

# Entwicklung von Regel- und Betriebsführungsstrategien für Microgrids im Zuge des SORGLOS-Projekts

Dominik Fasthuber, Jürgen Marchgraber, Markus Litzlbauer, Wolfgang Gawlik  
Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe  
Technische Universität Wien  
Wien, Österreich  
{vorname.nachname}@tuwien.ac.at

**Kurzfassung**—Die Erweiterung der Verteilnetze um Smart Grid Technologien bietet die Chance mit Hilfe von innovativen Regelstrategien für dezentrale Erzeugungsanlagen die Versorgungssicherheit zu erhalten und zu erhöhen. Im Forschungsprojekt SORGLOS werden daher Methoden und Algorithmen entwickelt, um in einzelnen Netzabschnitten (Microgrids) mittels vorhandener dezentraler Erzeuger und Speicher sowie installierter Smart Grid Technologien Blackout-Festigkeit zu erreichen. In der vorliegenden Arbeit werden anhand des Modells eines Niederspannungsnetzes in der Simulationsumgebung DigSILENT PowerFactory zwei Szenarien für den Inselbetrieb implementiert. Dabei wird auf mögliche Regelstrategien eingegangen, welche kommunikationsloses Speicher-, dezentrales Erzeuger-, sowie Lastmanagement und zentrale Steuerung von Erzeugungseinheiten ermöglichen. Die Verwendung von gemessenen, realen Lastdaten aus dem betreffenden Netz untermauern die Ergebnisse der Simulationen.

**Keywords**—Microgrid; Speicher; Photovoltaik; Notversorgung; Regel- und Betriebsführungsstrategien;

## I. EINLEITUNG

Unsere moderne Gesellschaft ist in einem enorm hohen Maß von der Verfügbarkeit elektrischer Energie abhängig. Es sind kaum Prozesse und Tätigkeiten in Wirtschaft, Gewerbe sowie im öffentlichen und privaten Leben ohne elektrische Energie möglich. Aufgrund europäischer und nationaler klima- und energiepolitischer Initiativen kommt es in den nächsten Jahrzehnten zu einem massiven Ausbau erneuerbarer Energieträger. Ein hoher Anteil davon wird dezentral in die Verteilnetze integriert und führt somit zu einer größeren Menge an lokal verfügbarer elektrischer Energie. Dies und die Modernisierung der klassischen Verteilnetzstrukturen durch Implementierung von Kommunikationsinfrastruktur, aktiver Betriebsmittel, Elektromobilität und stationärer Speicher erfordern eine zunehmende Automatisierung der Verteilnetze und ermöglichen dadurch gezielte Beeinflussung von Erzeugungseinheiten und Verbrauchern. Diese Modernisierung der Verteilnetze kann als Chance gesehen

werden, um mit Hilfe von innovativen Regelstrategien die Versorgungssicherheit zu erhalten und zu erhöhen. Dabei sollen die neuen Funktionalitäten der zukünftigen Smart Grid Komponenten zielführend eingesetzt werden.

Im Forschungsprojekt SORGLOS werden Methoden und Algorithmen entwickelt, um in einzelnen Netzabschnitten (Microgrids) Blackout-Festigkeit zu erreichen, indem sie eine geordnete und sichere Netztrennung vom externen Netz im Falle eines weiträumigen Blackouts sicherstellen. Durch Regelung von Erzeugung und Beeinflussung von Lasten sowie Speicherbewirtschaftung wird eine stabile Notversorgung im Inselbetrieb gewährleistet und möglicherweise Unterstützung beim Wiederaufbau des externen Netzes geboten.

Anhand von repräsentativen Smart Grid Netzbereichen (rural und suburban) mit jeweils charakteristischen Erzeugungsstrukturen<sup>1</sup> werden die vorhandenen Möglichkeiten und nötigen Erweiterungen sowie die Skalierbarkeit untersucht.

Abb. 1 zeigt symbolisch die Komponenten, welche in den bereits erwähnten Netzabschnitten eingebunden sind, in einer vereinfachten Netzstruktur.

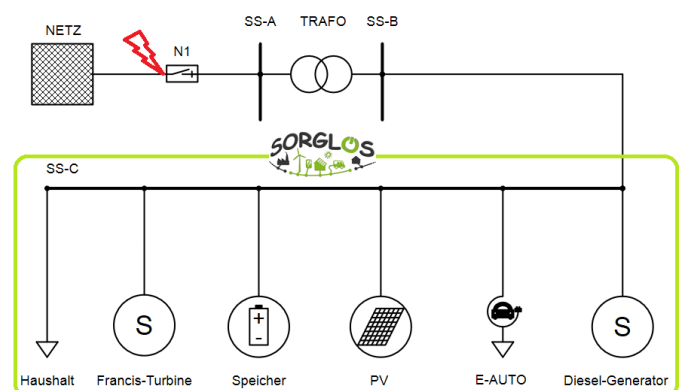


Abb. 1. Komponenten im SORGLOS Netz (nach [1])

<sup>1</sup> Erzeugung durch rotierende elektrische Maschinen z.B. bei Kleinwasserkraft, BHKWs oder Diesel-Generatoren, Umrichter gekoppelte Einheiten wie z.B. Photovoltaik, Windkraftanlagen, Speichern

## II. METHODIK

In einem ersten Schritt wurde festgelegt, welche repräsentativen Netzabschnitte im Projekt SORGLOS betrachtet werden sollen. Ziel war es, unterschiedliche beispielhafte Erzeugungs-, Netz- und Verbraucherstrukturen zu definieren, welche reale Netztopologien widerspiegeln und die Übertragbarkeit gewährleisten. Wie bereits beschrieben, stehen im Projekt SORGLOS zwei Netzabschnitte im Fokus. Hauptsächlich werden die Analysen für diese Abhandlung im ausgewählten Niederspannungsnetz durchgeführt.

Die Region Eberstalzell wurde durch das Forschungsprojekt „DG DemoNet Smart LV Grid“ [2] und dem Klima- und Energiefonds zum Solarstrom-Zentrum Österreichs gekürt. Dadurch wurden in diesem Netzabschnitt überdurchschnittlich viele PV-Anlagen sowie eine flächendeckende Smart Meter-Versorgung installiert. Alle relevanten Netzdaten wurden von der Netz OÖ GmbH zur Verfügung gestellt.

Für die Versorgung des NS-Netzes (Eberstalzell) stehen neben den PV-Anlagen und dem Verbundnetz keine weiteren Erzeugungsanlagen zur Verfügung. Eine Versorgung über einen ausreichend großen Speicher wäre zwar prinzipiell möglich, stellt aber aus Kostengründen für sich alleine keine Alternative dar. Für den Inselbetrieb muss deshalb eine regelbare Erzeugungseinheit z.B. in Form eines Diesel-Aggregates installiert werden, um eine Grundlastversorgung im Netz zu ermöglichen.

Für die einzelnen vorkommenden Komponenten des Netzes wurden dynamische Modelle angefertigt bzw. bestehende Komponentenmodelle so angepasst, dass sie den realen Gegebenheiten ehestmöglich dynamisch entsprechen. Aufgrund von umfangreichen Messungen und Datenerhebungen wurden die Verbrauchs- und Erzeugungsprofile der wichtigsten Komponenten über einen mehrwöchigen Zeitraum aufgezeichnet. Die Gesamtheit dieser Erkenntnisse fließt in eine virtuelle Demonstration ein, in welcher Regel- und Betriebsführungsstrategien gegenübergestellt werden.

### A. Komponentenmodelle

Damit ein stabiler Inselnetzbetrieb im versorgten Netzbereich möglich ist, muss zu jedem Zeitpunkt Frequenz und Spannungsstabilität gewährleistet sein. Für die Analysen der zukünftig entwickelten Algorithmen müssen geeignete dynamische und energetische Komponentenmodelle entwickelt werden. Diese erlauben zum einen Simulationen dynamischer Ereignisse in sehr kleinen Zeitbereichen und zum anderen Simulationen der Betriebsführungs- und Regelalgorithmen über längere Zeiträume. Grundlegende Komponenten hierfür sind:

- Mittels Leistungselektronik gekoppelte Erzeugungsanlagen (Speicher-, Wind-, PV-Wechselrichter).
- Gesonderte Analysen werden für die mobilen Speicher (Elektromobilität) durchgeführt, um die Verfügbarkeit dieser in dem Modell abbilden zu können.
- Modelle von Erzeugungsanlagen mit rotierenden Massen (wie Synchrongeneratoren in BHKWs).
- Modelle für Verbraucher (ohmsche, leistungselektronische Verbraucher).
- Grundlegende Regler-Modelle auf Komponentenebene.

Zum Teil in den Netzanalysetools bereits existierende Modelle (z.B. transientes Modell einer klassischen Synchronmaschine) werden auf deren Eignung bezüglich der im Projekt SORGLOS gestellten Anforderungen analysiert ggf. erweitert oder eigens erstellt. Nicht vordefinierte Modelle werden mittels flexiblen Regler-Editoren in Anlehnung an verwandte Arbeiten (vgl. [3, 4]) in den Netzanalysetools entworfen.

1) *Modell für Wechselrichter:* Um die Anbindung der zur Verfügung stehenden PV-Anlagen und Speicher im Versorgungsnetz zu ermöglichen, wurde das dynamische Modell eines Wechselrichters erstellt, welches das Verhalten dieser Komponenten widerspiegeln soll. Dieses Modell implementiert dabei die frequenzabhängige Leistungsreduktion nach VDE-AR-4105 [5]. Außerhalb eines Frequenzbands von 47.5Hz – 51.5Hz trennt sich der Wechselrichter vom Netz. Innerhalb dieses Toleranzband liefert der Wechselrichter bis zu einer Frequenz von 50.2Hz die maximale Wirkleistung und regelt mit zunehmender Frequenz bis zur oberen Toleranzbandgrenze die Leistung linear ab.

2) *Modell für Batteriespeicher:* Das dynamische Verhalten der Speichereinheiten wird anhand eines sehr einfachen Modells realisiert. Aufgrund der jeweiligen Frequenzsituation im Netz wird entschieden, ob sich der Speicher auflädt oder entleert [6].

3) *Modell für Diesel-Aggregat:* Um die Modellierung des Diesel-Generators zu verifizieren, wurde im Vorfeld in Zusammenarbeit mit der Netz OÖ GmbH eine Messung an einem 620kVA Diesel-Aggregat durchgeführt. Zur Identifikation des dynamischen Verhaltens der Generator-Dieseleinheit wurden unterschiedliche Lastsprünge an dem Notstromaggregat angelegt und gemessen. Dabei wurden die Frequenz- und Spannungszeitverläufe sowie die auftretenden Stromverläufe aufgezeichnet. Hiermit konnten wichtige Parameter (wie Trägheitszeitkonstante des gesamten Maschinensatzes und dergleichen) ermittelt werden [1].

### B. Datenerhebung und Messungen

Für eine genaue spezifische Analyse eines betrachteten Netzabschnittes reicht es in den meisten Fällen nicht mehr aus, die Anschlussobjekte mit Standardlastprofilen abzubilden. Um der Dynamik der Lastschwankungen gerecht zu werden, dienen sekunden aufgelöste Messungen an diversen Großverbrauchern, sowie Messungen aus dem abgeschlossenen Projekt ADRES [7] als Grundlage für die Nachbildung des Verhaltens von Lasten. Diese gemessenen Lastprofile werden sowohl für Wirk- als auch für Blindleistung gemäß dem Jahresenergieverbrauch der darzustellenden Lasten skaliert, um somit ein repräsentatives Verhalten nachzubilden. Abb. 2 zeigt den Vergleich zwischen Messung der gesamten Wirk- bzw. Blindleistungsaufnahme am speisenden Transformator und der Lastprofilzuweisung nach obiger Beschreibung. Qualitativ zeigt sich eine Ähnlichkeit im grundsätzlichen Lastverlauf, sowie in der Höhe und der Häufigkeit von Lastsprüngen. Die Abweichungen sind durch die zeitlich versetzten und andernorts durchgeführten ADRES-Messungen begründet.

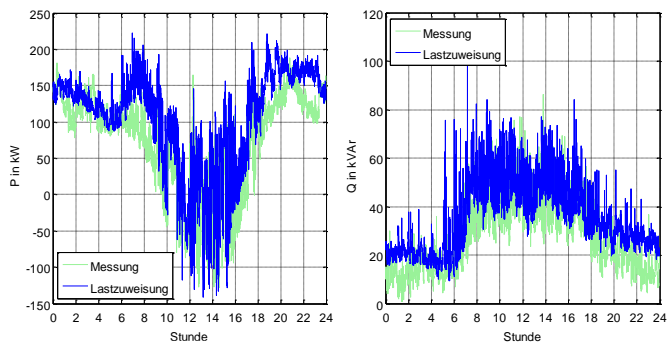


Abb. 2. Messung der Gesamtwirk- und Blindleistungsaufnahme im Vergleich zur Lastprofilzuweisung

### III. ERGEBNISSE

Um oben erwähntes Gesamtmodell dynamisch über längere Zeiträume simulieren zu können, wurden die Komponentenmodelle, sowie Last- und Erzeugungdaten im Simulationstool DiGSILENT PowerFactory [8] mithilfe der programminternen Programmiersprache DPL den zugehörigen Elementen zugeordnet. In Form einer RMS-Simulation, bei der durch eine iterative Prozedur Lastflussberechnungen sowie Integrale der Zustandsvariablen dynamischer Modelle gleichzeitig gelöst werden, ist eine szenarienbasierte Untersuchung der Verhaltensweise des Gesamtmodells möglich. Anhand zweier Szenarien wird der Inselbetrieb am Modell des NS- Netzes über 24 Stunden virtuell demonstriert.

#### A. Szenario 1

Im Fall von Wartungsarbeiten am speisenden Ortsnetztransformator des Niederspannungsnetzes wird üblicherweise für die Dauer der Versorgungsunterbrechung mithilfe eines Dieselgenerators das Netz weiter versorgt. Um zu verhindern, dass die im Netz eingebundenen PV- Anlagen eine negative Leistungsbilanz am Einspeisepunkt des Dieselgenerators verursachen, wird dieser üblicherweise mit einer von 50Hz abweichenden Frequenz (z.B. 52Hz) betrieben, um sicherheitshalber die Abschaltung aller PV- Anlagen zu gewährleisten. Die Einbindung dieser erneuerbarer Energieeinspeisung kann den Verbrauch von Treibstoff deutlich reduzieren. Zu diesem Zweck wurde in einem ersten Ansatz das Dieselgeneratormodell derart verändert, dass dessen Sollfrequenz des nach Unterschreitung einer bestimmten Leistungsgrenze am Einspeisepunkt linear gesteigert und damit gleichzeitig eine umgekehrt proportionale Wirkleistungsreduktion der PV- Anlagen gewährleistet wird. Auf diese Art bleibt der Leistungshaushalt am Einspeisepunkt des Dieselgenerators stets positiv.

Abb. 3 zeigt im oberen Teil den Vergleich der simulierten Gesamtleistungsaufnahme des Netzes während eines Tages zwischen

- Normalbetrieb verbunden mit dem übergeordneten Netz mit maximaler PV Einspeisung und gegebenenfalls Rückspeisung,
- Inselbetrieb über einen Dieselgenerator und aufgrund Überfrequenz (z.B. 52 Hz) abgeschalteter PV- Anlagen bzw.
- Inselbetrieb über einen Dieselgenerator zusammen mit PV- Eintrag und implementierter Frequenzregelung.

Qualitativ zeigt sich im Falle der Frequenzregelung gegenüber der Versorgung ohne PV Anlagen eine energetische Verbesserung bezüglich des Dieselerverbrauchs. Dies tritt aufgrund verminderter Dieselerleistung über die Mittagszeit ein. Im unteren Teil der Abbildung ist die erfolgreiche Abregelung der PV- Anlagen durch die dynamische Frequenzerhöhung ersichtlich.

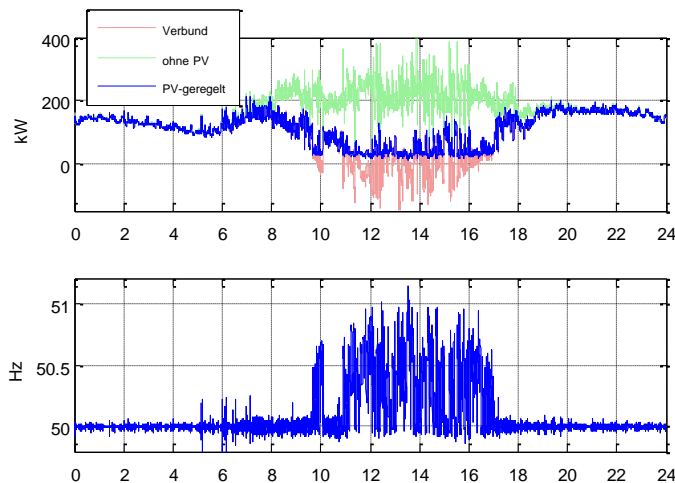


Abb. 3. Inselbetrieb über einen Dieselgenerator mit Frequenzregelung

#### B. Szenario 2

In Österreich beträgt die jährliche ungeplante leistungsbezogene Nichtverfügbarkeit (ASIDI) laut [9] im Mittel 33,61 Minuten. Um in Niederspannungsnetzen eine regionale Sicherheitsebene aufzuspannen wäre der Einsatz eines Speichers sinnvoll, welcher auf die alleinige Versorgung des betreffenden Netzes über diese Zeitdauer ausgelegt wird. Auf diese Weise ist für kurze Netzausfälle in vielen Fällen eine Versorgung auch ohne Einsatz eines Dieselgenerators unterbrechungsfrei möglich. Im Vergleich zu Szenario 1 kann der Speicher außerdem einen Teil der über die Mittagszeit überschüssigen PV-Energie aufnehmen und aufgrund seiner schnelleren Dynamik zur besseren Frequenzhaltung beitragen. Da die notwendigen Speichergößen bei größeren Einsatzzeiten schnell anwachsen ist die Zuschaltung z.B. eines Dieselgenerators zur Grundlastversorgung nach einiger Zeit trotzdem erforderlich. Aufgrund der Verwendung zweier aktiver Einspeisekomponenten im Netz ergibt sich die Notwendigkeit einer P/f- Statik, um zu jeder Zeit stabile Arbeitspunkte von Dieselgenerator und Speicher zu gewährleisten. Da durch die eingeführte Statik nach erfolgter Primärregelung in Reaktion auf einen Lastsprung eine bleibende Regelabweichung zur Nennfrequenz verbleibt, muss außerdem ein integrierender Anteil durch eine Sekundärregelung realisiert werden, welche eine Rückführung zur Nennfrequenz gewährleistet. Übernimmt die Aufgabe der Sekundärregelung der Speicher alleine, muss abhängig vom aktuellen Ladezustand aber darauf geachtet werden, dass diese gewisse Grenzen nicht überschreiten. Wird der Speicher während der Mittagszeit gefüllt müssen die PV- Anlagen abgeregt werden um eine Überladung zu verhindern. Umgekehrt muss bei leerem Speicher ein Lastmanagement dafür sorgen, dass die Leistung reduziert wird. Abb. 4 zeigt die Umsetzung dieser Regelstrategie in Form eines Blockschaltbildes. Das notwendige Signal zur beschriebenen Wirkleistungsreduktion, bzw. die Aktivierung eines stufenförmigen Lastabwurfs wird nicht über Kommunikationswege an die zugehörigen Geräte

weitergeleitet, sondern über eine Beeinflussung der Sollfrequenz in der Sekundärregelung. Die Regelstrategie basiert daher auf der Variation der Frequenz in Abhängigkeit des Ladezustands des Speichers. Ein niedriger Ladezustand führt zur Absenkung der Frequenz und damit zur Aktivierung des Lastabwurfs, ein hoher Ladezustand hat eine höhere Frequenz und somit eine Abregelung der PV Anlagen zur Folge. Der Dieselgenerator wird ausgenommen von Arbeitspunktverschiebungen durch Beteiligung an der Primärregelung auf einen Leistungswert von 110kW geregelt und in Form einer Hysterese so geschaltet, dass er bei Unterschreitung eines minimalen Ladezustands des Speichers zugeschaltet wird.

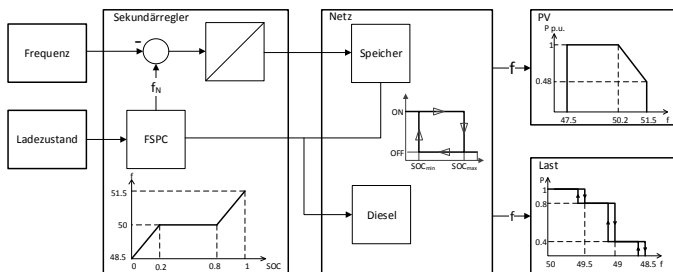


Abb. 4. Regelstrategie in Szenario 2.

In Abb. 5 ist das Ergebnis einer Simulation mit gemeinsamen Betrieb von Dieselgenerator und Speicher dargestellt, wenn die beschriebene Regelstrategie umgesetzt wird. Dabei wurde ein 100kWh Speicher eingesetzt, welcher zu Beginn das Netz alleine versorgt und das bereits oben beschriebene Modell eines Dieselgenerators enthält. Durch die implementierte Regelstrategie lässt sich eine zyklische Aktivierung des Lastabwurfs erkennen, welche durch Frequenzabsenkungen hervorgerufen wird. Über die Mittagszeit ist genügend PV-Ertrag vorhanden um den Dieselgenerator zu deaktivieren. Da nach kurzer Zeit der Speicher gefüllt ist, wird über Frequenzanhebungen der Output der PV-Anlagen entsprechend reduziert um eine Überladung des Speichers zu verhindern.

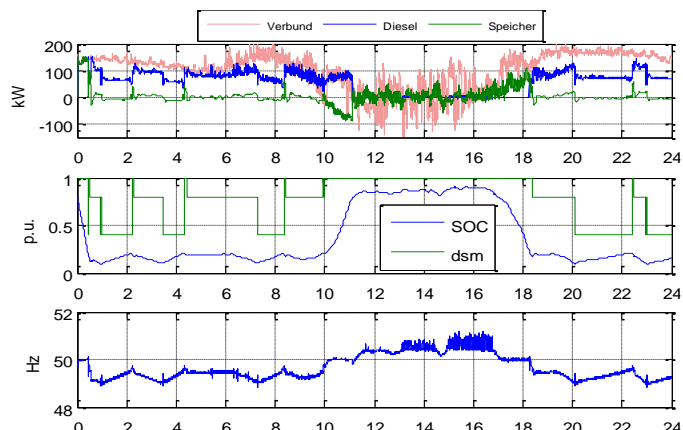


Abb. 5. Inselbetrieb über einen Dieselgenerator und einen 100kWh Speicher. Oben: Dieselgeneratorleistung, Speicherleistung und Gesamtleistungsaufnahme im Verbundbetrieb. Mitte: Ladezustand des Speichers. Unten: Netzfrequenz.

#### IV. SCHLUSSFOLGERUNGEN UND AUSBLICK

Durch eine Abbildung des betrachteten Niederspannungsnetzes in DIgSILENT PowerFactory und Zuweisung von hochaufgelösten Lastprofilen sowie Einstrahlungsdaten, und Implementierung der Komponentenmodelle über die programminterne grafischen Modellierungswerkzeuge, ist über eine RMS-Simulation die dynamische Betrachtung des Netzverhaltens unter szenarienbasierter Betrachtung von grundlegenden Regel- und Betriebsführungsstrategien (vgl. [10, 11]) für den Inselbetrieb dieses Microgrids möglich. Durch die Simulation einzelner Tage konnte einerseits die Funktionsweise des implementierten Gesamtmodells geprüft und andererseits die Auswirkungen zweier einfacher Betriebsführungszenarien im Netz untersucht werden. Im weiteren Verlauf wird das Gesamtkonzept um komplexere Szenarien erweitert, welche unter anderem den Ansatz eines verteilten Speichers wählen.

#### V. DANKSAGUNG

Das Projekt SORGLOS wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds (KLIEN) gefördert und im Rahmen des Förderprogramms „e!Mission.at Energy Mission Austria, 1. Ausschreibung“ durchgeführt.

#### REFERENCES

- [1] D. Fasthuber, M. Chochole, and R. Schlager, "Dynamische Modellierung eines Diesel-Aggregats im Zuge des SORGLOS-Projekts," in *Inhalten und Ausblick: Effektivität und Effizienz für die Energiewende*: Verlag der TU Graz, 2014.
- [2] A. Einfalt, F. Kupzog, H. Brunner, and A. Lugmaier, "Control strategies for smart low voltage grids - the Project DG DemoNet - Smart LV Grid," in *CIREN 2012 Workshop: Integration of Renewables into the Distribution Grid*, p. 238.
- [3] T. L. Vandoorn, B. Meersman, De Kooning, and L. Vandevelde, "Transition From Islanded to Grid-Connected Mode of Microgrids With Voltage-Based Droop Control," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 3, pp. 2545–2553, 2013.
- [4] S. Chowdhury, P. Crossley, and S. P. Chowdhury, *Microgrids and active distribution networks*. London: Institution of Engineering and Technology, 2009.
- [5] VDE-AR-N 4105, *Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz - Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz*.
- [6] K. Lee, K. M. Son, and G. Jang, "Smart storage system for seamless transition of customers with intermittent renewable energy sources into Microgrid," in *INTELEC 2009 - 2009 International Telecommunications Energy Conference*, pp. 1–5.
- [7] A. Einfalt and et al, "Konzeptentwicklung für ADRES - Autonome Dezentrale Erneuerbare Energie Systeme, FFG-Forschungsprojekt, Energie der Zukunft, 1. AS, Projektnummer:815674, Endbericht," Wien, 2011.
- [8] DIgSILENT GmbH, *PowerFactory Handbook: DIgSILENT PowerFactory: Version 15.1*. Gomarigen: DIgSILENT GmbH, 2014.
- [9] E-control, *Ausfall- und Störungsstatistik für Österreich: Ergebnisse 2013*, 2013.
- [10] J. Lopes, C. L. Moreira, A. G. Madureira, F. O. Resende, X. Wu, N. Jayawarna, Y. Zhang, N. Jenkins, F. Kanellos, and N. Hatziaargyriou, "Control strategies for microgrids emergency operation," in *2005 International Conference on Future Power Systems*, pp. 6 pp.
- [11] J. Marchgraber, *Modellierung und Analyse von Regel- und Betriebsführungsstrategien im Microgrid*: TU Wien, Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik, 2014.
- [12] L. Guo, X. Li, Q. Zhou, Z. Liu, S. Liu, and S. Shi, "Control Strategies for a Hybrid PV/Battery System with Grid-Connected and Island Mode," in *2012 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*, pp. 1–7.