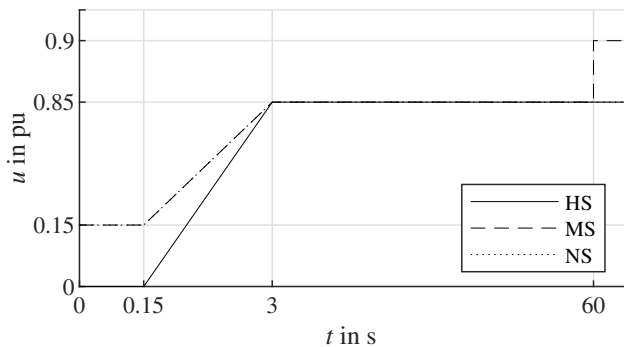


Abbildung 2 Relevante FRT-Grenzkurven der VDE-AR (Darstellung nicht maßstabsgerecht).

gültige Richtlinie [11] berücksichtigt, da anzunehmen ist, dass eine relevante Anzahl von Anlagen unter Anwendung dieser Richtlinie angeschlossen wurde.

2.2 Grenzwerte und Auslösezeiten für DEA-Abschaltungen bei Unterspannung - FRT-Verhalten

Fällt die Spannung am Netzverknüpfungspunkt der DEA unterhalb ihres FRT-Profiles, so ist eine Trennung vom Netz zulässig. Die FRT-Profile und zugehörigen Auslösezeiten sind ebenfalls den nationalen Richtlinien [8, 9, 10] entnommen, siehe Abb. 2. Dabei wird im Sinne einer Worst-Case-Betrachtung davon ausgegangen, dass eine Trennung der Anlage sofort erfolgt, sobald dies zulässig ist, d.h. sobald der Spannungsverlauf die jeweilige Untergrenze des geforderten FRT-Profiles unterschreitet.

2.3 Spannungs- und Blindleistungsregelung

Die Anschlussrichtlinien [8, 9, 10] sehen im Grunde zwei verschiedene Strategien zur Spannungs- und Blindleistungsregelung vor, welche sich hinsichtlich der Eingangsgröße für die Blindleistungskennlinie unterscheiden. So existieren zum einen Blindleistungskennlinien in Abhängigkeit der eingespeisten Wirkleistung, also eine $\cos \varphi(P)$ - oder $Q(P)$ -Regelung. Hintergrund dieser Regelungsstrategie ist die Annahme, dass der Wirkleistungsfluss in den zumeist resistiv geprägten Verteilungsnetzen deren Spannungsprofil entscheidend prägt. Daher wird eine diesen Einfluss kompensierende Blindleistung in Abhängigkeit der eingespeisten Wirkleistung eingespeist. Zum anderen existieren Blindleistungskennlinien in Abhängigkeit der vorliegenden Spannung am Netzverknüpfungspunkt, die sogenannte $Q(U)$ -Regelung. Im Gegensatz zur wirkleistungsabhängigen Blindleistungskennlinie werden Spannungsabweichungen bei der $Q(U)$ -Regelung mit einer vom DEA-Wirkleistungsarbeitspunkt unabhängigen und damit gezielten Blindleistungsbereitstellung ausgeglichen. Die DEA-Modelle dieser Untersuchung sind je nach Szenario und Netzspannungsebene mit einer der genannten Regelungsarten ausgestattet. Das Zeitverhalten, also mit welcher Dynamik der implementierten Kennlinie gefolgt wird, ist ebenfalls gemäß der genannten Richtlinien im Sinne eines PT1-Führungsverhaltens mit einer parametrierba-

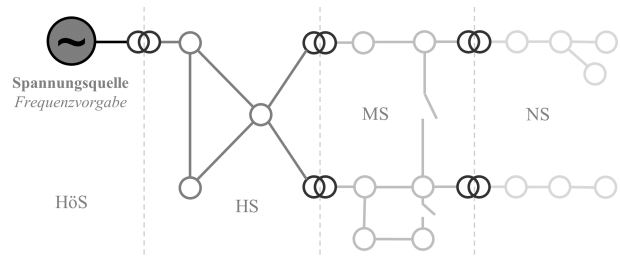


Abbildung 3 Vereinfachte Darstellung des in den Untersuchungen verwendeten Netzmodells.

ren Einstellzeit T_{QU} implementiert.

3 Simulative Netzuntersuchungen

3.1 Benchmarknetzmodelle

Grundlage der Untersuchungen ist, neben den Modellen der Erzeugungsanlagen, eine realitätsnahe Netzmodellierung, welche alle Netzspannungsebenen umfasst. Im Rahmen der Untersuchungen werden dazu zwei Netzmodelle betrachtet. Die zugehörigen Verteilungsnetzmodelle unterscheiden sich hinsichtlich ihrer Erzeugerzusammensetzung, ihres Vermaschungsgrads und ihres Verkabelungsanteils. Basis der Verteilungsnetzmodellierung sind dabei die CIGRE-Benchmarknetze [12]. Das erste Verteilungsnetzmodell stellt dabei ein dicht besiedeltes Gebiet mit einem hohen Verkabelungsanteil und einem hohen Vermaschungsgrad dar. Das zweite betrachtete Verteilungsnetzmodell bildet hingegen ein ländliches Gebiet mit einem – im Vergleich zum dicht besiedelten Verteilungsnetzmodell – höheren Freileitungsanteil und einer geringeren Vermaschung ab. Ein rein städtisches Verteilungsnetz wird hingegen nicht betrachtet, da davon auszugehen ist, dass sich in solchen Netzen nur wenige DEA befinden. Das Höchstspannungsnetz wird nicht konkret modelliert, sondern vereinfacht über eine steuerbare Spannungsquelle mit Kopplimpedanz abgebildet. Diese Spannungsquelle dient in den Untersuchungen zur Aufprägung von Frequenzverläufen, bei denen eine Störung in einer Größenordnung, die bei einem System Split auftreten kann, vorgegeben wird. Eine Rückkopplung etwaiger DEA-Abschaltungen auf die Netzfrequenz wird mit diesem Untersuchungsansatz demnach nicht betrachtet. Die Transformatoren zwischen den Spannungsebenen werden in der dynamischen Simulation vorausgehenden Leistungsfluss derart gestuft, sodass sich unterspannungsseitig Nennspannung einstellt. Es wird angenommen, dass sich das ermittelte Stufungsverhältnis während der dynamischen Simulation nicht verändert.

Aus Platzgründen sind die verwendeten Netzmodelle nicht detailliert, sondern nur in einer aggregierten Weise in Abb. 3 zur Veranschaulichung dargestellt.

3.2 Betrachtete Störung

Aus Gründen der Einfachheit wird die Rückkopplung von DEA-Abschaltungen auf die Netzfrequenz in diesem Beitrag nicht betrachtet. Stattdessen wird der in Abb. 4 dargestellte Frequenzverlauf verwendet. Dieser wurde mit einem

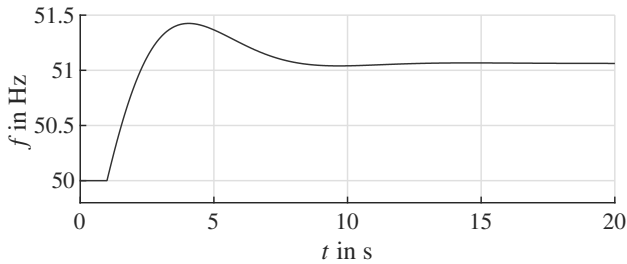


Abbildung 4 Frequenzverlauf zur vereinfachten Nachbildung eines System Splits mit Überfrequenz.

summarischen Netzmodell generiert, das mit einer Störung in einer Größenordnung beaufschlagt wurde, welche bei einem System Split auftreten kann. Der Verlauf weist eine Überfrequenz bis fast 51,5 Hz auf, welche folglich signifikant in den LFSM-O-Bereich eintritt, bevor sich die Frequenz bei etwas über 51 Hz stationär einpendelt. Der Frequenzverlauf wird mittels der beschriebenen steuerbaren Spannungsquelle in der Höchstspannungsmodellierung aufgeprägt.

3.3 Netzplanerische Leitplanken bei der Szenarienerstellung

Um belastbare Aussagen aus den Untersuchungsergebnisse ableiten zu können ist bei der Szenarienerstellung darauf zu achten, dass keine unrealistischen Annahmen bezüglich Auslastung und Verteilung von Erzeugung und Verbrauch getroffen werden. So sind rein theoretisch Szenarien denkbar, bei denen die Knotenspannungen durch ungeschickte Verteilung von Erzeugung und Verbrauch in der Leistungsflussberechnung zwar innerhalb der zulässigen Grenzen liegen, bei Wegfall des Erzeuger- oder Verbraucherteils aber das zulässige Spannungsband verletzt werden würde. Daher wurde zur Auslegung der Netzszenarien die DIN EN 50160:2020-11 [13] herangezogen, welche ausschließlich Spannungsänderungen von $\pm 10\%$ der Nennspannung U_{nenn} zulässt. Die nachfolgenden Richtlinien und Normen werden hingegen im Sinne einer Worst-Case-Abschätzung bei der Szenarienerstellung nicht berücksichtigt:

- In der VDE-AR-4105 [8] wird angemerkt, dass die maximal integrierbare Erzeugungsleistung mit aktiver $Q(U)$ -Regelung auf 50% der Transformator-Nennscheinleistung begrenzt werden sollte. Diese Anmerkung wurde nicht berücksichtigt, zudem es für diese Grenze aus Sicht der Stabilität einer Anlage oder des Gesamtsystems keine wissenschaftliche Begründung gibt [6].
- Darüber hinaus sieht die VDE-AR-4105 [8] ein 3%-Kriterium bezüglich der maximalen Spannungsänderung durch installierte DEA vor. Das Kriterium wird im Rahmen der Worst-Case-Betrachtungen dieses Beitrags zugunsten der DIN EN 50160:2020-11 [13] ebenfalls nicht berücksichtigt.

3.4 Sensitivitäten

Ein Fokus der Untersuchungen liegt darauf, zu evaluieren, ob das eingangs geschilderte Szenario überhaupt mit einer gewissen Wahrscheinlichkeit eintreten kann und welche Sensitivitätsfaktoren einen hohen Einfluss darauf haben. Während in allen Untersuchungen von einer hohen DEA-Einspeisung ausgegangen wird, da sonst kein relevanter Effekt durch LFSM-O zu erwarten wäre, ergeben sich jedoch gewisse Freiheitsgrade hinsichtlich der Netzmodellierung und des Erzeugerverhaltens im Rahmen der genannten Richtlinien. Die im Beitrag betrachteten Sensitivitäten sind nachfolgend aufgeführt:

- Der Einfluss des X/R -Verhältnisses und verschiedener Kurzschlussleistungen wird durch die zwei beschriebenen Netzmodelle, die sich in Vermaschungsgrad und Verkabelungsanteil unterscheiden, bereits berücksichtigt. Zusätzlich werden Änderungen dieses Verhältnisses in MS und NS durch Veränderung des Verkabelungsgrads (bei gleichbleibender Netztopologie) in den jeweiligen Modellen betrachtet.
- Höhe der Verbraucherleistung
- Art und Einstellzeit der Blindleistungsregelung gemäß [8, 9, 10]

3.5 Simulationsergebnisse und Fazit

Die beschriebene Wirkungskette in Abb. 1 konnte trotz pessimistischer Annahmen im Rahmen der genannten Richtlinien sowie der netzplanerischen Leitplanken in keinem Szenario beobachtet werden. Die Spannungsverläufe in den Mittel- und Niederspannungsnetzen unterschritten je nach Szenario nur kurzzeitig die Werte, deren längerfristige Unterschreitung, d. h. $> 60\text{s}$, zu einer DEA-Schutzabschaltung führen würde. Die betrachtete Sensitivität der wirkleistungsabhängigen Blindleistungsregelung, also der $\cos \varphi(P)$ - bzw. $Q(P)$ -Regelung, gibt jedoch einen Hinweis darauf, dass eine durch diesen Regelungsansatz verzögerte Rücknahme der spannungssenkenden Blindleistung durchaus kurzfristige Unterspannungen verursachen kann. Dies ist exemplarisch für den Fall des ländlichen Verteilungsnetzmodells und DEA mit ausschließlich $\cos \varphi(P)$ - bzw. $Q(P)$ -Regelung in Abb. 5 dargestellt. Die dargestellten Verläufe zeigen die Knotenspannungen der NS- und MS-Ebene mit dem in der Simulation betragsmäßig geringsten Spannungswert. Die Spannungen sinken zwar infolge von LFSM-O und geraten durch die spannungssenkende Blindleistung der $\cos \varphi(P)$ - bzw. $Q(P)$ -Regelung kurzfristig in den stationär unzulässigen Bereich, allerdings stellt sich in der Folge wieder ein zulässiger Betriebspunkt der Knotenspannung ein. Vereinzelt DEA-Schutzabschaltungen konnten in der Simulation nur unter Nichtbeachtung der DIN EN 50160 [13] oder bei aktiver $\cos \varphi(P)$ - bzw. $Q(P)$ -Regelung und gleichzeitig deutlich längeren Einstellzeiten als dem in den VDE-AR genannten oberen Grenzwert von $T_{QU} = 60\text{s}$ beobachtet werden.

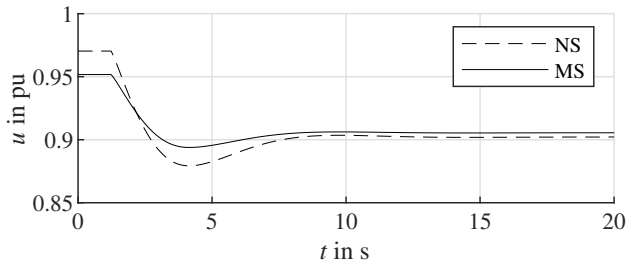


Abbildung 5 Ausgewählte Spannungsverläufe der MS- und NS-Netze mit minimaler Spannung.

4 Ermittlung der Stabilitätsgrenze

Die im vorigen Kapitel betrachteten realitätsnahen Untersuchungen lassen die Frage offen, wo sich die Stabilitätsgrenze befindet und unter welchen Bedingungen die befürchtete Wirkungskette eintreten könnte. Daher werden die realitätsnahen Untersuchungen in diesem Kapitel um Untersuchungen unter verschärften Worst-Case Annahmen, die aber trotzdem den in Kapitel 3.3 beschriebenen netzplanerischen Leitplanken genügen, zur Ermittlung der Stabilitätsgrenze erweitert.

4.1 Worst-Case-Annahmen

Auf Basis der bisherigen Untersuchungsergebnisse kommt für das Eintreten der Wirkungskette und damit der Gestaltung der Worst-Case-Untersuchungen den folgenden Annahmen eine entscheidende Bedeutung zu:

- Die ungünstigste Verteilung von Erzeugung und Verbrauch mit dem Ziel die Spannungsabweichungen infolge von LFSM-O zu maximieren ist eine Konzentration von diesen am Ende eines Strangs.
- Die Spannungsabweichungen sind in Netzen mit hohem Freileitungsanteil im Vergleich zu Netzen mit hohem Verkabelungsanteil aufgrund des fehlenden spannungshebenden Einflusses der Kabel größer.
- Die verzögerte Rücknahme eines spannungssenkenden DEA-Blindleistungsbeitrags infolge einer langen Einstellzeit T_{QU} verstärkt die durch LFSM-O verursachten Spannungsabweichungen.

Unter Berücksichtigung der genannten Worst-Case-Annahmen wird daher ein Strangnetz von der Höchst- bis zur Niederspannung mit vollständiger Verkabelung und Konzentration von Erzeugung und Verbrauch am Ende eines jeweiligen Strangs modelliert. Die installierte Erzeugungs- bzw. Verbraucherleistung ist dabei so gewählt, dass die in der DIN EN 50160 [13] formulierten Grenzen einer Spannungsabweichung von $\pm 10\%$ bei ausschließlicher Berücksichtigung des Erzeugungsanteils ohne Blindleistungsregelung oder des Verbraucheranteils exakt eingehalten werden. Die Transformatoren zwischen den Spannungsebenen befinden sich zwischen den Enden der Strangnetze und stufen weiterhin ausschließlich im stationären Vorfehlerzustand die unterspannungsseitige Knotenspannung auf Nennspannung.

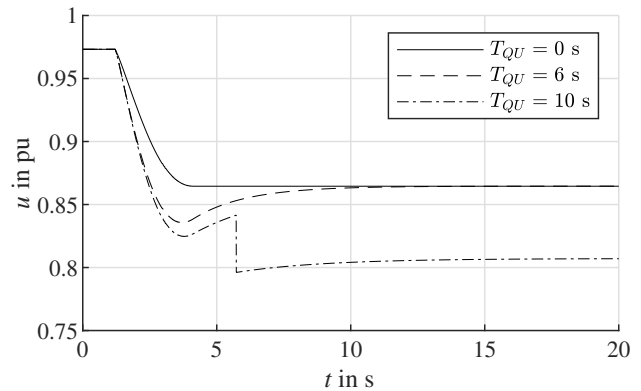


Abbildung 6 Spannungsverläufe am Strangende des synthetischen Niederspannungsnetzes bei $\cos \varphi(P)$ - bzw. $Q(P)$ -Blindleistungsregelung der dezentralen Erzeugungsanlagen und unterschiedlichen Einstellzeiten T_{QU} .

4.2 Simulationsergebnisse und Fazit

Bei Berücksichtigung des in den VDE-AR genannten Standardwerts der Einstellzeit für die Blindleistungsregelung von $T_{QU} = 10\text{s}$ zeigen sich unter den formulierten Worst-Case-Annahmen unterspannungsbedingte DEA-Schutzabschaltungen in der MS und NS nur im Fall einer $\cos \varphi(P)$ - bzw. $Q(P)$ -Blindleistungsregelung. Die in Abb. 6 dargestellten Verläufe zeigen die zugehörigen Knotenspannungen am Ende des modellierten Niederspannungsstrangs. Infolge der DEA-Abschaltung und der damit wegfallenden Wirkleistungsabgabe kommt es dadurch kurz nach $t = 5\text{s}$ zu einer sprunghaftigen Spannungsänderung. Bei einer instantanen Blindleistungsanpassung an den Blindleistungssollwert mit der Einstellzeit $T_{QU} = 0\text{s}$ und im Fall einer Einstellzeit von $T_{QU} = 6\text{s}$ zeigen sich hingegen in der Simulation keine unterspannungsbedingten DEA-Schutzabschaltungen.

Die pessimistischeren Annahmen im Rahmen der Worst-Case-Untersuchungen zeigen demnach auf, dass eine verzögerte Rücknahme eines spannungssenkenden Blindleistungsbeitrags bei Konzentration der Erzeugungsleistung am Ende eines Strangs zu unterspannungsbedingten Schutzabschaltungen führen kann. Diese Erkenntnis motivierte weitere Untersuchungen der Basisfälle (siehe Abschnitt 3) unter Berücksichtigung einer verzögerten Blindleistungsänderung. Im Rahmen der zulässigen zeitlichen Anforderungen nach der VDE-AR für die Einstellzeit der Blindleistung innerhalb von 6 bis 60s, ergab sich allerdings keine kritische Netzsituation. Dies ist darin begründet, dass viele Annahmen im synthetischen Szenario (u.a. alle DEA und Verbraucher konzentriert am Strangende) unrealistisch pessimistisch sind.

5 Zusammenfassung und Ausblick

Im Rahmen des Beitrags wurde untersucht, ob die überfrequenzbedingte Wirkleistungsreduktion (LFSM-O) von dezentralen Erzeugungseinheiten (DEA) in Verteilungsnetzen das Spannungsprofil infolge veränderter Leistungsflüsse derart beeinflussen könnte, dass es zu unterspannungs-

bedingten Schutzabschaltungen kommt. Zur Untersuchung dieser Wirkungskette wurden zwei Verteilungsnetzmodelle auf Basis der CIGRE-Benchmarknetze [12] erstellt. Diese Modelle enthalten die Hoch-, Mittel- und Niederspannungsebene und unterscheiden sich in Erzeugerzusammensetzung, Vermaschungsgrad und Verkabelungsanteil. In den Untersuchungen wurde von einer hohen DEA-Einspeisung ausgegangen. Zur Anregung des LFSM-O wurde ein synthetischer Frequenzverlauf, wie er bei einem System-Split mit Überfrequenz auftreten könnte, über eine Spannungsquelle im Höchstspannungsnetz aufgeprägt. Das für die Studie relevante dynamische DEA-Verhalten und zugehörige Schutzkonzepte wurden auf Basis relevanter nationaler Richtlinien implementiert. Untersuchte Sensitivitäten umfassen verschiedene Blindleistungsregelungskonzepte, insbesondere $\cos \varphi$ - bzw. $Q(P)$ - und die $Q(U)$ -Regelung unter Berücksichtigung verschiedener Einstellzeiten.

In den Untersuchungen mit CIGRE-Benchmarknetzen konnte die beschriebene Wirkungskette nicht beobachtet werden. Unter den realitätsnahen Annahmen zur Verteilung von Erzeugung und Verbrauch führten die beobachteten Spannungsänderungen während den dynamischen Simulationen in keiner der Simulationen zu unterspannungsbedingten DEA-Abschaltungen.

Um die Grenze der Stabilität ausfindig zu machen, wurden ergänzende synthetische Worst-Case-Untersuchungen durchgeführt. Diese Untersuchungen umfassten Strangnetze, wobei bewusst eine unrealistische Konzentration von Last und DEA-Einspeisung am jeweiligen Strangende betrachtet wurde, mit dem Ziel maximale Spannungsänderungen hervorzurufen. Die oben beschriebene Wirkungskette konnte in diesen Worst-Case-Untersuchungen nur für Fälle einer verzögerten Blindleistungsänderung bei zuvor maximal spannungssenkender $\cos \varphi$ - bzw. $Q(P)$ -Betriebsweise der DEA beobachtet werden. In diesen kritischen Fällen wird die LFSM-O-bedingte Unterspannung durch eine vorübergehend anhaltende spannungssenkende DEA-Blindleistungseinspeisung verstärkt, was zu unterspannungsbedingten DEA-Schutzabschaltungen in Mittel- und Niederspannungsnetzen führte. Dabei zeigte sich, dass ein höherer Freileitungsanteil zu größeren Spannungsänderungen und folglich auch zu mehr unterspannungsbedingten DEA-Schutzabschaltungen führte.

Unter den Annahmen, dass Nieder- und Mittelspannungsnetze überwiegend als Kabelnetze ausgeführt sind und in den DEA überwiegend die in der jeweiligen VDE-AR angegebene Standardeinstellzeit von 10s (bei fehlender Vorgabe eines konkreten Wertes durch den Netzbetreiber) implementiert ist, liegt daher kein besonderes Risiko hinsichtlich einer Anregung der beschriebenen Wirkungskette vor. Bei der Definition von dynamischen Anforderungen an die DEA-Blindleistungsregelung sollte dieser Aspekt jedoch berücksichtigt werden, d.h. die Vorgabe von sehr langsamem Verhalten sollte vermieden werden und im Einklang mit den Schutzkonzepten hinsichtlich der unterspannungsbedingten Schutzabschaltung von DEA stehen.

6 Danksagung

Die Universität Stuttgart bedankt sich für die inhaltliche und finanzielle Unterstützung durch die deutschen ÜNB.

7 Literatur

- [1] EU-Kommission. (2017) Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb. [Online]. Available: <http://data.europa.eu/eli/reg/2017/1485/oj>
- [2] ——. (2017) Verordnung (EU) 2017/2196 der Kommission vom 24. November 2017 zur Festlegung eines Netzkodex über den Notzustand und den Netzwiederaufbau des Übertragungsnetzes. [Online]. Available: <http://data.europa.eu/eli/reg/2017/2196/oj>
- [3] VDE-AR-N 4142, „Automatische Letztmaßnahmen zur Vermeidung von Systemzusammenbrüchen,” 2020.
- [4] EU-Kommission. (2016) Verordnung (EU) 2016/631 der Kommission vom 14. April 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger. [Online]. Available: <http://data.europa.eu/eli/reg/2016/631/oj>
- [5] J. C. Boemer, A. A. van der Meer, B. G. Rawn, R. L. Hendriks, A. R. Ciupuliga, M. Gibescu, W. L. Kling, und J. A. Ferreira, „Fault ride-through requirements for onshore wind power plants in Europe: The needs of the power system,” in *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2011, S. 1–8.
- [6] M. Lindner, „Stabilität und Interaktionen aktiver Verfahren der statischen Spannungshaltung,” Dissertation, Technische Universität München, 2019.
- [7] VDE-AR-N 4100, „Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Niederspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Niederspannung),” 2019.
- [8] VDE-AR-N 4105, „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz,” 2018.
- [9] VDE-AR-N 4110, „Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung),” 2018.
- [10] VDE-AR-N 4120, „Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Hochspannung),” 2018.
- [11] BDEW, „Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz,” 2018.
- [12] CIGRE, Task Force C6.04.02, *Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources*. Paris: CIGRE, 2014.
- [13] DIN EN 50160, „Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen,” 2020.