

# KONZEPT FÜR DEN STABILEN INSELNETZBETRIEB EINES UMRICHTER-DOMINIERTEN MITTELSPANNUNGSNETZES

Tobias Weinmann (\*)<sup>1</sup>, Tobias Lechner<sup>1</sup>, Till Garn<sup>3</sup>, Michael Finkel<sup>1</sup>, Georg Kerber<sup>2</sup>, Bernd Engel<sup>3</sup>

<sup>1</sup> Technische Hochschule Augsburg, Fakultät für Elektrotechnik,

An der Hochschule 1, 86161 Augsburg, Deutschland,

Tel.: +49 821 5586-1015, tobias.weinmann@hs-augsburg.de, www.tha.de

<sup>2</sup> Hochschule München, Fakultät Elektrotechnik und Informationstechnik,

Karlstrasse 6, 80333 München, Deutschland,

Tel.: +49 89 1265-3514, georg.kerber@hm.edu, www.ee.hm.edu

<sup>3</sup> Technische Universität Braunschweig, elenia Institut,

Pockelsstraße 14, 38106 Braunschweig, Deutschland,

Tel.: +49 531 391 7714, t.garn@tu-braunschweig.de, www.tu-braunschweig.de

**Kurzfassung:** Die steigende Anzahl stromrichterbasierter Erzeugungsanlagen im Zuge der Energiewende führt zu einer grundlegenden Veränderung der Energieversorgung. Der Wegfall von Großkraftwerken mit Synchronmaschinen stellt das Energieversorgungssystem vor enorme Herausforderungen [1]. Es ist jedoch entscheidend, einen stabilen Netzbetrieb auch in einem rein stromrichterbasierten Netz mit einer dezentralen Reglerstruktur ohne den Einsatz von direktgekuppelten, rotierenden elektrischen Maschinen sicherzustellen. Das Forschungsprojekt "Fuchstal leuchtet" widmet sich dieser Problematik. Im Reallabor der Energiezukunft Fuchstal wird erforscht, ob unter der Bedingung, dass die Frequenz- und Spannungsstabilität ohne übergeordnete Kommunikation zur Netzdynamik gewährleistet werden kann, ein stabiler Netzbetrieb in der Praxis mit Anlagen nach dem heutigen Stand der Technik möglich ist.

**Keywords:** Inselnetz, dezentrale Erzeugungsanlagen, Regelungsstrategie, netzbildender Wechselrichter,  $f(P)$ -Droop Kennlinie, Wirkleistungskonzept, Blindleistungskonzept

## 1 Einführung

Angesichts der fortschreitenden Elektrifizierung und der hohen und weiter absehbar steigenden Energiepreise stellt die Energiewende in aktuellen Diskussionen ein zunehmend kritisches Thema dar. Besonders problematisch erscheint die wachsende Abhängigkeit von elektrischer Energie, getrieben durch die Sektoren Transport und Wärme. Diese Entwicklungen erschweren den Übergang zu einer ausschließlich auf erneuerbaren Energien basierenden Versorgung.

Eine spezifische Hürde stellt die fluktuierende, nicht direkt steuerbare Energieerzeugung aus dezentralen Anlagen dar, welche das Ziel, den Strombedarf vollständig durch erneuerbare Quellen zu decken, erschwert [2]. Neben dem Bedarf an Batteriespeichern soll die

Stromerzeugung in Zukunft vermehrt durch stromrichterbasierte Anlagen erfolgen, die sich im Betrieb von traditionellen Großkraftwerken unterscheiden [3]. Daher ist es in diesem Kontext wichtig, die Problemstellungen und ihre Lösungsansätze eingehend zu betrachten.

## 2 Motivation

Im Rahmen der aktuellen politischen Ziele erfolgt ein signifikanter Wandel in der Stromerzeugung: weg von großen Erzeugungsanlagen mit Synchrongeneratoren hin zu kleineren, stromrichterbasierten Erzeugungsanlagen. Diese Verschiebung wird maßgeblich durch den zunehmenden Einsatz von Photovoltaik- und Windkraftanlagen vorangetrieben, die zudem häufig in das Verteilnetz integriert sind. Parallel dazu ist auf der Verbraucherseite eine steigende Anzahl von Stromrichterantrieben zu beobachten, welche hauptsächlich durch deren Energieeffizienz, verbesserte Stromqualität, Kosteneffektivität und laufende Innovationen in der Umrichtertechnologie vorangetrieben wird [4, 5].

Obwohl diese Entwicklung das Energieversorgungssystem vor große Herausforderungen stellt, birgt diese auch Chancen in Bezug auf Systemdienstleistungen. Bisher werden essenzielle Funktionen wie Regelenergie, Momentanreserve oder Spannungshaltung hauptsächlich von Großkraftwerken mit Synchronmaschinen übernommen. In der Zukunft müssen diese Aufgaben zunehmend von stromrichterbasierten Erzeugungsanlagen wahrgenommen, die für einen stabilen Netzbetrieb sorgen müssen. [6]

Aufgrund dieser Entwicklungen ist es entscheidend, weitergehende Untersuchungen durchzuführen, um zu verstehen, wie ein stabiler Netzbetrieb in ausgedehnten Netzen regelungstechnisch sichergestellt werden kann. Zudem muss erforscht werden, inwieweit technische Anpassungen an bestehenden Anlagen notwendig sind und wie die technischen Standards für zukünftige Anlagen angepasst werden müssen.

## 3 Forschungsprojekt „Fuchstal leuchtet“

Das Ersetzen von Synchrongeneratoren durch Wechselrichter im Stromnetz bringt eine Reihe von Herausforderungen mit sich, insbesondere in Bezug auf die Stabilität und Qualität der Stromversorgung. Die Integration neuer Technologien und angepasster Regelungsmechanismen ist entscheidend, um diese Herausforderungen zu bewältigen. Für ein weitreichendes Verbundnetz ist jedoch eine zentralisierte Koordination dieser Regelsysteme, wie diese in kleineren, autarken Netzen Anwendung findet, nicht möglich.

Gefördert durch das BMWK (Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz), soll mithilfe des Forschungsprojekts „Fuchstal leuchtet“ daher folgende grundlegende Problematik betrachtet werden:

**Wie ist in der Praxis ein stabiler Netzbetrieb in einem Netz ohne zentrale Regelungsstruktur möglich, das ausschließlich von Stromrichtern gespeist und belastet wird?**

Mit Beantwortung dieser Frage kann ein entscheidender Beitrag zum Übergang von traditionellen, direkt an Synchrongeneratoren gekoppelten Energieerzeugungsanlagen hin zu stromrichterbasierten Systemen geleistet werden. Dieser Wandel stellt einen wesentlichen Schritt für die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende dar.

Innerhalb des Forschungsprojekts werden die folgenden Forschungsbereiche genauer betrachtet:

- Entwicklung von Regelungsstrategien für netzbildende Stromrichter mit integrierten Batteriespeichern, einschließlich der Analyse ihres Zusammenspiels mit netzfolgenden Erzeugungsanlagen
- Untersuchungen zu unerwünschten Wechselwirkungen in Stromrichterregelungen, verbunden mit einer Bewertung ihres Beitrags zur Bereitstellung von Momentanreserve und Kurzschlussströmen
- Betrachtung der Systemstabilität in Reaktion auf Lastschwankungen, begleitet von einer gezielten Anpassung der Stromrichterparameter zur Stabilitätsgewährleistung
- Untersuchung der Schutztechniken und selektive Abschaltmechanismen und Evaluierung der Anpassung, um die Anforderungen im Inselnetzbetrieb zu erfüllen und einen reibungslosen Übergang zwischen Verbundnetz- und Inselbetrieb zu ermöglichen
- Kritische Überprüfung und Bewertung der bestehenden Netzparallelbetriebsparameter im Hinblick auf zukünftige Netzstabilität, einschließlich der Notwendigkeit von Anpassungen oder Überarbeitungen gemäß technisch geltender Anschlussregeln
- Konzipierung und Evaluierung eines Regelungskonzepts für stromrichterbasierte Verbundnetze, basierend auf Erkenntnissen aus dem untersuchten stromrichterbasierten Mittelspannungsnetz

Im Rahmen des Projekts werden systematisch aufeinander aufbauende Feldversuche durchgeführt. Diese werden durch praxisnahe Simulationsmodelle sowohl vorbereitet als auch begleitet, was nicht nur zur Validierung der Modelle dient, sondern auch dazu beiträgt, kritische Situationen zu prognostizieren und effektiv zu verhindern. Zudem ermöglichen vertiefende Analysen die Ableitung gezielter Optimierungsmaßnahmen, um einen stabilen Netzbetrieb zu gewährleisten.

## **4 Forschungsvorhaben**

Im folgenden Kapitel wird zu Beginn das Testnetz im Reallabor der Energiezukunft in Fuchstal mitsamt der Gemeinde Fuchstal vorgestellt. Es wird außerdem ein Überblick über das grundlegende Konzept des Inselnetzaufbaus und -betriebs gegeben. Ein wichtiger Bestandteil hierfür ist der Wirk- und Blindleistungshaushalt, der für einen stabilen Betrieb des Inselnetzes essentiell ist. Zusätzlich werden die Grundlagen und Bedingungen für die durchgeführten Simulationen und Feldversuche detailliert erläutert.

### **4.1 Testnetz**

Um die zentrale Forschungsfrage zu beantworten, wird das Reallabor der Energiezukunft Fuchstal genutzt. Dieses Mittelspannungsnetz entspricht bereits dem Verbundnetz des Jahres 2040 und verfügt über die nötige Infrastruktur, um die Forschungsbereiche detailliert zu untersuchen. Der Aufbau des finalen Testnetzes wird in Abbildung 1 dargestellt. Ein großer Vorteil des Reallabors ist die Möglichkeit, dass das Netz für die ersten Feldversuche problemlos vom restlichen Mittelspannungsnetz getrennt werden kann, ohne dass die Energieversorgung der Gemeinde Fuchstal beeinträchtigt wird.

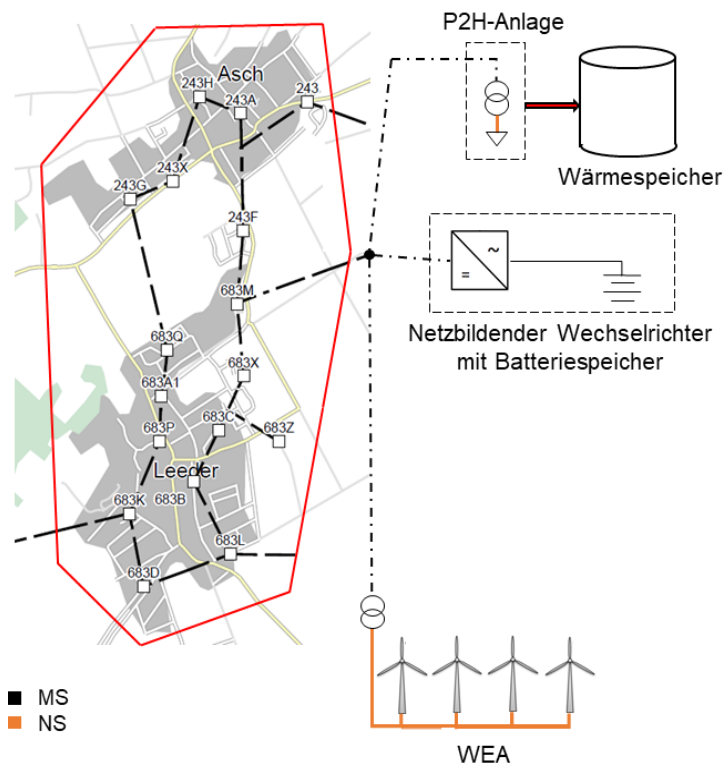


Abbildung 1: finales Inselnetz des Forschungsprojekts "Fuchstal leuchtet"

Der bestehende Batteriewechselrichter wird erweitert, sodass er schwarzstartfähig ist und als netzbildender Wechselrichter agieren kann. Der Batteriespeicher im System ermöglicht Lade- und Einspeiseleistungen von bis zu 5,8 MW und besitzt eine Kapazität von 3,35 MWh.

Innerhalb des Netzes finden sich außerdem vier Windkraftanlagen (WEA), die zusammen bis zu 12 MW einspeisen können. Diese Anlagen werden mit einer modernen, schnelleren Windparkregelung ausgestattet, um die Dynamik zu verbessern und eine optimale Anpassung der Anlagenparameter zu erlauben.

Im lokalen Nahwärmenetz des Projekts gibt es zudem einen 5000 m<sup>3</sup> großen Wärmespeicher und eine 4,7 MW Power-to-Heat-Anlage (P2H). Diese ermöglicht es, den überschüssigen Strom aus Wind- und PV-Anlagen entweder in der Batterie zu speichern oder über die P2H-Anlage in Wärme umzuwandeln und im Wärmespeicher zu halten.

Schließlich sind im Ortsnetz von Fuchstal zahlreiche PV-Anlagen auf öffentlichen und privaten Gebäuden installiert, die ebenfalls ein wichtiger Bestandteil des Gesamtkonzepts sind.

## 4.2 Allgemeines Konzept

Mit dem zunehmenden Einsatz von umrichtergekoppelten, erneuerbaren Energiesystemen und dem Rückgang von Synchronmaschinen im Zuge der Energiewende wird die Spannungsstabilität bei Großstörungen beeinträchtigt [7]. Zudem führt der resultierende Verlust von Momentanreserve zur Beeinträchtigung der Netzstabilität im Inselnetzbetrieb, besonders über kurze Zeiträume [8]. Aufgrund ihrer netzstützenden Eigenschaften ist die Integration von netzbildenden Wechselrichtern auf Ebene der bestehenden, netzfolgenden Stromrichter daher unerlässlich. [9, 10]

Besonders relevant sind dabei die technischen Anschlussregeln VDE-AR-N 4105 und VDE-AR-N 4110 für Erzeugungsanlagen im Nieder- und Mittelspannungsnetz. Eine wichtige Fragestellung ist das Zusammenspiel und die Interaktion zwischen netzbildenden und netzfolgenden Wechselrichtern, die gemäß dieser Anschlussregeln operieren [9]. Es ist entscheidend, dass die Anforderungen der Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz und die Kriterien der statischen Spannungshaltung bei dezentralen, erneuerbaren Energieanlagen auf Seiten der netzbildenden Wechselrichter berücksichtigt werden, um zur Systemstabilität des Netzes beizutragen [11].

Innerhalb des Projekts soll bewiesen werden, dass der stabile Betrieb eines Netzes, welches ausschließlich von Stromrichtern gespeist und belastet wird, möglich ist. Dies beinhaltet den das Zusammenspiel von netzbildenden und netzfolgenden Wechselrichtern, ohne dass diese über eine gekoppelte Regelungsstrategie verfügen. Die Steuerung der netzfolgenden Stromrichter erfolgt vielmehr über die Netzgrößen Frequenz und Spannung, wie es typischerweise im deutschen Verbundnetz vorzufinden ist. Der netzbildende Wechselrichter mit Batteriespeicher übernimmt die Frequenzstabilität des Netzes und gleicht den Blindleistungshaushalt des Inselnetzes aus. Zudem erlaubt er die Bereitstellung von Momentanreserve und entsprechenden Kurzschlussströmen im Fehlerfall. Als netzfolgende Erzeugungsanlagen werden die Windkraftanlagen sowie die PV-Anlagen im Niederspannungsnetz betrieben. Innerhalb des Projekts wird zudem ein Energie- und Leistungsmanagement vorgesehen, welches in Abhängigkeit der erwarteten Wind- und Solarerzeugungsprofile, Lastprofile und des Wärmebedarfs den Ladezustand der Batterie steuert.

#### **Wirkleistungsregelungskonzept:**

Bei einem Überangebot an eingespeister Leistung, im Folgenden als Ladeleistung bezeichnet, wird diese überschüssige Energie zum Laden der Batterie des netzbildenden Wechselrichters genutzt. Es ergibt sich für das Inselnetz des Projekts „Fuchstal leuchtet“ folgende Problematik: Die kombinierte Nennleistung aller Erzeugungsanlagen inklusive der netzfolgenden Wechselrichter übersteigt die maximale Ladekapazität der Batterie. Gemäß aktueller Richtlinien [11–13] reduzieren dezentrale Erzeugungsanlagen ihre Ausgangsleistung bei einem Frequenzanstieg. Diese Reduktion der Wirkleistung trägt zum Ausgleich des Wirkleistungshaushalts bei und zielt darauf ab, die Stabilität des Übertragungsnetzes zu sichern. Ohne eine angepasste Regulierung der Einspeiseleistung der netzfolgenden Wechselrichter könnte es zu einem Überschuss an Wirkleistung kommen. Dieser Überschuss, der ohne die frequenzstabilisierende Wirkung von Synchrongeneratoren nicht kompensiert werden kann, birgt das Risiko, die Systemstabilität zu beeinträchtigen. Vor diesem Hintergrund wird im Regelungskonzept des netzbildenden Wechselrichters eine übergeordnete  $f(P)$ -Droop-Kennlinie implementiert, basierend auf [14].

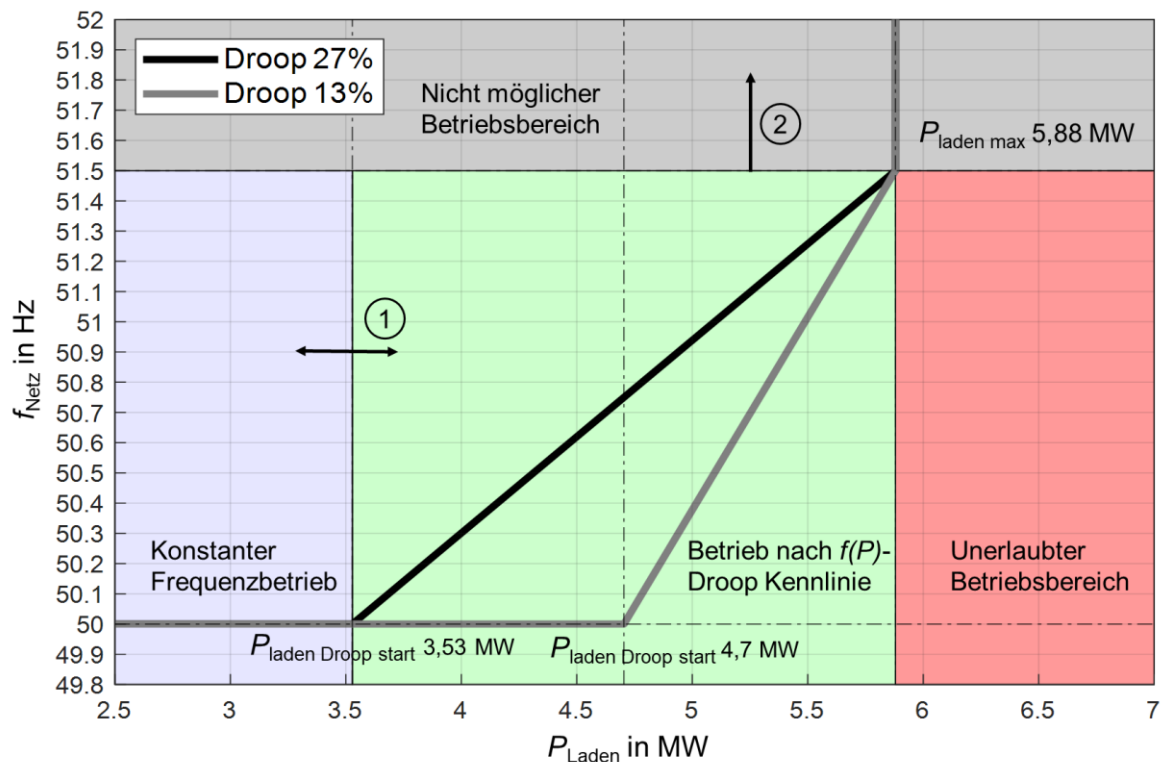


Abbildung 2: Entwickelte  $f(P)$ -Droop Kennlinien zur Regelung der Einspeisung der netzfolgenden Erzeugungsanlagen im Netz durch den netzbildenden Wechselrichter (angepasste Nachbildung von [14])

Das Konzept der  $f(P)$ -Droop-Kennlinie wird anhand von Abbildung 2 veranschaulicht. Der unerlaubte Betriebsbereich wird durch die maximale Ladeleistung der Batterie ( $P_{\text{Laden max}} = 5,88 \text{ MW}$ ) definiert.

Bei bestimmten Ladeleistungen arbeitet der Wechselrichter mit einer festen Frequenz von 50 Hz ( $f_n$ ), wobei dieser spezifische Bereich durch die Einstellungen des Startpunkts der Ladeleistung ( $P_{\text{Laden Droop start}}$ ) und des Droop-Wertes der  $f(P)$ -Kennlinie eingegrenzt und somit flexibel angepasst werden kann (1).

Zwischen dem Startpunkt der Droop-Kennlinie und der maximalen Ladeleistung reguliert der Wechselrichter entlang der  $f(P)$ -Droop-Kennlinie. Eine niedrigere Einstellung des Startpunkts  $P_{\text{Laden Droop start}}$  führt dabei zu einem erhöhten Droop (% der Ladeleistung pro Hz).

Der nicht mögliche Betriebsbereich wird durch die obere Grenzfrequenz  $f_{\text{max}}$  festgelegt, auf die ab der maximalen Ladeleistung geregelt wird. Normalerweise ist diese auf 51,5 Hz eingestellt, was der gängigen Abschaltchwelle aktueller, netzfolgender Erzeugungsanlagen nach [11] und [12] entspricht, bei der diese sich vom Netz trennen. Gemäß [12] ist es jedoch möglich, die Abschaltchwelle für Anlagen im Mittelspannungsnetz, wie diese die Windkraftanlagen im finalen Inselnetz darstellen, individuell zwischen 51,5 und 52,5 Hz einzustellen. Dies lässt sich durch Anpassung von  $f_{\text{max}}$  berücksichtigen (2). Es wird in dieser Hinsicht untersucht, ob die Parametrierung der Grenzfrequenz  $f_{\text{max}}$  und der Abschaltfrequenz der Windkraftanlagen den Inselnetzbetrieb nach dem vorliegenden Wirkleistungsregelungskonzept beeinflusst. Dazu gehört die Optimierung dieser Parameter um die Systemstabilität des Netzes zu verbessern.

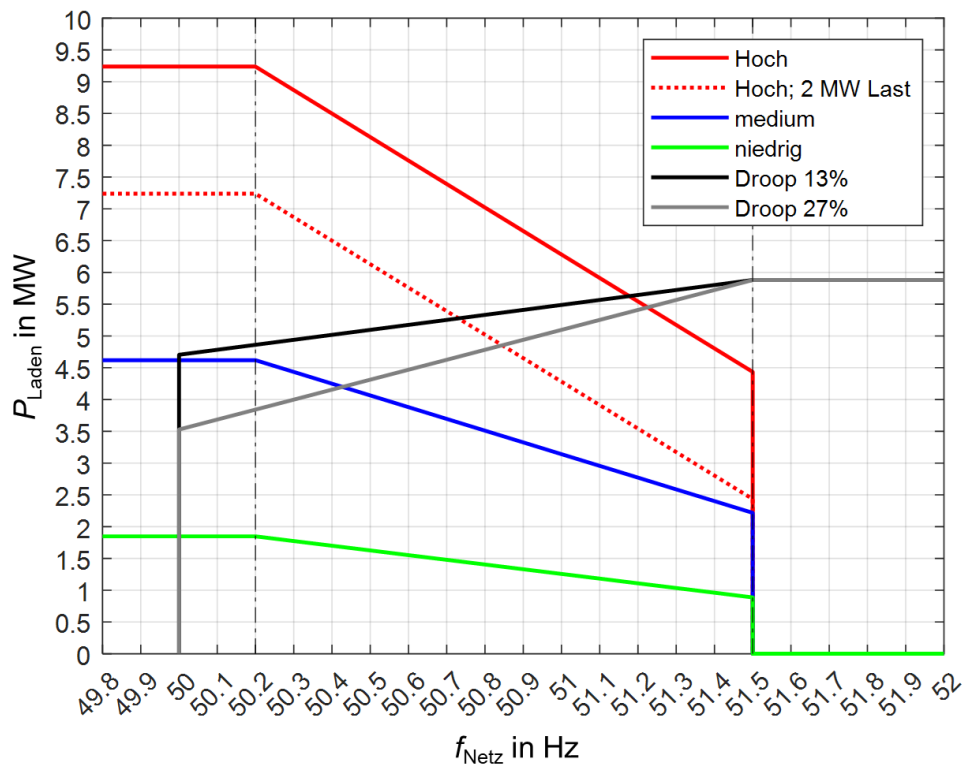


Abbildung 3: Quasi-stationäre Betriebspunkte des aggregierten Netzverhaltens in Kombination mit den entwickelten Droop-Kennlinien der übergeordneten  $f(P)$ -Regelung des Wechselrichters (angepasste Nachbildung von [14])

In Abbildung 3 wird das grundlegende Wirkleistungsregelungsprinzip auf Basis zweier unterschiedlicher Droop-Kennlinien dargestellt. Die schwarze und graue Kennlinie zeigen, wie die Frequenz des Wechselrichters mit der Ladeleistung der Batterie korreliert, während die roten, blauen und grünen Kennlinien das Gesamtverhalten des Netzes unter verschiedenen Einspeisebedingungen von Windkraft- und Solaranlagen widerspiegeln. Diese Linien entsprechen der aktuellen  $P(f)$ -Statik für Erzeugungsanlagen nach [11] und [12], mit einer Abriegelung der maximalen Windkrafteinspeisung auf 50 % bzw. 6 MW. Die Interaktion zwischen diesen Netzverhaltenskurven und den Droop-Kennlinien des Wechselrichters bestimmt die quasi-stationären Frequenzbetriebspunkte. Laständerungen, wie das Zu- oder Abschalten von Verbrauchern, verursachen eine Verschiebung des Betriebspunktes entlang der gewählten Droop-Kennlinie.

Für den effizienten Betrieb ist die Droop-Einstellung des Wechselrichters entscheidend. Eine niedrigere Einstellung, dargestellt durch die schwarze Kennlinie, hält die Netzfrequenz bei den Einspeisefällen generell niedriger, was zu einer Verbesserung der Einspeiseleistung der netzfolgenden Wechselrichter führt. Jedoch resultiert dies in einer erhöhten Sensitivität gegenüber Wirkleistungsschwankungen, wobei kleinere Leistungsänderungen größere Frequenzschwankungen nach sich ziehen können. Dies beeinflusst das dynamische Verhalten der  $f(P)$ -Droop-Regelung negativ. Geringfügige Änderungen in der Wirkleistung können somit schnell dazu führen, dass die kritische Grenze von 51,5 Hz überschritten wird und es zu einer abrupten Trennung aller netzfolgenden Wechselrichter vom Netz kommt. Dies birgt das Risiko eines signifikanten Frequenzabfalls und gefährdet die Systemstabilität. Daher ist eine sorgfältige Untersuchung des dynamischen Verhaltens der  $f(P)$ -Droop-Regelung und dessen Kennlinienparameter notwendig, um einen stabilen Netzbetrieb sicherzustellen.

**Blindleistungsregelungskonzept:**

Zur Sicherstellung der Spannungsstabilität ist es erforderlich, dass dezentrale, netzfolgende Erzeugungsanlagen nach [11] und [12] zur Bereitstellung von Blindleistung beitragen. Dies erfolgt durch die Implementierung von  $Q(U)$ - und  $\cos \varphi(P)$ -Kennlinien, die es netzfolgenden Wechselrichtern ermöglichen, die lokale Netzspannung innerhalb der festgelegten Grenzen von  $\pm 10\%$  zu regulieren [15]. Für das vorliegende Netz muss berücksichtigt werden, dass der erlaubte Spannungsbereich von  $\pm 10\%$  eventuell gleichmäßig zwischen dem Mittelspannungs- und dem Niederspannungsnetz aufgeteilt werden muss, was zu Planungsgrenzen von  $\pm 5\%$  führt [16]. Die  $Q(U)$ -Kennlinie, basierend auf den technischen Anschlussregeln für Mittel- und Niederspannungsnetze nach Anschlussleistung, wird in Abbildung 4 dargestellt.

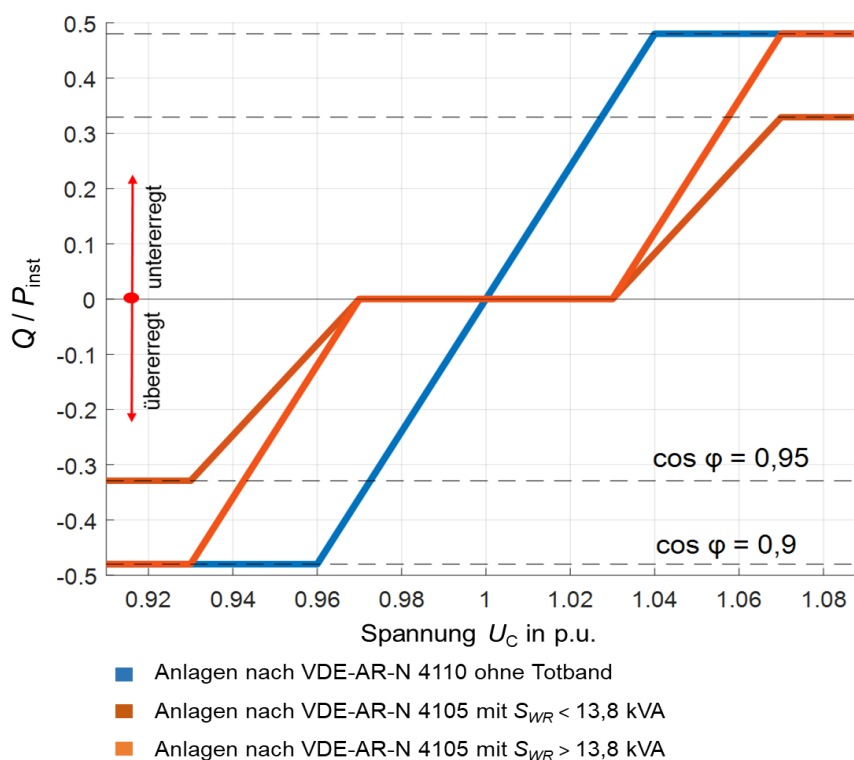


Abbildung 4:  $Q(U)$ -Statiken für jeweilige Technische Anschlussrichtlinie [11] und [12], Unterscheidung nach [11] für Erzeugungsanlagen im Niederspannungsnetz nach Scheinleistung des Wechselrichters  $S_{WR}$ , Darstellung ohne optionales Totband nach [12], da nicht von LVN gefordert

Die Vorgaben für die Blindleistung sind aufgrund der hohen Einspeisung durch dezentrale, netzfolgende Erzeugungsanlagen für einen stabilen Netzbetrieb von großer Bedeutung. Mithilfe des entwickelten Simulationsmodells wird evaluiert, inwiefern netzfolgende Wechselrichter zur Deckung des Blindleistungsbedarfs beitragen und damit die Spannungsstabilität im gesamten Inselnetz gewährleisten können. Speziell für die Windkraftanlagen muss eine kritische Betrachtung erfolgen, da diese eine relativ große Entfernung ( $\sim 9$  km) zum Knotenpunkt bzw. zum netzbildenden Wechselrichter aufweisen. Dies kann eher zu einer überhöhten Spannung und einer höheren Spannungssensitivität gegenüber der Wirkleistungseinspeisung führen [16, 17].

Der netzbildende Wechselrichter ist verantwortlich für den Ausgleich des Blindleistungsbedarfs und muss je nach Einspeisesituation die notwendigen



Blindleistungsreserven bereitstellen können. Eine entsprechende  $Q(U)$ -Statik ist im Regelungskonzept des netzbildenden Wechselrichters implementiert. Die Möglichkeiten zur Parametrierung des netzbildenden Wechselrichters werden in Simulationen untersucht und hinsichtlich der erforderlichen Blindleistungsreserven und der Spannungsstabilität beurteilt.

### 4.3 Inselnetzbetrieb

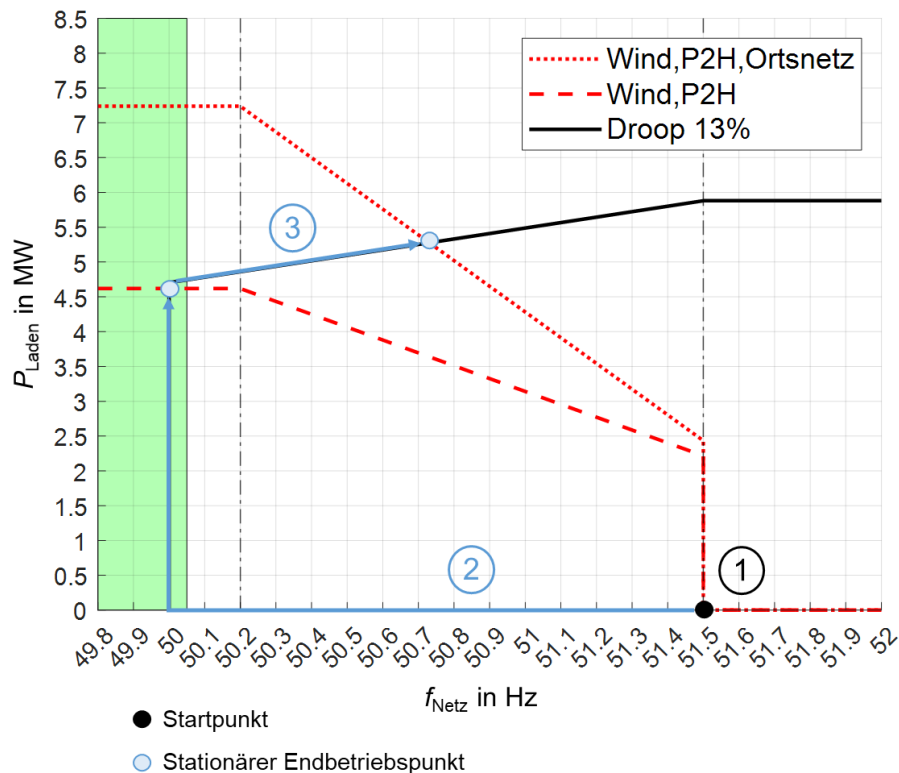


Abbildung 5: Schema zum Inselnetzaufbau mit bestimmter, verfügbarer Einspeiseleistung mit quasistationärem Endbetriebspunkt basierend auf  $P(f)$ -Droop Kennlinie

Zur effektiven Vorbereitung der Versorgung im finalen Inselnetz (vgl. Abbildung 1) werden verschiedene wesentliche Komponenten separat betrachtet: Der netzbildende Wechselrichter, die Power-to-Heat (P2H) Anlage, Windkraftanlagen und das lokale Stromnetz. Der erste Schritt besteht darin, das Inselnetz vom öffentlichen Netz zu trennen, um seinen Aufbau zu ermöglichen. Ein Notstromsystem wird aktiviert, um den Batterieumrichter zu starten und eine 20 kV-Spannung zu erzeugen. Sobald der Eigenbedarf gedeckt ist, wird der Notstromgenerator ausgeschaltet. Der Batterieumrichter, nun in Betrieb, sorgt für die Selbstversorgung und die Steuerung. Die Netzfrequenz wird anfangs auf 51,5 Hz gesetzt, um im folgenden Schritt die unbeabsichtigte Zuschaltung anderer netzfolgender Erzeuger zu verhindern (①).

Im nächsten Schritt wird das 18 km lange 20 kV-Netz nach und nach unter Spannung gesetzt, um USV-gestützte Kommunikations- und Schaltanlagen zu versorgen. Nach Anpassung der Frequenz auf 50,0 Hz wird den Windkraftanlagen die Rücksynchronisierung nach Abbildung 6 erlaubt (②). Die eingespeiste Leistung kann je nach Bedarf genutzt werden, um die Batterien zu laden oder Energie in die P2H-Anlage zu speisen. Wenn ein stabiler Zustand erreicht ist, wird das lokale Netz der Gemeinde Fuchstal, einschließlich der dezentralen

Erzeugungsanlagen im Niederspannungsnetz, hinzugeschaltet. Der netzbildende Wechselrichter übernimmt die Regulierung der Netzfrequenz. Dies erlaubt es den Anlagen im Niederspannungsnetz, sich gemäß der Vorgaben aus [11] zu synchronisieren. Mit der fortlaufenden Steigerung der Leistung der netzfolgenden Anlagen und der Annahme, dass diese eine zulässige Leistungseinspeisung nach Abbildung 5 ermöglichen, erhöht sich die Ladeleistung des Wechselrichters schrittweise. Die Frequenz folgt dabei der  $P(f)$ -Droop-Kennlinie, was eine reduzierte Einspeisung der netzfolgenden Anlagen zur Folge hat. Im Laufe der Zeit etabliert sich ein quasi-stationärer Betriebszustand (③).

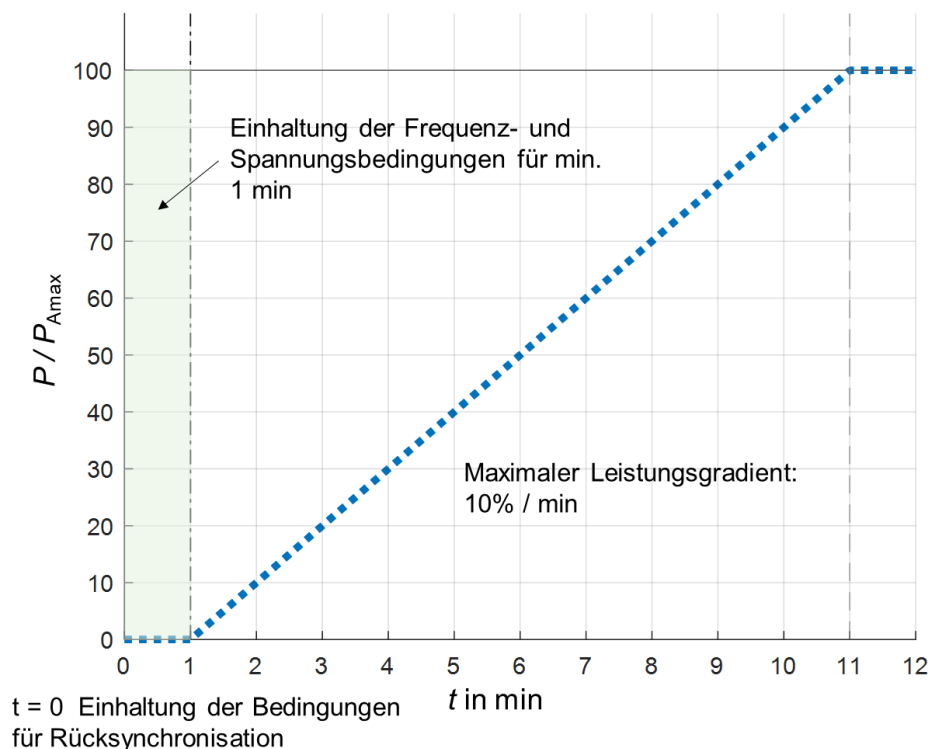


Abbildung 6: Rücksynchronisationsverhalten von dezentralen, netzfolgenden Erzeugungsverhalten nach [11] und [12] nach einer Schutzauflösung

#### 4.4 Feldversuche & Simulation

Wie zuvor beschrieben wird das dargestellte Testnetz simulativ nachgebildet. Damit kann die Funktion des Konzepts überprüft, kritische Betriebszustände ermittelt und die Parametrierung des netzbildenden Wechselrichters optimiert werden. Die Abbildung des gesamten Netzes mit den einzelnen Erzeugungsanlagen, Lasten und Betriebsmitteln erfolgt in der Simulationsumgebung DigSILENT Power Factory. Durch entsprechende Feldversuche innerhalb des Mittelspannungsnetzes werden die Simulationsmodelle validiert.

Im ersten Feldversuch wird das Zusammenspiel des netzbildenden Wechselrichters und des Batteriespeichers gemeinsam mit der P2H-Anlage und anderen fest definierten (motorischen) Lasten untersucht. Ziel des Versuches ist es die dynamischen Grenzen und die Parametrierung des Batteriespeichers und des netzbildenden Wechselrichters in Bezug auf Wirk- und Blindleistungsaufschaltungen zu überprüfen.

Im zweiten Feldversuch werden zusätzlich die vier Windkraftanlagen in das Netz integriert. Das erarbeitete, überlagerte Wirkleistungsregelkonzept kann dadurch überprüft und validiert

werden. Zudem erfolgt damit die Betrachtung der Wechselwirkungen und des Zusammenspiels zwischen netzbildenden und netzfolgenden Stromrichtern.

Im dritten Feldversuch erfolgt die Notversorgung der Gemeinde Fuchstal mit dem Batteriespeicher als Netzbildner und einzige netzführende Einheit. Gleichzeitig befinden sich im Ortsnetz zahlreiche PV-Anlagen, die ebenfalls im dritten Feldversuch berücksichtigt werden. Damit soll die zentrale Forschungsfrage des Projekts beantwortet werden.

Aufgrund der maximalen Einspeiseleistung der Windkraftanlagen, welche die maximale Ladeleistung der netzbildenden Einheit mit Batteriespeicher deutlich übersteigt, muss zudem simulativ untersucht werden, wie diese parametrisiert werden und ob eine Abriegelung der Einspeiseleistung erforderlich ist, damit die Netzstabilität gewährleistet werden kann.

Neben der Frage, welche Laständerungen ohne Verlust der Systemstabilität möglich sind, soll mithilfe der Simulationen das Wirkleistungskonzept in Bezug auf die  $f(P)$ -Statik der netzführenden Einheit ausgelegt und analysiert werden.

Im weiteren Projektverlauf wird auf Basis der Gesamtnetzsimulation auch das frequenz- und spannungsabhängige Systemverhalten bei unterschiedlichen Parametrisierungen von Erzeugern untersucht. Damit kann eine Bewertung erfolgen, inwiefern die bestehenden, technischen Regeln überarbeitet und an welchen Stellen angepasst werden müssen, um den Umbau des Stromnetzes weiterhin sicher und stabil durchführen zu können.

## 5 Zusammenfassung und Ausblick

Im Zuge der Energiewende kommt es in der Zukunft zu einem zunehmenden Wegfall von Synchrongeneratoren im Stromnetz, wobei die Energieerzeugung vermehrt durch erneuerbare, dezentrale Anlagen erfolgt. Diese speisen ihre Energie mittels netzfolgender Wechselrichter ein. Da Synchrongeneratoren eine kritische Rolle für die Netzstabilität spielen, ist es entscheidend, diese entsprechend zu ersetzen. Eine Lösung stellen hier netzbildende Wechselrichter dar, die durch spezifische Regelungsmechanismen weiterhin einen stabilen Netzbetrieb gewährleisten.

Das Forschungsprojekt „Fuchstal leuchtet“ dient der Untersuchung des Zusammenspiels zwischen netzbildenden und netzfolgenden Wechselrichtern. Auf Grundlage des analysierten stromrichterbasierten Mittelspannungsnetzes der Gemeinde Fuchstal wird ein Regelungskonzept für ein zukünftiges, stromrichterbasiertes Verbundnetz entwickelt und zu erprobt. Zudem wird erforscht, inwieweit die existierenden technischen Anschlussregeln für ein solches Netz angepasst und optimiert werden müssen. Die Entwicklung des Regelungskonzepts erfolgt über ein transientes Simulationsmodell des Gesamtnetzes und wird durch Erkenntnisse aus Simulationen kontinuierlich optimiert. Die Verifizierung geschieht durch gestaffelte Feldversuche.

Bisherige Forschungsprojekte konzentrierten sich hauptsächlich auf die Systemstabilität unter Nutzung von Simulationsmodellen und Laborexperimenten. „Fuchstal leuchtet“ hingegen verfolgt das Ziel, diese Erkenntnisse im realen Netzwerk zu validieren. Während in Simulationen oft nur bekannte Phänomene abgebildet werden können, ermöglichen Feldversuche die Erkennung und Überprüfung neuer Effekte, wozu unter anderem die Wechselwirkungen zwischen netzbildenden und netzfolgenden Wechselrichtern zählen. Das Projekt „Fuchstal leuchtet“ beabsichtigt, diese Forschungslücke zu schließen.

## 6 Projektteilnehmer

Der Forschungsverbund umfasst folgende Forschungspartner:

- Technische Hochschule Augsburg, Augsburg
- elenia Institut für Hochspannungstechnik, Technische Universität Braunschweig, Braunschweig
- Gemeinde Fuchstal, Fuchstal
- Hochschule München, München
- LEW Verteilnetz GmbH, Augsburg

Gefördert durch:



Bundesministerium  
für Wirtschaft  
und Klimaschutz

aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages

## 7 References

- [1] ENTSO-E. PROJECT INERTIA – PHASE II: UPDATED FREQUENCY STABILITY ANALYSIS IN LONG TERM SCENARIOS, RELEVANT SOLUTIONS AND MITIGATION MEASURES: ENTSO-E; 2023.
- [2] Oyekale J, Petrollese M, Tola V, Cau G. Impacts of Renewable Energy Resources on Effectiveness of Grid-Integrated Systems: Succinct Review of Current Challenges and Potential Solution Strategies. *Energies* 2020; 13(18): 4856  
[<https://doi.org/10.3390/en13184856>]
- [3] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH. Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023; 2023.
- [4] Ramesh, A., Sekhar OC, Kumar MS. A Novel Three Phase Multilevel Inverter with Single Dc Link For Induction Motor Drive Applications. *International Journal of Electrical and Computer Engineering (IJECE)* 2018; 8(2): 763–70.
- [5] Rachev S, Dimitrov L, Ivanov ID, Cornelia-Victoria Anghel D, Konstantinos K. Electric Power Losses of Frequency Controlled Electric Drive with High-Voltage Induction Motor. *IEEE: International Conference on Applied and Theoretical Electricity (ICATE)* 2018: 1–6.
- [6] Denholm P, Arent DJ, Baldwin SF, *et al.* The challenges of achieving a 100% renewable electricity system in the United States. *Joule* 2021; 5(6): 1331–52  
[<https://doi.org/10.1016/j.joule.2021.03.028>]
- [7] Salman A, Dallmer-Zerbe K, Singer R, Strasser K, Rogalla S. Large-disturbance voltage stability of SG applying FGW TR4-models in distribution grids. *IEEE International Energy Conference (ENERGYCON)* 2016: 1–7.
- [8] Alves FAL, Costa TFS, Laurindo BM, Costa, João A. V. C., Oliveira DS de, Aredes M. Comparative Study of Different Values of Inertia for Islanded Systems with Energy Storage Systems. *J Control Autom Electr Syst* 2022; 33(1): 241–54  
[<https://doi.org/10.1007/s40313-021-00836-4>]
- [9] Alexander W, Dominik Willenberg, Philipp L, Sandor S. IMPACT OF THE SELECTION OF GRID-FORMING CONVERTERS ON THE STABLE OPERATION OF MEDIUM VOLTAGE TEMPORARY ISLANDED MICROGRIDS. *CIREC Conference 2021*: 1–5.
- [10] Haobo Z, Wang X, Weixing L, Jinyu W. Grid Forming Converters in Renewable Energy Sources Dominated Power Grid: Control Strategy, Stability, Application, and Challenges. *JOURNAL OF MODERN POWER SYSTEMS AND CLEAN ENERGY* 2021; 6(6): 1239–56.
- [11] Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz: VDE-AR-N 4105:2018-11 2018 -11.
- [12] Technische Anschlussregel Mittelspannung: VDE-AR-N 4110:2023-09 2023 - 09.
- [13] Verordnung zur Gewährleistung der technischen Sicherheit und Systemstabilität des Elektrizitätsversorgungsnetzes: SysStabV 2023 - 12.
- [14] Lechner T. Frequency droop characteristic for grid forming battery inverters - operation in islanded grids with the infeed of distributed generation systems. In: *CIREC 27th International Conference on Electricity Distribution*; 1–5.
- [15] Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen: DIN EN 50160:2020-11 11 - 2020.
- [16] Bletterie B, Goršek A, Fawzy T, *et al.* Development of innovative voltage control for distribution networks with high photovoltaic penetration. *Progress in Photovoltaics* 2012;

20(6): 747–59

[<https://doi.org/10.1002/pip.1222>]

[17] Priye KA, Komla F. Voltage Rise Issue with High Penetration of Grid Connected PV. 19th IFAC World Congress 2014: 4959–66.