

Konzept für eine lokale Inselnetzversorgung mit dezentralen Erzeugungsanlagen bei großflächigen Stromausfällen

Georg KERBER¹, Michael FINKEL², Kathrin SCHAARSCHMIDT¹, Christoph J. STEINHART² (*), Michael GRATZA³ (*), Rolf WITZMANN³

¹ LEW Verteilnetz GmbH,

Schaezlerstraße 3, 86150 Augsburg, Deutschland,

Tel.: +49 821 328-1386, georg.kerber@lew-verteilnetz.de, www.lew-verteilnetz.de

² Hochschule Augsburg, Fakultät für Elektrotechnik,

An der Hochschule 1, 86161 Augsburg, Deutschland,

Tel.: +49 821 5586-3362, christoph.steinhardt@hs-augsburg.de, www.hs-augsburg.de

³ TU München, Fachgebiet Elektrische Energieversorgungsnetze,

Arcisstraße 21, 80333 München, Deutschland,

Tel.: +49 89 289-22017, michael.gratza@tum.de, www.een.ei.tum.de

Kurzfassung: Im Projekt LINDA (Lokale Inselnetzversorgung und beschleunigter Netzwiederaufbau mit dezentralen Erzeugungsanlagen bei großflächigen Stromausfällen) wird ein Konzept erforscht, welches die gewachsene Population aus dezentralen Erzeugungsanlagen nutzt, um die Folgen von großflächigen und langandauernden Stromausfällen durch eine Inselnetzversorgung zu minimieren und den Netzwiederaufbau zu beschleunigen. Vorgestellt werden die Methodik des stabilen Inselnetzaufbaus und -betriebs und die damit einhergehende Regelungsstrategie.

Keywords: Blackout, Inselnetz, dezentrale Erzeugungsanlagen, Regelungsstrategie, Schwarzstart, selektives Lastmanagement, Rücksynchronisation

1 Einführung

Der zunehmende Grad der Elektrifizierung erhöht die Abhängigkeit von elektrischer Energie in nahezu allen Lebensbereichen. Durch die Diskussionen in der öffentlichen Berichterstattung um die Folgen der Energiewende, sowie die großen Stromausfälle in den letzten Jahren ist das Thema Versorgungssicherheit gesellschaftlich präsent.

Die gravierenden Folgen eines langandauernden und großflächigen Stromausfalls werden in den Analysen des Büros für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag TAB [1] aufgezeigt. Die flächendeckende und bedarfsgerechte Versorgung der Bevölkerung mit (lebens-)notwendigen Gütern und Dienstleistungen kann in einem solchen Fall nicht mehr gewährleistet werden, was in einer Gefährdung der öffentlichen Sicherheit resultiert.

Zudem macht die fluktuierende, nicht steuerbare Einspeisung aus dezentralen Erzeugungsanlagen den Netzwiederaufbau im Falle eines Blackouts komplexer. Bei

Zuschaltung eines Netzgebietes im Verteilnetz während des Netzwiederaufbaus kann es durch die anschließende, automatische Zuschaltung der dezentralen Erzeugungsanlagen zu Rückspeisungen aus dem Verteilnetz kommen, welche das Verbundsystem destabilisieren [2]. Mit zunehmender Komplexität und Dauer bis zur Wiederherstellung des normalen Netzbetriebs steigen die Schäden aus der Nichtverfügbarkeit von Elektrizität [1]. Damit gewinnen Notversorgungssysteme an Bedeutung.

2 Motivation

Im Zuge der Energiewende ist die Zahl dezentraler Einspeiseanlagen stetig gestiegen. [3] Dezentrale Erzeugungsanlagen (DEA) mit gesicherter Leistung wie Biogasanlagen, Blockheizkraftwerke, Wasserkraftwerke usw. stellen Versorgungskapazitäten bereit, die normalerweise nur im Netzparallelbetrieb genutzt werden können. Der vorhandene Mix an verteilten Erzeugungsanlagen bietet prinzipiell die Möglichkeit mithilfe von lokalen Inselnetzen eine punktuelle Notversorgung aufzubauen, welche die Versorgung kritischer Infrastrukturen unter Nutzung von Teilen des vorhandenen Stromnetzes mit den daran angeschlossenen Erzeugern und Verbrauchern übernimmt. Solche Inselnetze können somit die Schäden für die Gesellschaft reduzieren. Ist das System etabliert, kann die Versorgung bei einem ausreichenden Energiedarbot (z.B. mittags) ggf. auch auf benachbarte Netzteile ausgeweitet werden. Mithilfe eines selektiven Lastmanagements, welches die Versorgung kritischer Infrastrukturen priorisiert, kann auch bei fluktuierender Einspeisung aus DEA ein stabiler Betrieb ermöglicht werden.

3 Forschungsprojekt LINDA

Das Forschungsprojekt LINDA wird vom BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie) gefördert und hat zum Ziel, ein über alle Spannungsebenen skalierbares Konzept zu entwickeln, welches den Aufbau und stabilen Betrieb von Inselnetzen ermöglicht. Dazu soll der vorhandene Mix aus DEA genutzt werden. Mit Ausnahme des netzführenden Kraftwerks wird für eine praxisgerechte Umsetzung auf eine eigene Kommunikationsinfrastruktur oder spezielle Parametrierung der DEA verzichtet.

Das Projekt umfasst folgende zentrale Forschungsthemen:

- Konzeption und Betriebsführung von Inselnetzen mit einem Führungskraftwerk unter Beteiligung der lokal angesiedelten DEA zur selektiven Versorgung sensibler Verbraucher.
- Konzeption eines allgemeinen Verfahrens und daraus resultierende Kriterien zum stabilen Aufbau und Betrieb von lokalen Inselnetzen mit möglichst geringem Anpassungsaufwand bei den beteiligten Kundenanlagen.
- Versuche im Netz, welche einem Erfahrungsgewinn bezüglich des Verhaltens von Kundenanlagen mit Verbrauch und Einspeisung bei Frequenz- und Spannungsabweichungen, sowie zu einer Verbesserung der Risikoabschätzung beim Netzwiederaufbau dienen.
- Beschreibung der Anforderung an dezentrale Erzeugungsanlagen mit gesichertem Energiedargebot und Weiterentwicklung derselben, damit diese im Inselnetzfall als

netzführendes Kraftwerk dienen können (z.B. Wasserkraftwerke, Biomassekraftwerke, Blockheizkraftwerke, Stromspeicher, etc.).

- Ermittlung des Anpassungsbedarfes bei Schutzsystemen und Netzleittechnik, um den besonderen Anforderungen beim Inselnetzbetrieb und der möglichst unterbrechungsfreien Rücksynchronisation in das Verbundnetz gerecht zu werden.

Hierfür ist die Erstellung eines dynamischen Simulationsmodells eines beispielhaften, realen Netzgebietes erforderlich. Mithilfe dieses Modelles lassen sich Rückschlüsse auf die stationären und transienten Zustände im Inselnetzaufbau und -betrieb ziehen, die der Weiterentwicklung des Konzepts und der elektrischen Anlagen dienen. Die Erkenntnisse aus dem Simulationsmodell werden anschließend anhand von gestaffelten Feldtests verifiziert.

4 Forschungsvorhaben

Im folgenden Kapitel wird das Konzept für den Inselnetzaufbau und -betrieb, sowie den Wirk- und Blindleistungshaushalt für eine Notversorgung mit einem Inselnetz vorgestellt. Ergänzend werden die Rahmenbedingungen für die Simulation und Feldversuche erklärt.

4.1 Allgemeines Konzept

Im Falle einer Großstörung sollen dezentrale, schwarzstartfähige Kraftwerke mit einer gesicherten Mindestleistung als Führungskraftwerke dienen und zusammen mit den lokal installierten DEA verwendet werden, um Inselnetze aufzubauen und stabil zu betreiben. Die Führungskraftwerke sind für die Frequenzstabilität verantwortlich und sollen den Blindleistungshaushalt des Inselnetzes ausgleichen. Für diese Aufgabe eignen sich besonders Wasserkraftwerke, da diese über einen geringen Eigenbedarf verfügen und häufig bereits schwarzstartfähig sind. Im Zuge des Forschungsprojektes soll aber auch die Eignung von Biogasanlagen bzw. Verbrennungskraftmaschinen mit Gasmotoren als Führungskraftwerke untersucht werden. Die zusätzlich vorhandenen DEA sollen die Führungskraftwerke im Inselbetrieb dabei unterstützen die benötigte Wirk- und Blindleistung bereitzustellen.

Aufgrund des zunehmenden Anteils an DEA in der Energieversorgungsinfrastruktur wurden in der Vergangenheit veränderte Netzanschlussregeln notwendig, welche auch kleineren Anlagen Verantwortung für die Systemstabilität zuweisen. Hier sind insbesondere die BDEW-Mittelspannungsrichtlinie 2008 [4], die seit 2012 gültige Anwendungsregel für Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz VDE-AR-N 4105 [5], aber nicht zuletzt auch der Europäische Netzcode „Requirements for Generators“ (RfG) [6] zu nennen. Besonders die geforderte Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz aber auch die Anforderungen an die statische Spannungshaltung wirken sich dabei stabilisierend auf das Inselnetz aus [7].

Bei einem Wirkleistungsüberschuss, welcher sich durch einen Frequenzanstieg manifestiert, wird bei neueren Anlagen im Geltungsbereich der Vorgaben [4] [5] [7] die eingespeiste Leistung der DEA reduziert. Die Wirkleistungsreduktion sollte konzeptionell den Überschuss ausgleichen, um eine Stabilisierung des Übertragungsnetzes zu erreichen [8]. Dieser Mechanismus wirkt bei kleinen Netzen aber analog.

Da nach [9] nicht alle Anlagen nachzurüsten waren und auch andere, nicht kontinuierliche Methoden zur Wirkleistungsreduzierung bei Überfrequenz zugelassen sind, kann die Stabilität

eines realen Inselnetzes bzw. die Robustheit desselben gegenüber Lastsprüngen nur schwer beurteilt werden. Mithilfe von Simulationen und Feldversuchen an der vorhandenen, über Jahrzehnte gewachsenen Erzeugerstruktur soll eine praktikable Abschätzung des Problems ermöglicht werden.

Wirkleistungsregelungskonzept:

Abbildung 1 zeigt das grundlegende Wirkleistungsregelungskonzept für den Inselnetzbetrieb. Die grüne Kennlinie entspricht der P/f -Statik für aktuelle Erzeugungsanlagen nach [4] und [5]. P_M entspricht der momentanen Wirkleistung welche die Anlage bei Überschreiten der 50,2 Hz Schwelle abgibt und bildet die Referenz für die relative Leistungsreduktion gemäß der geforderten Frequenz-Wirkleistungs-Statik von -40 % P_M/Hz . Die braune Kennlinie stellt die Statik des netzführenden Kraftwerks dar, wobei hier die Frequenz-Wirkleistungs-Statik auf die Anlagenmaximalleistung bezogen ist. Die Steilheit der Statiken bestimmt die Aufteilung der Wirkleistungserbringung zwischen dem netzführenden Kraftwerk und den DEA. Im Gegensatz zum üblichen Netzbetrieb ist die Frequenz bei diesem Regelungskonzept innerhalb des gesamten Frequenzbereichs von 47,5 Hz bis 51,5 Hz variabel. Abhängig vom momentanen Leistungsumsatz in der Insel stellt sich ein Arbeitspunkt bei einer festen Frequenz ein. In Abbildung 1 ist ein willkürlich gewählter Arbeitspunkt dargestellt. Zu- oder Abschaltungen von Lasten führen zu einem geänderten Leistungsumsatz und einer Verschiebung des Arbeitspunktes. Im stationären Betrieb wird die höchste Frequenz bei Leerlauf erreicht.

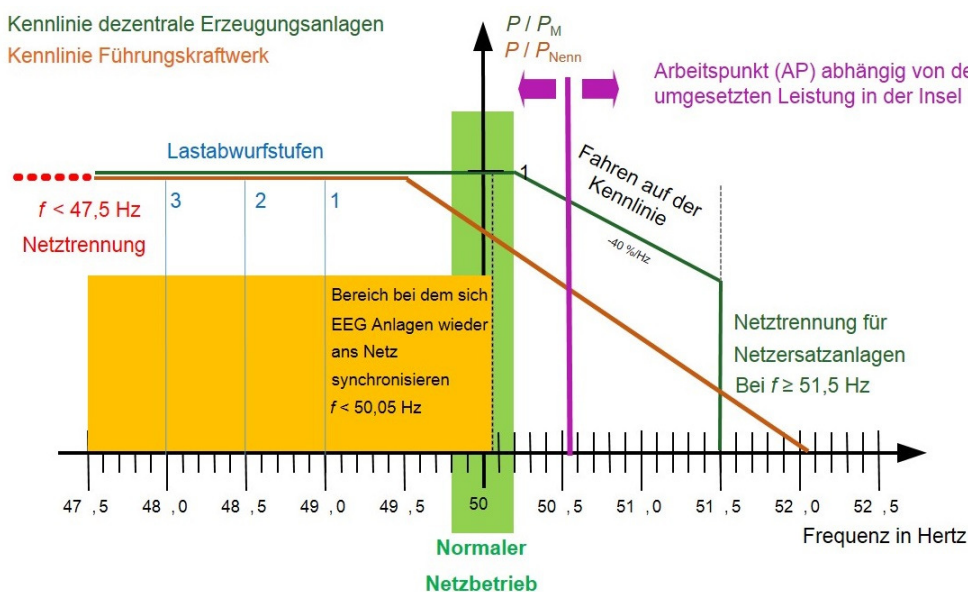


Abbildung 1: Regelungskonzept für Inselnetzbetrieb.

Kritisch sind vor allem die dynamischen Übergangsphasen, da in [4] und [5] zwar das stationäre Regelverhalten der Erzeugungsanlagen definiert wurde, nicht jedoch das Zeitverhalten. Unter Berücksichtigung der unbekannten Anlagen mit einem nichtlinearen Regelverhalten (Frequenz-Schaltsschwellen) müssen entsprechende Worst-Case-Betrachtungen durchgeführt werden.

Ein Lastabwurfkonzept soll auch im Fall von mangelnder Einspeiseleistung in der Netzinsel für einen ausgeglichenen Wirkleistungshaushalt sorgen und im Fall einer Unterfrequenz dem

Zerfall des Inselnetzes vorbeugen. Abhängig vom fluktuierenden Dargebot an Erzeugungsleistung kann die Versorgung kritischer Infrastrukturen (z.B. Krankenhäuser, Krisenzentren, Mastviehbetriebe, Kommunikationswege, etc.) bei erhöhter Leistungsnachfrage priorisiert werden. Nicht priorisierte Netzabschnitte mit Leistungsbezug werden bei Bedarf vom Inselnetz getrennt und bleiben somit zu Gunsten der Gesamtstabilität zeitweise unversorgt. Bei der Festlegung des abzuschaltenden Abschnittes ist darauf zu achten, dass der resultierende Lastsprung das Inselnetz nicht unzulässig destabilisiert. Auch hier sollen durch Worst-Case-Betrachtungen die maximal zulässigen Größen für derartige schaltbare Einheiten identifiziert werden.

Blindleistungshaushalt:

Nach [4] und [5] müssen Erzeugungsanlagen auch einen Beitrag zur statischen Spannungshaltung leisten. Hierfür werden üblicherweise $\cos \varphi(P)$ -Kennlinien oder $Q(U)$ -Kennlinien eingesetzt. Abbildung 2 zeigt die Q/U -Kennlinie, wie sie von der LEW Verteilnetz GmbH (LVN) unter anderem für Biogasanlagen im Mittelspannungsnetz gefordert wird.

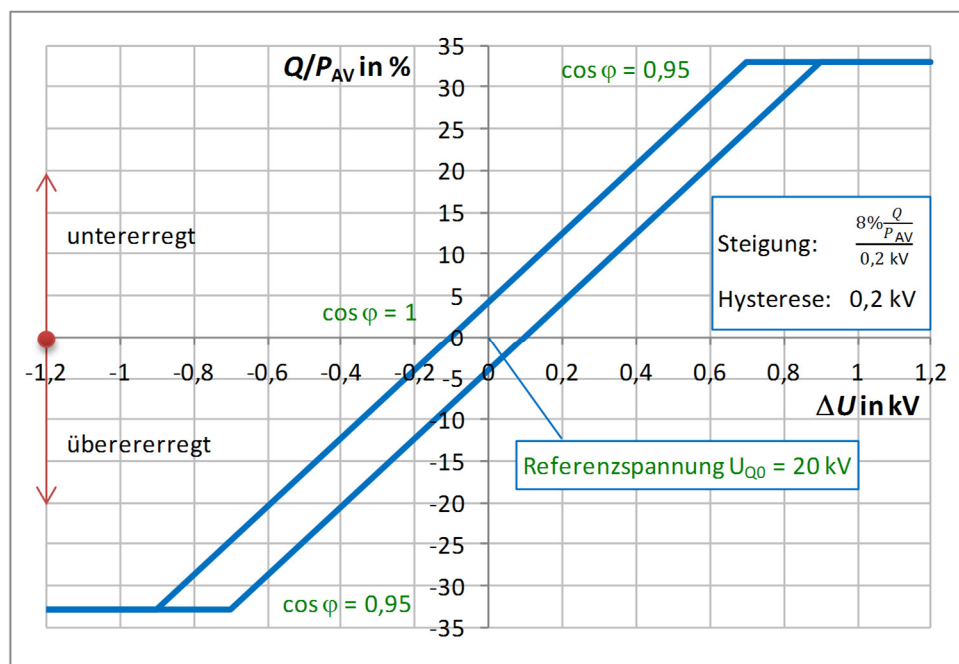


Abbildung 2: $Q(U)$ -Kennlinie, wie von der LVN für Erzeugungsanlagen im Mittelspannungsnetz gefordert [10].

Diese Blindleistungsvorgaben wirken sich auch im Inselnetzbetrieb aus. Mithilfe der Simulation ist vorab zu klären inwiefern sich die Anlagen an der Bereitstellung des Blindleistungsbedarfes beteiligen und ob das Regelverhalten stabilisierend oder destabilisierend für den Betrieb der Netzeinsel wirkt. Letztlich muss das Führungskraftwerk im Inselnetzbetrieb für einen ausgeglichenen Blindleistungshaushalt sorgen. Hierzu wird analog zur Wirkleistungsaufteilung eine entsprechende Spannungs-Blindleistungs-Statik (Q/U -Statik) implementiert. Die möglichen Steigungen werden simulativ untersucht und hinsichtlich der benötigten Blindleistungsreserven sowie der Spannungsstabilität bewertet. Eine Festspannungsregelung stellt den Extremfall einer Statik dar, die zwar einfach implementier- und berechenbar ist, aber die höchsten Anforderungen an das Blindleistungsvermögen des Führungskraftwerks stellt.

Um ein stabiles Regelverhalten im Netz zu erzielen ist für DEA gemäß Abbildung 3 ein PT1-Verhalten als Sprungantwort der $Q(U)$ -Regelung gefordert. Durch die träge Annäherung an den Sollwert wird verhindert, dass sich im Netzgebiet ein aufklingendes Schwingverhalten zwischen den unterschiedlichen Kraftwerksreglern einstellen kann.

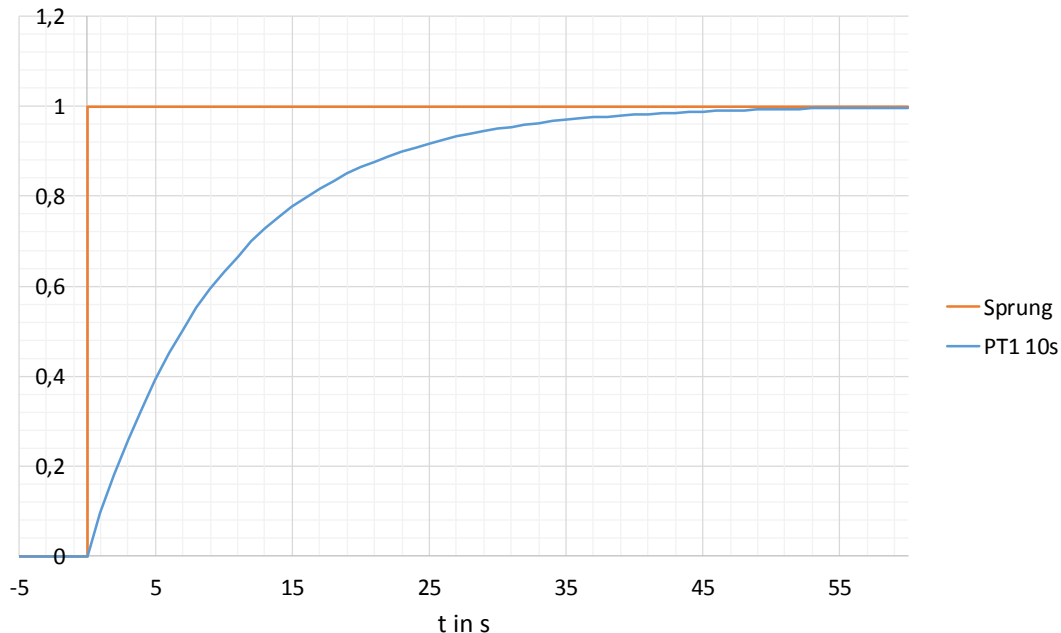


Abbildung 3: Sprungantwort der $Q(U)$ -Regelung für Mittelspannungsanlagen [10].

4.2 Inselnetzaufbau und -betrieb

Zur Vorbereitung der Inselnetzversorgung wird der entsprechende Netzabschnitt vom übergeordneten Netz getrennt sowie alle Mittelspannungsabgänge im Umspannwerk geöffnet. Im nächsten Schritt wird ein Führungskraftwerk gestartet und im Eigenbedarf (EB) betrieben.

Im Anschluss werden einzelne Abgänge zugeschaltet. Wenn hierbei zu große Transformatorenleistungen zeitgleich zugeschaltet werden, können aufgrund des Inrush-Effektes [11] hohe Magnetisierungsströme auftreten. Damit dies nicht zu einer Überlastung des Führungskraftwerkes, bzw. zu Schutzauslösungen und damit zum Zerfall des Inselnetzes führt, wird die Zuschaltung der (Transformator-)Lasten stufenweise durchgeführt. Der dabei auftretende Lastsprung ist so zu wählen, dass die Einregelung durch das Führungskraftwerk innerhalb der zulässigen Frequenz- und Spannungsbänder erfolgt. Nach dem Abklingen der transienten Vorgänge können entsprechende weitere Abgänge zugeschaltet werden.

Abbildung 4 zeigt, wie sich durch stufenweise Lastzuschaltungen die statischen Arbeitspunkte im Inselnetz entlang der P/f -Statik des Führungskraftwerkes nach oben verschieben.

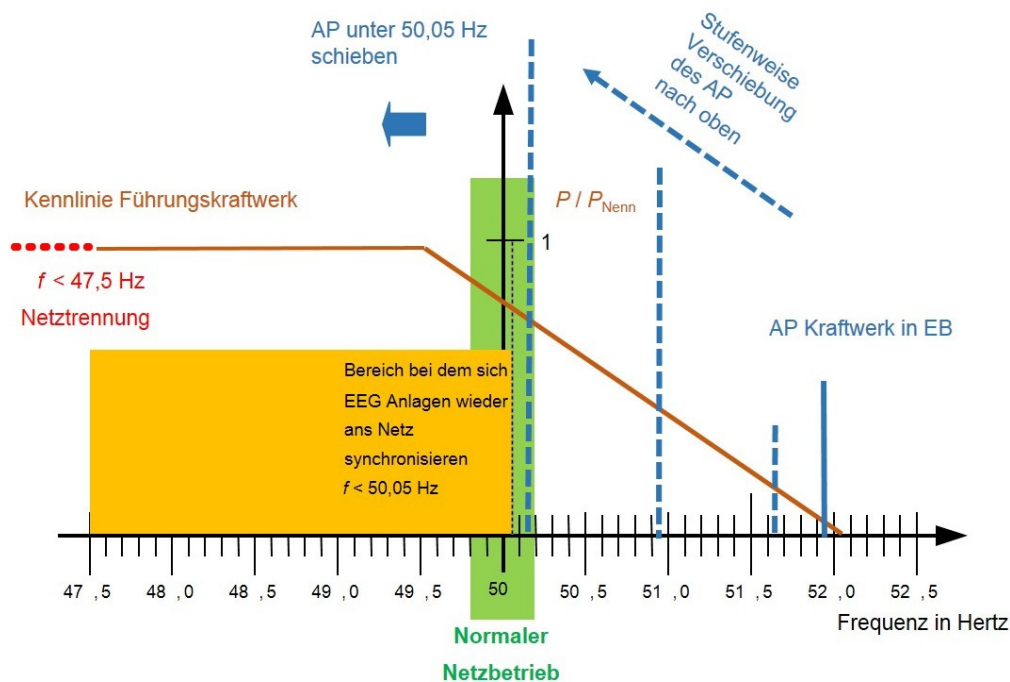


Abbildung 4: Arbeitspunkte Führungskraftwerk bei Inselnetzaufbau.

Aufgrund der Synchronisationsbedingungen erfolgt das zuschalten der DEA in der Regel erst bei Frequenzen $f < 50,05$ Hz [12] [13] [14]. Die Leistungssteigerung nach der Zuschaltung ist bei älteren Anlagen nicht begrenzt und könnte ggf. eine dynamische Anregung des Wirkleistungsreglers im Führungskraftwerk bedeuten. Bei Anlagen, die entsprechend [4] und [5] konzipiert wurden darf die eingespeiste Leistung nach der Synchronisation einen Leistungsgradienten von $0,1 \cdot P_{Amax}/Min$ nicht überschreiten, wobei P_{Amax} die maximale Wirkleistung der Erzeugungsanlage ist (siehe Abbildung 5).

Nach einem erfolgreichen Inselnetzaufbau wird ein stabiler Inselnetzbetrieb angestrebt. Im Fall eines Überangebotes an Einspeisung aus dezentralen Erzeugungsanlagen soll sich durch die Leistungsreduktion entlang der P/f -Statiken ein Selbstregeleffekt einstellen. Aufgrund der fluktuierenden Einspeiseleistung der DEA kann es auch zu einem Versorgungsengpass kommen, der wie im Verbundnetz in einer Reduktion der Frequenz resultiert. Ein selektives Lastmanagement soll mithilfe von frequenzabhängigen Lastabwurfstufen dem Zerfall des Inselnetzes entgegenwirken, indem es weniger kritische Verbraucher zeitweise von der Inselnetzversorgung trennt und so die Versorgung kritischer Infrastrukturen priorisiert. Hierbei gilt es sowohl technische Einschränkungen, die keine beliebige Trennung von Verbrauchergruppen ermöglichen, als auch juristische Fragestellungen, ob und unter welchen Voraussetzungen eine Priorisierung bestimmter Verbraucher vorgenommen werden darf, zu beachten. Des Weiteren ist festzulegen welche Kriterien für eine Bevorzugung zu erfüllen sind, aber auch wie eine Gleichbehandlung durchgeführt werden kann oder muss.

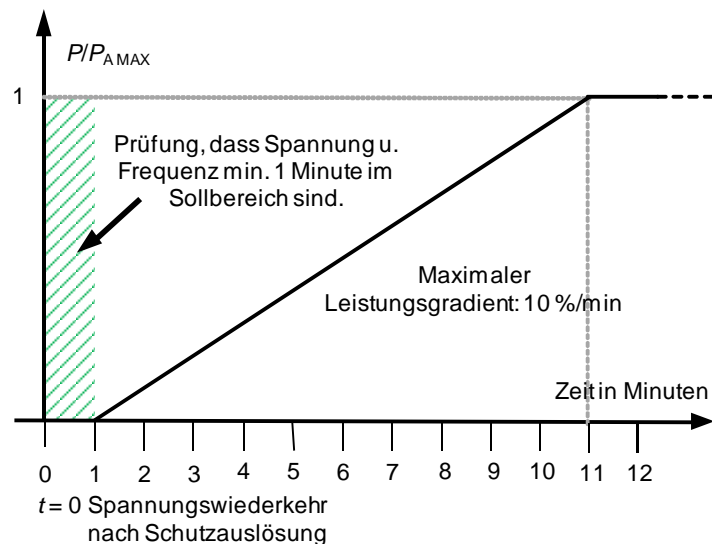


Abbildung 5: Darstellung der in [4] und [5] beschriebenen Synchronisationsbedingungen nach Schutzauflösung.

Hierbei gilt es einfache und verständliche Handlungsanweisungen zu entwickeln, die rasche Entscheidungen bei unvorhergesehenen Situationen zulassen, aber dennoch gesetzeskonform sind.

Bei Wiederverfügbarkeit des übergeordneten Netzes ist eine Beendigung des Inselnetzbetriebes und eine Reintegration des Netztes in das übergeordnete Netz vorgesehen.

Die einfachste Variante ist die „Zuschaltung über Schwarz“. Hierzu muss zunächst eine definierte Abschaltung des Inselnetzbetriebes durch Öffnung aller Abgänge und Abschaltung des netzführenden Kraftwerks erfolgen. Danach werden die Netztransformatoren an das Verbundnetz gekuppelt und die Netztes einzeln auf das Verbundnetz geschaltet.

Dieses Verfahren benötigt keine besonderen Betriebsmittel. Von Nachteil ist hingegen die auftretende Versorgungsunterbrechung sowie der auftretende (geringe) Lastsprung.

In LINDA soll eine unterbrechungsfreie Rücksynchronisation des Inselnetzes mit dem Verbundnetz erprobt werden. Hierzu müssen Parallelschalteneinrichtungen an den Kuppelstellen zum überlagerten Netz vorhanden sein. Diese überwachen die Phasenspannungen sowohl auf Verbundnetz- als auch auf Inselnetz-Seite und lassen eine Zusammenschaltung nur zu, wenn die entsprechenden Zuschaltbedingungen (Einhaltung von maximalen Spannungs-, Frequenz, und Winkelabweichungen) erfüllt sind.

Frequenz und Spannung müssen daher im Inselnetz an das Verbundnetz angepasst werden. Dies geschieht über Sollwertänderungen im Führungskraftwerk bzw. über den vorhandenen Stufensteller im Umspannwerk. Mithilfe der Simulation muss geprüft werden, ob es möglich ist die Frequenz in Zeiten hoher Einspeiseleistung aus dezentralen Erzeugungsanlagen über einen längeren Zeitraum auf eine fixe Frequenz mit geringer Abweichung zu regeln. Die unterbrechungsfreie Rücksynchronisation stellt deutlich höhere Ansprüche an die Fahrweise im Inselnetzbetrieb und setzt eine kommunikative Kopplung zwischen der Parallelschalteneinrichtung und dem Führungskraftwerk voraus. Die Erprobung dieses Konzeptes in einem Feldtest ist gegen Ende des Projektes vorgesehen.

4.3 Testnetz und Simulation

Ein Teil des Forschungsprojekts LINDA ist es das Inselnetzkonzept in einem realen Netz zu erproben. Hierzu wurde ein Mittelspannungsnetz im Gebiet der LVN ausgewählt, welches günstige Voraussetzungen bietet alle Aspekte des Konzeptes zu testen. In dem Netzgebiet befindet sich ein schwarzstartfähiges Laufwasserkraftwerk mit einer gesicherten Leistung von 4,5 MW, welches als Führungskraftwerk dienen wird. Neben dem Wasserkraftwerk (WKW) ist noch eine Biogasanlage mit drei Aggregaten installiert, mit einer Nennleistung von je 350 kVA. Diese beiden Kraftwerke sollen ein Ortsnetz versorgen, in welchem weitere DEA in Form von Photovoltaikanlagen installiert sind. Die installierte PV-Leistung übersteigt dabei die Last von den Haushalten, so dass zu Zeiten hoher Einstrahlung das Ortsnetz theoretisch alleine von den PV-Anlagen versorgt werden könnte. Neben den Haushalten befindet sich zusätzlich ein Industriekunde mit einer Maximallast von ca. 3 MW in dem Netzgebiet. Dieser verfügt über vorwiegend motorische Lasten, deren elektrisches Verhalten bekannt ist und welche sich unter gewissen Rahmenbedingungen unabhängig voneinander zuschalten oder vom Netz trennen lassen. Sie bieten somit die Möglichkeit über ein Lastmanagement den Aufbau wie auch den Betrieb des Inselnetzes zu unterstützen.

Bevor die Feldtests durchgeführt werden soll simulativ bewiesen werden, dass das Konzept in dem ausgewählten Netzabschnitt funktioniert und weiterhin kritische Betriebszustände und Kenngrößen ermittelt werden. Dazu wird das gesamte Netz mit allen angeschlossenen Einspeisern, Lasten und Betriebsmitteln in der Simulationsumgebung DigSILENT Power Factory nachgebildet. In Vorversuchen mit dem Industriekunden hat sich gezeigt, dass die motorischen Lasten, insbesondere bei den Zu- und Abschaltvorgängen, einen hohen Leistungsgradienten aufweisen (siehe Abbildung 6). Diese dynamischen Vorgänge können zu Instabilitäten im Wasserkraftwerk führen. Aus diesem Grund ist es wichtig neben dem stationären auch das transiente Verhalten aller Komponenten zu berücksichtigen und in der Simulation nachzubilden.

Neben der Frage, welche Leistungsgradienten mit dem Führungskraftwerk möglich sind, sollen die Simulationen das Robustheitsniveau der Netzinsel für die zuvor beschriebenen Problemstellungen abschätzen.

Im weiteren Projektverlauf wird auf Basis der Gesamtnetzsimulation auch analysiert, welche maximalen Leistungsstufen ein automatisiertes Lastmanagement für einen stabilen Inselnetzbetrieb aufweisen darf, da es infolge von zu großen Leistungssprüngen zu einem Überspringen kommen kann.

Bei den Feldversuchen werden generell alle Spannungen und Frequenzen in der Mittelspannungsebene gemessen. In späteren Versuchen werden zusätzlich auch die Bezugs- und Erzeugungsleistungen an den Ortsnetzstationen erfasst. Ziel ist es das reale Verhalten der Kundenanlagen bei Frequenzabweichungen zu erfassen und mit den theoretischen Modellen aus der Literatur [15] zu vergleichen.

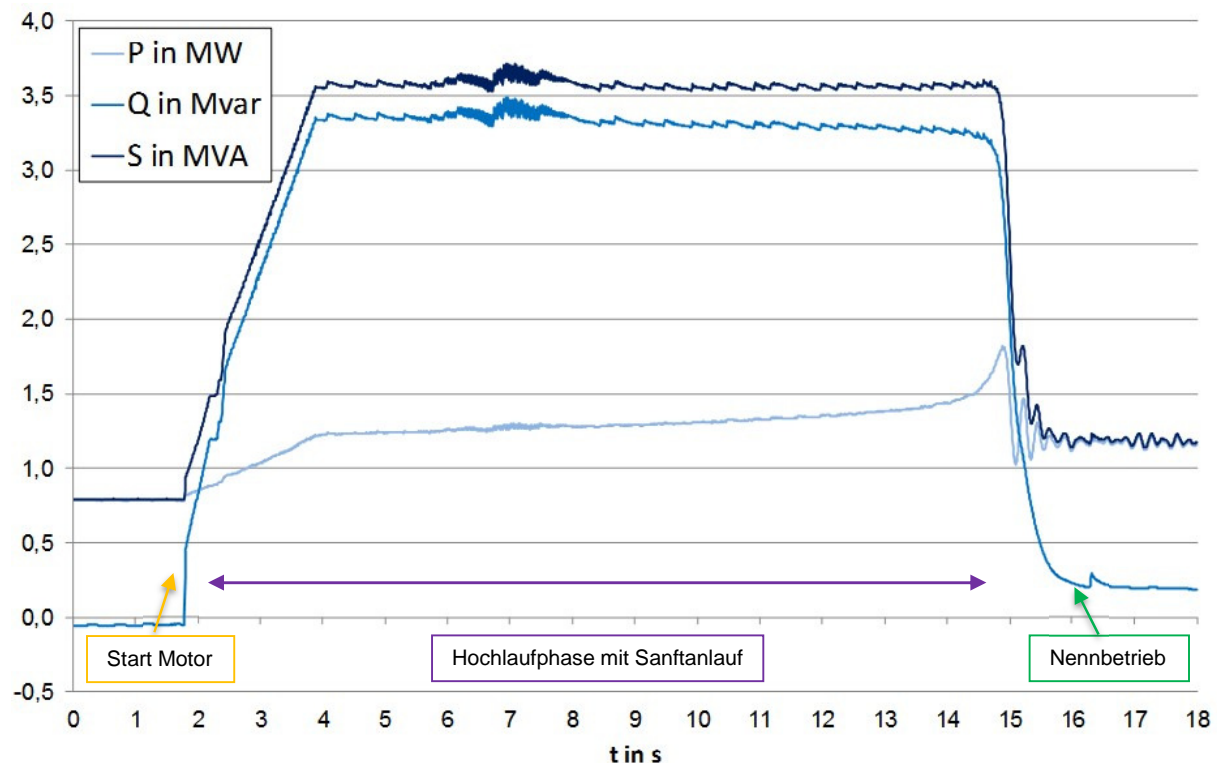


Abbildung 6: Zeitverhalten nach der Zuschaltung einer motorischen Last.

4.4 Feldversuche

Wie oben beschrieben sollen die in den Simulationen gewonnen Erkenntnisse anhand von mehreren Inselnetzversuchen in einem realen Mittelspannungsnetzabschnitt der LEW Verteilnetz GmbH validiert werden.

Im ersten Feldversuch wird das netzführende Kraftwerk gemeinsam mit einigen fest definierten motorischen Lasten und einer Biogasanlage betrieben. Ziel des Versuches ist zu überprüfen, ob die bereits erläuterten Wirk- und Blindleistungsregelkonzepte zu einem stabilen gemeinsamen Betrieb der beiden Kraftwerke führen.

Im zweiten Feldversuch wird zusätzlich das Ortsnetz mit seiner bestehenden Anlagenpopulation im Inselnetz betrieben. Damit ist im zweiten Versuch die tatsächliche Lastabnahme nicht mehr genau prognostizierbar. Die Last wird hier von einer Vielzahl an einzelnen Einspeiseanlagen der Insel versorgt.

Im dritten Feldversuch soll die Ausweitung des Inselnetzbetriebes auf ein weiteres Wasserkraftwerk und die unterbrechungsfreie Resynchronisation auf das Verbundnetz erprobt werden.

Um mögliche Arbeitspunkte für den ersten Feldversuch zu ermitteln wurden Messungen des Industriekunden analysiert. Während den Messungen wurde das Leistungsverhalten von verschiedenen Kombinationen der motorischen Lasten getestet, welche für einen kontrollierten Inselnetzaufbau mit dem Wasserkraftwerk genutzt werden können. In Abbildung 7 sind die Stabilitätsgrenzen des verwendeten Generators, sowie die stationären Arbeitspunkte mit den zugehörigen dynamischen Extremwerten aufgetragen.

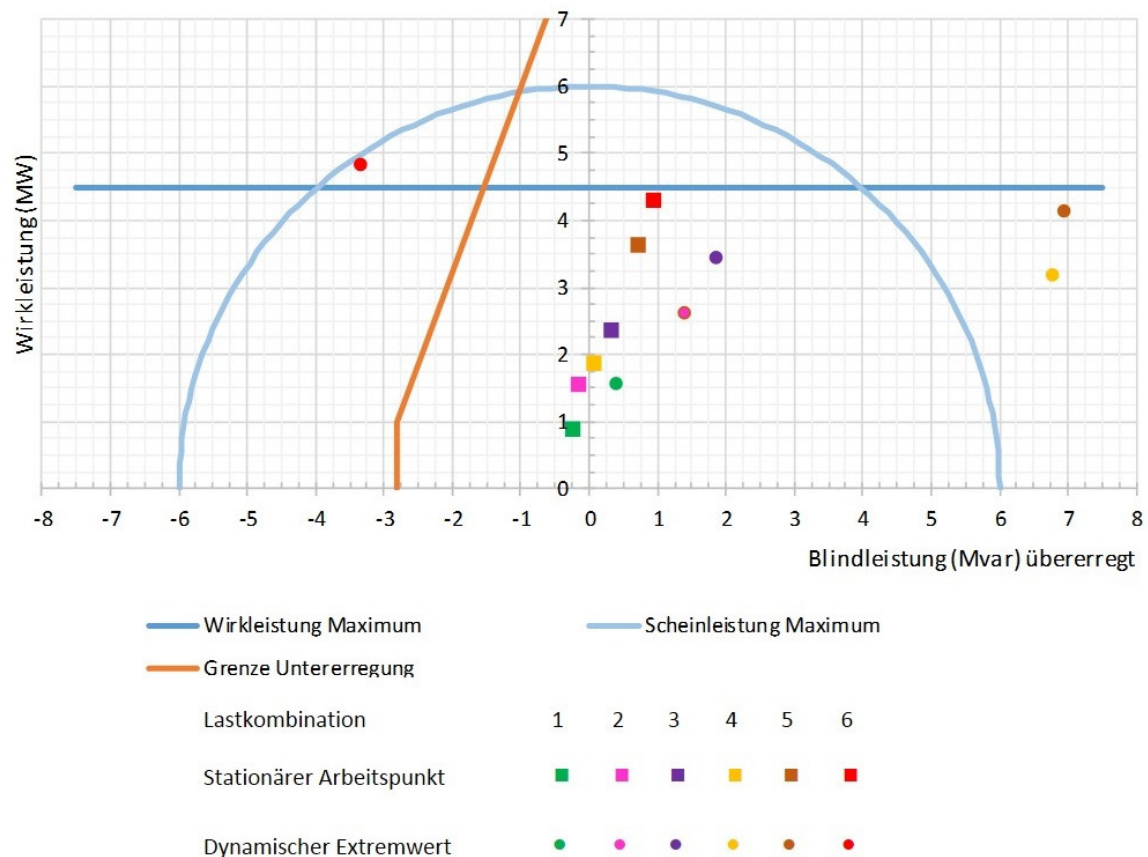


Abbildung 7: Stabilitätsgrenzen Generator und Arbeitspunkte

Neben der maximalen Scheinleistung und der maximalen Wirkleistung ist in Abbildung 7 die Grenze für den untererregten Betrieb eingezeichnet, welche die Gefahr des Polschlupfes ausschließt. Weiterhin sind für jede Lastkombination die stationären Arbeitspunkte mit den zugehörigen maximalen Leistungsbezügen im transienten Einschwingverhalten dargestellt (dynamischer Extremwert). Hierbei zeigt sich, dass die Arbeitspunkte 1 bis 3 sowohl im stationären als auch transienten Verhalten innerhalb der Leistungsgrenzen des Synchrongenerators liegen und somit für den Inselnetzaufbau genutzt werden können. Der stationäre Leistungsbezug der Lasten kann in den Arbeitspunkten 4 bis 6 ebenfalls von dem Generator bereitgestellt werden. Bei den Zuschaltungen wird der Generator hier jedoch kurzzeitig überlastet. Es muss daher das Risiko für die Anlagen und Geräte abgeschätzt werden. Ggf. werden die Versuche, welche zu den kritischen dynamischen Extremwerten führen erst zu einem späteren Zeitpunkt durchgeführt.

5 Zusammenfassung und Ausblick

Großflächige und langanhaltende Stromausfälle können modernen Gesellschaften massiven Schaden zuführen. Die gewachsene Population an dezentralen Erzeugungsanlagen bieten die Möglichkeit im Fall einer Großstörung eine Inselnetzversorgung aufzubauen und zumindest für kritische Infrastrukturen ein deutlich verbessertes Versorgungsniveau zu erreichen. Im Forschungsprojekt LINDA soll ein über alle Spannungsebenen skalierbares Konzept entwickelt werden, welches einen stabilen Inselnetzbetrieb mithilfe von dezentralen Erzeugungsanlagen ermöglicht. Die Weiterentwicklung des Konzeptes und der Betriebsanlagen erfolgt anhand eines transienten Simulationsmodells eines realen Süddeutschen Netzgebietes. Die aus den Simulationen gewonnen Erkenntnisse werden anhand von gestaffelten Feldtests verifiziert. Die Feldtests ermöglichen weiterhin wichtige Rückschlüsse auf das reale Betriebsverhalten der über die Jahre gewachsenen Erzeugerstruktur. Das Konzept hinter LINDA stellt eine Ergänzung zu den bestehenden Netzwiederaufbaustrategien der Übertragungsnetzbetreiber dar und hat bei Großstörungen zum Ziel, den Netzwiederaufbau bei Wiederverfügbarkeit des überlagerten Netzes zu beschleunigen und die Folgen eines Blackouts zu minimieren.

6 Projektteilnehmer

Der Forschungsverbund umfasst folgende Forschungspartner:

- Bayerische Elektrizitätswerke GmbH, Augsburg
- Hochschule Augsburg, Augsburg
- LEW Verteilnetz GmbH, Augsburg
- marquis Automatisierungstechnik GmbH, Herbrechtingen
- MTU Onsite Energy, Augsburg
- PSI AG, Aschaffenburg
- Stellba Hydro GmbH & Co. KG, Herbrechtingen
- TU München

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

7 Literaturverzeichnis

- [1] T. Petermann, H. Bradke, A. Lüllmann, M. Poetzsch und U. Riehm, *Gefährdung und Verletzbarkeit moderner Gesellschaften - am beispiel eines großräumigen Ausfalls der Stromversorgung - Endbericht zum TA-Projekt*, Berlin: Büros für Technikfolgen-Abschätzung beim deutschen Bundestag, 2011.
- [2] T. Kapatanovic, „Übertragungsnetzicherheit bei steigender Volatilität; Herausforderungen und Ausblick,“ 8. Int. Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, 2013.
- [3] D. G. f. S. e.V., „EnergyMap, August 2015,“ 14 01 2016. [Online]. Available: <http://www.energymap.info/energieregionen/DE/105.html>.
- [4] BDEW, *Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz - Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz*, 2008.
- [5] VDE, *VDE-AR-N 4105 Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz – Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz*, 2011.
- [6] ENTSO-E Network Code, *Requirements for Grid Connection Aplicable to all Generators*, 2013.
- [7] G. Kerber, G. Kaestle und O. Fred, *Behandlung von ungewollten Inselnetzen unter besonderer Berücksichtigung robuster Netzanschlussregeln für dezentrale Erzeugungsanlagen*, 8. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, 2013.
- [8] J. C. Boemer, K. Burges, P. Zolotarev, J. Lehner, P. Wajant, M. Fürst, R. Brohm und T. Kumm, *Overview of German Grid Issues and Retrofit of Photovoltaic Power Plants in Germany for the Prevention of Frequency Stability Problems in Abnormal System Conditions of the ENTSO-E Region Continental Europe*, Aarhus, 2011.
- [9] B. f. W. u. Technologie, *Verordnung zur Gewährleistung der technischen Sicherheit und Systemstabilität des Elektrizitätsversorgungsnetzes (Systemstabilitätsverordnung - SysStabV)*, Berlin, 2012.
- [10] LEW Verteilnetz GmbH (LVN), *Technische Anschlussbedingungen Mittelspannung*, 2016.
- [11] N. Chiesa, *Power Transformer Modeling for Inrush Current Calculation*, Trondheim: NTNU-trykk, 2010.
- [12] VDE, *DIN VDE V 0126-1-1:2013-08 - Selbsttätige Schaltstelle zwischen einer netzparallelen Eigenerzeugungsanlage und dem öffentlichen Niederspannungsnetz*, 2013.

- [13] VDEW, *Eigenerzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz*, Frankfurt am Main: VDEW-Verlag, 1998.
- [14] VDEW, *Eigenerzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz*, Frankfurt am Main: VDEW-Verlag, 2001.
- [15] E. Welfonder, B. Hall, W. Glaunsinger und R. Heueck, *Untersuchung der frequenz- und spannungsabhängigen Leistungsaufnahme von Verbrauchernetzen - Ergebnisse und Folgerungen für den Verbundbetrieb*, Elektrizitätswirtschaft, 1994.