

FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR ENERGIEWIRTSCHAFT UND ENERGIESYSTEMTECHNIK IEE

FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR SOLARE ENERGIESYSTEME ISE

PV-DIESEL

Systemoptimierung und Betriebsstrategien für universell einsetzbare, skalierbare PV-Diesel-Kraftwerke der Multimegawatt-Klasse für den weltweiten Einsatz zur Dieselsubstitution durch Photovoltaik

Teilvorhaben: Systemmodellierung und Qualifizierung

Öffentlicher Schlussbericht

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

FKZ: 0325752B

Die Verantwortung für den Inhalt dieser
Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR ENERGIEWIRTSCHAFT UND ENERGIESYSTEMTECHNIK IEE

FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR SOLARE ENERGIESYSTEME ISE

PV-DIESEL

Systemoptimierung und Betriebsstrategien für universell einsetzbare, skalierbare PV-Diesel-Kraftwerke der Multimegawatt-Klasse für den weltweiten Einsatz zur Dieselsubstitution durch Photovoltaik

Teilvorhaben: Systemmodellierung und Qualifizierung

Öffentlicher Schlussbericht

Dr.-Ing. Gunter Arnold
Dipl.-Ing. Fabian Niedermeyer
Dipl.-Ing. Malte Hof
M.Sc. Juan Alvaro Montoya-Perez

Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik
Bereich Anlagentechnik und Verteilungsnetze
Königstor 59
34119 Kassel

www.iee.fraunhofer.de

Dipl.-Ing. Georg Bopp
Dr. Nils Reiners
Dipl. Wirt.-Ing. Johannes Wüllner

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme
Heidenhofstr. 2
79110 Freiburg

www.ise.fraunhofer.de

Gefördert durch: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
Förderkennzeichen: 0325752B

Projektlaufzeit: 01.11.2014-31.10.2018

Inhalt

1	Kurzfassung	5
2	Zielstellung und Projektübersicht	6
2.1	Zielstellung.....	6
2.2	Projektübersicht	7
3	Wissenschaftliche und technische Projektergebnisse	8
3.1	Systemanforderungen, Rahmenbedingungen und Systemkonzepte	8
3.1.1	Identifizierung besonderer Einflussgrößen auf die Stabilität in Inselnetzen und Ansätze zur Berücksichtigung der Netzstabilität bei der grundsätzlichen Auslegung	8
3.1.1.1	Methoden	8
3.1.1.2	Besondere Eigenschaften von Inselnetzen.....	9
3.1.1.3	Rotorwinkelstabilität.....	9
3.1.1.4	Frequenzstabilität	10
3.1.1.5	Spannungsstabilität	12
3.1.2	Klassifizierung von Referenzsystemen und simulative Ermittlung von Diesel-Einsparungspotentialen unterschiedlicher Systemkonzepte	13
3.2	Entwicklung Systemsimulationen und -Modelle.....	14
3.2.1	Energetische Modelle für Dieselgeneratoren	14
3.2.2	Netzstabilitätsmodelle (statisches und transientes Verhalten) für Dieselgeneratoren, Hybridregler und Systemsimulationen	15
3.2.2.1	Dieselgenerator	16
3.2.2.2	Dieselgenerator-Regler	16
3.2.2.3	Implementierung	17
3.2.3	PV-Diesel-Hybridregler	19
3.3	AP3 Optimierte Systemarchitekturen, Schnittstellen und Betriebsstrategien.....	21
3.3.1	Energetische Systemsimulationen für optimierte Betriebsstrategien	21
3.3.2	Zylinderabschaltung und Schubbetrieb	23
3.4	Verfahren zur Charakterisierung von PV-Diesel-Batteriesystemen sowie Tests von Einzel-Komponenten und im Systemverbund	26
3.4.1	Entwicklung geeigneter Verfahren zur Charakterisierung von PV-Diesel-Batteriesystemen	26
3.4.1.1	Zentral gesteuerter Betrieb (Betrieb mit Hybridcontroller)	26
3.4.1.2	Lokal geregelter Betrieb.....	30
3.4.1.3	Dynamischer Inselnetzbetrieb	33
3.4.1.4	Verhalten bei Störungen im Netz im Fall von Unter- oder Über-spannung/ Fault-Ride-Through (FRT)	36
3.4.2	Komponententests am Dieselaggregat und Batteriestromrichter	37
3.4.2.1	Dieselaggregat	38
3.4.2.2	Batteriewechselrichter	42
3.4.3	Funktionalitätstests des Systemverbunds	45
4	Veröffentlichungen	47
4.1	Veröffentlichungen und wissenschaftliche Arbeiten	47
5	Abkürzungs- und Literaturverzeichnis	48
5.1	Abkürzungsverzeichnis.....	48
5.2	Literaturverzeichnis	48

1 Kurzfassung

Das übergeordnete Ziel des Verbundforschungsvorhabens „PV-Diesel“ war die Weiterentwicklung von PV-Diesel-Batterie-Hybridsystemen und deren wesentlichen Systemkomponenten (Dieselgenerator, Batterie-Wechselrichter und Hybridcontroller). Das Teilvorhaben „Systemmodellierung und Qualifizierung“ der Fraunhofer-Institute IEE und ISE umfasste insbesondere die Entwicklung geeigneter Methoden, Werkzeuge und validierter Modelle für die Auslegung großer PV-Diesel-Hybrid Inselnetze hinsichtlich der Leistungs- als auch Energiebilanz und der Netzstabilität sowie die Qualifizierung der Systemkomponenten und des Gesamtsystems in Labortests.

Für die Beurteilung der Stabilität in PV-Diesel-Hybridsystemen bzw. Inselnetzen können die gleichen Methoden und Kriterien wie in Verbundnetzen (Rotorwinkel-, Frequenz- und Spannungsstabilität) verwendet werden. Allerdings treten aufgrund der räumlichen und leistungsmäßigen Begrenzungen vor allem bei PV-Diesel-Hybridsystemen und in Inselnetzen nicht nur größere Frequenz- und Spannungsabweichungen, sondern auch höhere Oberschwingungsspannungen und asymmetrische Leistungsflüsse in Erscheinung.

Mit Hilfe der im Rahmen des Teilvorhabens weiterentwickelten und implementierten Modelle für Dieselgeneratoren sowie für einen PV-Diesel-Hybridregler wurden verschiedene Systemsimulationen zum Nachweis der Netzstabilität von PV-Diesel-Hybridsystemen im Normalbetrieb und auch für Fehlerfälle (z.B. Kurzschlüsse) durchgeführt.

Die Untersuchungen zu den Treibstoffeinsparpotentialen von Dieselgeneratoren wurden für verschiedene typische Anwendungsfälle durchgeführt. Unter Berücksichtigung der Betriebsweisen Zylinderabschaltung und Schubbetrieb im energetischen Modell des Dieselgenerators konnten so für unterschiedliche PV-Last-Verhältnisse deutliche Treibstoffeinsparungen ermittelt werden.

Zur messtechnischen Qualifizierung der wesentlichen PV-Diesel-Systemkomponenten (Dieselgenerator, Batterie-Wechselrichter und PV-Diesel-Hybridregler) im Hinblick auf ihre Netzeigenschaften und ihre Beiträge zur Netzstabilität insbesondere im dynamischen Inselbetrieb wurden in einem ersten Schritt zunächst Prüfverfahren auf der Grundlage existierender Prüfprozeduren neu bzw. weiter entwickelt. In einem zweiten Schritt konnte dann im Laborzentrum SysTec des Fraunhofer IEE anhand exemplarischer Laborprüfungen die Eignung der neuen Prüfverfahren sowohl für den Nachweis des Komponenten- als auch des Systemverhaltens demonstriert werden. Auch ohne Einwirkung eines PV-Diesel-Hybridreglers war mit den verwendeten Systemkomponenten jederzeit ein stabiler Betrieb des PV-Diesel-Batteriesystems möglich.

2 Zielstellung und Projektübersicht

2.1 Zielstellung

Ein großes Anwendungsfeld für die Photovoltaik sind die sogenannten Off-Grid-Systeme, also die netzautarke Stromversorgung von kleinen Systemen mit einer Leistung von einigen hundert kW bis hin zu großen Inseln und Minigrids im Multi-MW-Bereich. Dieser Markt wird derzeit vor allem mit Dieselgeneratoren abgedeckt und hat einen Umfang von über 20 GW/Jahr, was einem Umsatzvolumen von über 10 Mrd. Euro/Jahr entspricht. Diesen etablierten Markt für Dieselgeneratoren und Dieselkraftwerke gilt es nun durch nachhaltige Energieversorgungssysteme – insbesondere die Photovoltaik – in relevanten Teilen zu substituieren bzw. im Sinne der weltweiten Elektrifizierungsprogramme auszuweiten.

Im Rahmen des Verbundforschungsprojektes „PV-Diesel“ wurden das Zusammenspiel von Photovoltaiksystem und Dieselgeneratoren erforscht und viele der noch offenen wissenschaftlich technischen Fragen geklärt. Leitziel hierbei war es, geeignete Systemlösungen zu schaffen und die Abdeckung der gesamten Systemvielfalt mit passenden, standardisierten Komponenten sowie eine deutliche Kostenreduktion und verbesserte Zuverlässigkeit zu erreichen. Konkretes Ziel der FuE-Arbeiten war hierbei die Entwicklung voll funktionsfähiger, praxistauglicher, optimierter Systemlösungen, die flexibel auf den jeweiligen Anwendungsfall zugeschnitten werden können. Dies beinhaltet insbesondere angepasste Komponenten, kompatible Schnittstellen, neuartige Steuerungssysteme und Auslegungsverfahren sowie den wissenschaftlichen Nachweis der Funktionalität, Zuverlässigkeit und Wirtschaftlichkeit im Betrieb.

Die Umsetzung der Ziele des Gesamtvorhabens wurde durch das Teilvorhaben der Fraunhofer-Institute IEE und ISE mit folgenden Arbeitsschwerpunkten unterstützt:

- Definition von Systemanforderungen und Systemkonzepten
- Entwicklung geeigneter Methoden, Werkzeuge und validierter Modelle zur Auslegung großer PV-Diesel-Hybrid Inselnetze hinsichtlich der Leistungs- als auch Energiebilanz und der Netzstabilität unter technischen und wirtschaftlichen Gesichtspunkten
- Qualifizierung der durch die Industriepartner entwickelten neuen Komponenten sowie des Gesamtsystems in Labortests

2.2 Projektübersicht

Das Vorhaben war in 11 Arbeitspakete aufgeteilt. Inhaltliche Arbeiten sind in den Arbeitspaketen AP 1 bis AP 10 zu finden. Diese können entsprechend Abbildung 2 miteinander in Verbindung gebracht werden.

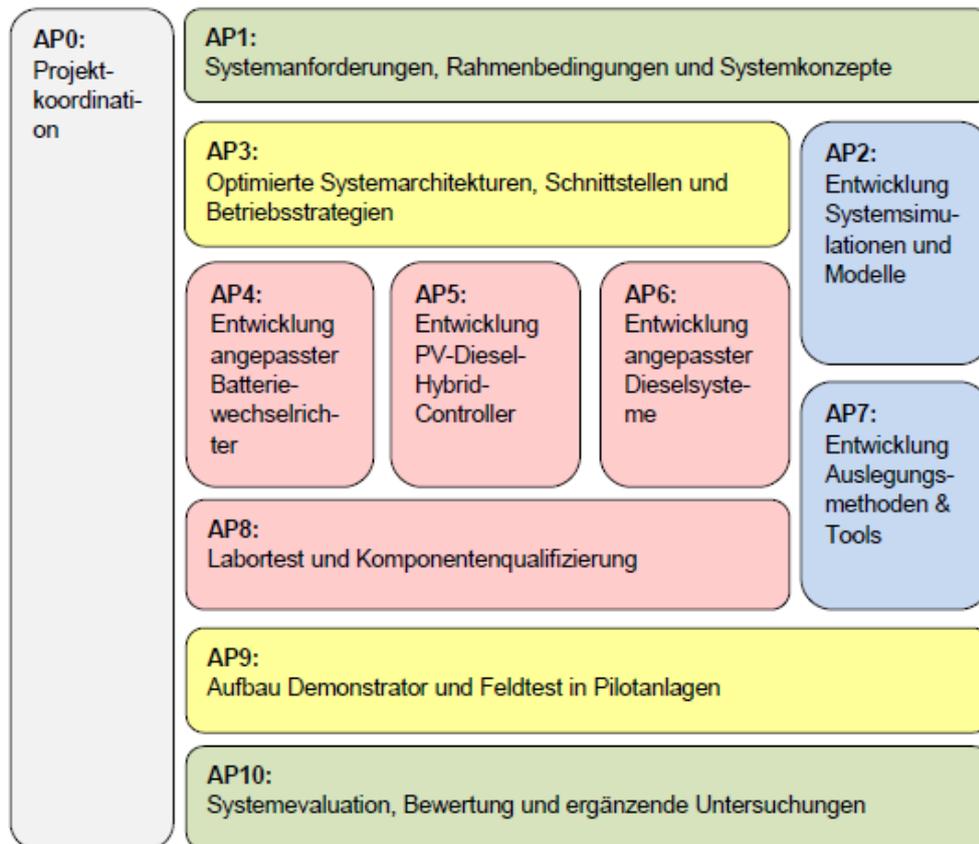


Abbildung 1: Übersicht Arbeitspakete des Verbundvorhabens PV-Diesel

Das Projekt wurde an den beteiligten Fraunhofer Instituten IEE und ISE in der Zeit vom 01.12.2014 bis 31.10.2018 durchgeführt.

Die beiden Fraunhofer Institute lieferten inhaltliche Beiträge zu folgenden Arbeitspaketen (AP) des Verbundvorhabens:

- AP 1: Systemanforderungen, Rahmenbedingungen und Systemkonzepte,
- AP 2: Entwicklung Systemsimulation und Modelle,
- AP 3: Optimierte Systemarchitekturen, Schnittstellen und Betriebsstrategien,
- AP 7: Entwicklung Auslegungsmethoden & Tools und
- AP 8: Labortest und Komponentenqualifizierung

3.1 Systemanforderungen, Rahmenbedingungen und Systemkonzepte

3.1.1 Identifizierung besonderer Einflussgrößen auf die Stabilität in Inselnetzen und Ansätze zur Berücksichtigung der Netzstabilität bei der grundsätzlichen Auslegung

Der Begriff Netzstabilität wird wie folgt definiert und gemäß [1] unterteilt:

Power system stability is the ability of an electric power system, for a given initial operating condition, to regain a state of operating equilibrium after being subjected to a physical disturbance, with most system variables bounded so that practically the entire system remains intact.

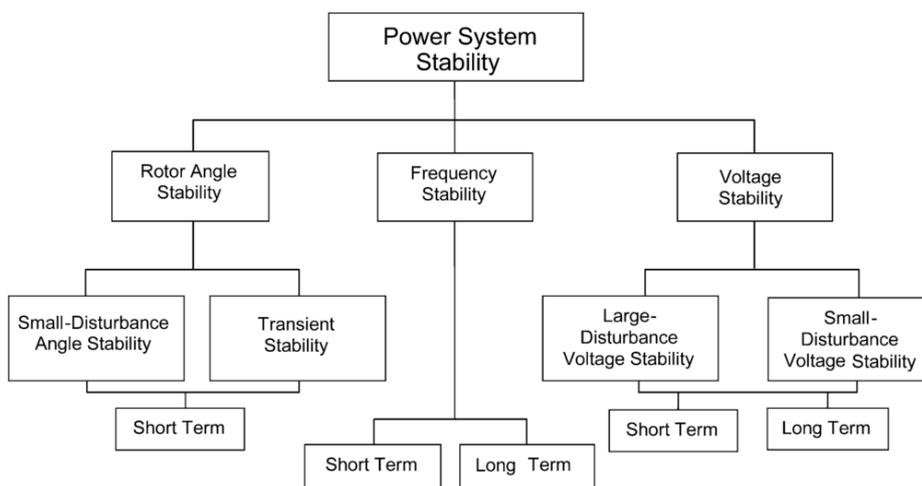


Abbildung 2: Einteilung nach Arten der Netzstabilität [1]

3.1.1.1 Methoden

Zum derzeitigen Stand der Technik sind Lastflussrechnungen sowie dynamische RMS- oder EMT Simulationen das Mittel der Wahl zur Beurteilung von Stabilität in Netzen mit stromrichterbasierter Erzeugungseinheiten. Abbildung 3 zeigt verschiedene Phänomene in Energienetzen und ordnet sie RMS- oder EMT-Simulationen zu. Ergänzend zu Abbildung 3 ist die Betrachtung von Phänomenen in Minuten bis Jahreszeiträumen (z.B. stationäre Spannungsstabilität, Lastaufteilungen oder Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen) mit sukzessiven Lastflussberechnungen möglich. Entscheidend für alle Studien ist die ausreichende Detailkenntnis von Betriebsmitteln (insbesondere Erzeuger und Lasten) sowie der Netztopologie. Der Modellierungsaufwand, und damit auch die benötigte Detailkenntnis, steigen von Lastfluss- über RMS- bis zu EMT-Simulationen kontinuierlich an.

Bei der Betrachtung von transienten Vorgängen zur Netzstabilität stellt sich pragmatisch formuliert oftmals die Frage welches Ereignis mit welchen Folgen beherrscht werden soll. Zulässige bzw. unzulässige Folgen werden z.B. durch die Netzanschlussrichtlinien oder durch spezielle Anforderungen der Lasten bestimmt. Die Frage nach Einhaltung der Anforderungen bei transienten Vorgängen kann simulativ nur für eine

bestimmte Anzahl von Szenarien überprüft werden, und es ist keine generelle Aussage möglich [2].

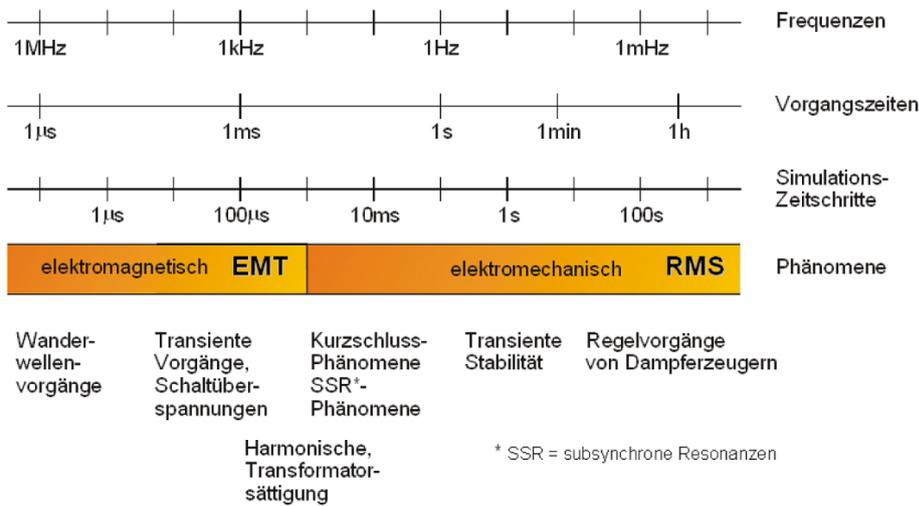


Abbildung 3: Phänomene in Energienetzen und Studienmethoden [3]

3.1.1.2 Besondere Eigenschaften von Inselnetzen

Im Vergleich zu einem Verbundnetz ist ein Inselnetz räumlich und leistungsmäßig begrenzt. Daher sind dort größere Frequenz- und Spannungsabweichungen als im Verbundnetz zu erwarten [4]. Oberschwingungsspannungen und asymmetrische Leistungsflüsse treten in einem Inselnetz ebenfalls stärker in Erscheinung.

Im Inselbetrieb mit Stromrichtern können sich gänzlich andere Reaktionen einstellen, als aus konventionellen Netzen zu erwarten wäre. Zum Beispiel sinken bei einem idealen durch zu hohe Wirkleistungsabgabe überlasteten Stromrichter im Spannungsquellen-betrieb die DC-Spannung und damit auch die Klemmenspannung. Die Netzfrequenz kann in diesem Fall unbeeinträchtigt bleiben, dies ist konträr zu einem einzelnen Synchrongenerator an dem hauptsächlich die Netzfrequenz absinken würde. Stabilitätsbetrachtungen für Netze mit stromrichterbasierten Erzeugungseinheiten erfordern daher detailliertes Wissen aus den Bereichen Stromrichterregelung und der klassischen Stabilitätsrechnung

3.1.1.3 Rotorwinkelstabilität

Die Kleinsignal- (small disturbance) Rotorwinkelstabilität kann mithilfe von Leistungs-Polradwinkel Kurven für den jeweiligen Generator untersucht werden. Abbildung 4 zeigt als Beispiel zwei entsprechende Kurven für das detaillierte und klassische Synchronmaschinenmodell in PowerFactory.

Großsignal-Rotorwinkelstabilität kann mithilfe von abgeleiteten Ein-Maschinenmodellen und dem Flächensatz entsprechend Abbildung 5 oder in RMS Simulationen untersucht werden. Die Anwendung des Flächensatzes liefert bereits mit wenigen Rechenparametern verwertbare Aussagen, wohingegen RMS Simulationen bei der Verwendung einer Vielzahl von Parametern präziser sind.

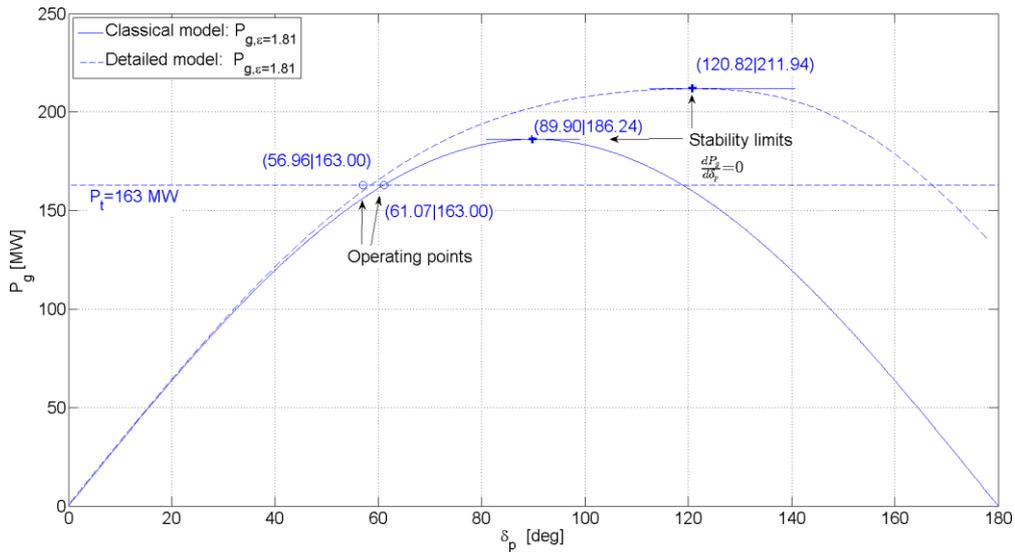


Abbildung 4: Leistungs-Polradwinkel Kurven für das detaillierte und klassische Synchronmaschinenmodell in PowerFactory.

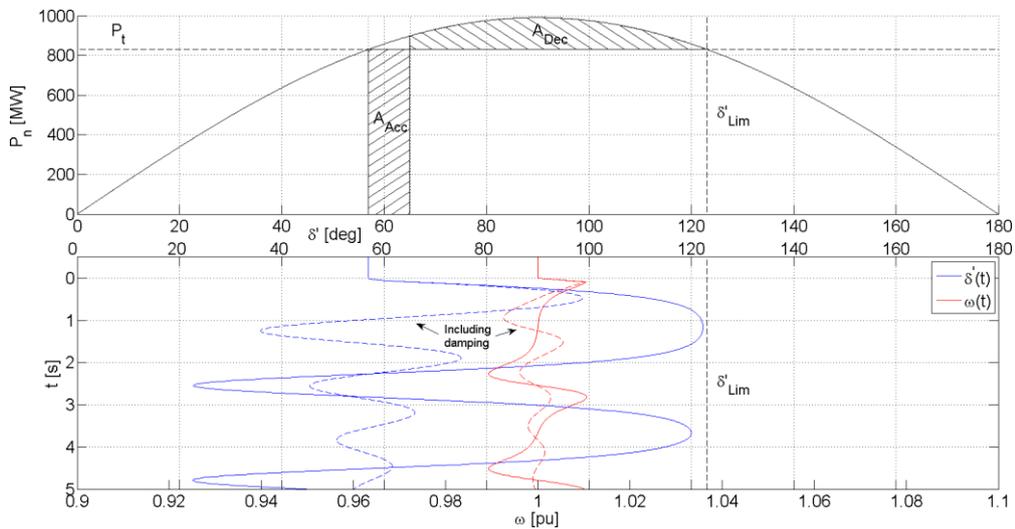


Abbildung 5: Anwendung des Flächensatzes zur Beurteilung der Großsignal-Rotorwinkelstabilität

3.1.1.4 Frequenzstabilität

In elektrischen Wechselstromnetzen besteht die Aufgabe der Spannungs- und der Frequenzhaltung. Ein Synchrongenerator bietet hierzu zwei beeinflussbare Stellglieder in Form der Primärenergiezufuhr und des Erregerstromes. Tabelle 1 zeigt die Hauptauswirkungen von Regeleinriffen für die beiden Extremfälle eines Synchrongenerators im Alleinbetrieb und am starren Netz.

Regeleingriff	Synchrongenerator im Inselnetz	Synchrongenerator im Verbundnetz
Erhöhung der Primärenergiezufuhr	Drehzahl bzw. Netzfrequenz erhöhen sich.	Polradwinkel steigt an.
Erhöhung der Erregerspannung	Klemmenspannung erhöht sich.	Blindleistungseinspeisung steigt an.

Tabelle 1: Hauptsächliche Auswirkungen von Regeleingriffen am Synchrongenerator.

In einem ideal starren Netz führt ein positiver Lastsprung lediglich zu einer Erhöhung der Polradwinkel, womit eine Erhöhung der Wirkleistungsabgabe verbunden ist. In einem realen Netz kommt es zusätzlich zu einer Abbremsung der rotierenden Massen. Dieser Effekt stellt die inhärente Trägheitsregelung des Netzes dar, welche die Generatordrehzahl abhängig vom Starrheitsgrad des Netzes mehr oder weniger stark beeinflusst. Eine Abweichung der mechanischen Generatordrehzahl von der Synchron-drehzahl bedeutet eine Frequenzabweichung, welcher mit einer Erhöhung der Primär-energiezufuhr entgegen gewirkt werden kann.

Für einen einzelnen Generator kann eine isochrone Drehzahl-Frequenz Regelung verwendet werden. Isochron bedeutet dabei, dass der Generator mit fester Frequenz betrieben wird und jede Frequenzabweichung von einer Regelung auf Nennfrequenz korrigiert wird. Um keine Regelabweichung zu hinterlassen ist es zwingend erforderlich, dass die isochrone Regelung einen Integralanteil besitzt. Eine Beeinflussung der Wirklastaufteilung zwischen mehreren isochron geregelten Generatoren mittels der Drehzahl ist nicht möglich, da die Drehzahlabweichung komplett ausgeregelt wird. Um dennoch eine Lastaufteilung von parallel betriebenen Synchrongeneratoren zu ermöglichen (z.B. entsprechend ihrer Nennleistung) verwendet man eine Drehzahl-Wirklast Geradengleichung. Da die Frequenz und Drehzahl eines Synchrongenerators über die Polpaarzahl zueinander proportional sind kann man die Regelfunktion g auch mit $g(f)=P$ angeben, wobei f die Netzfrequenz und P die Generatorwirkleistung ist. Der Kehrwert der Geradensteigung in Prozent wird Statik oder Droop genannt.

Eine isochrone Frequenz-Wirklast Regelung mit Integralanteil besitzt eine astatische Kennlinie mit Steigung Null. Eine solche Regelung ist im Normalfall in einem Netz mit mehreren Synchrongeneratoren nicht anwendbar. Verwendet wird eine Drehzahl-Wirklast Regelung mit reinem Proportionalverhalten, diese heißt Primärregelung. Aus dem Proportionalverhalten resultiert eine bleibende Regelabweichung zwischen Frequenzsollwert und Frequenzistwert. Die verbleibende Regelabweichung kann durch eine übergeordnete Sekundärregelung mit Integralanteil korrigiert werden. Abbildung 6 veranschaulicht das Zusammenwirken der verschiedenen Regelungen für einen simulierten Lastsprung von 0,5 auf 0,75 MW an einem Synchrongenerator mit 1,25 MVA Nennleistung. Die Trägheitskonstante der Maschine ist $H = 1,6$ s, die gewählte Statik der Primärregelung ist 10 % und die Sekundärregelung erfolgt durch einen PI-Regler mit den Parametern $T_n = 0,5$ s und $K_p = 4$. Die Schwingungsdifferentialgleichung ist $J\omega\dot{\omega} + P_{Gen}(\omega) + P_m(\omega) - P_{Load} = 0$, P_{Load} erfährt einen Sprung und P_m hängt über die Statikfunktion von ω ab.

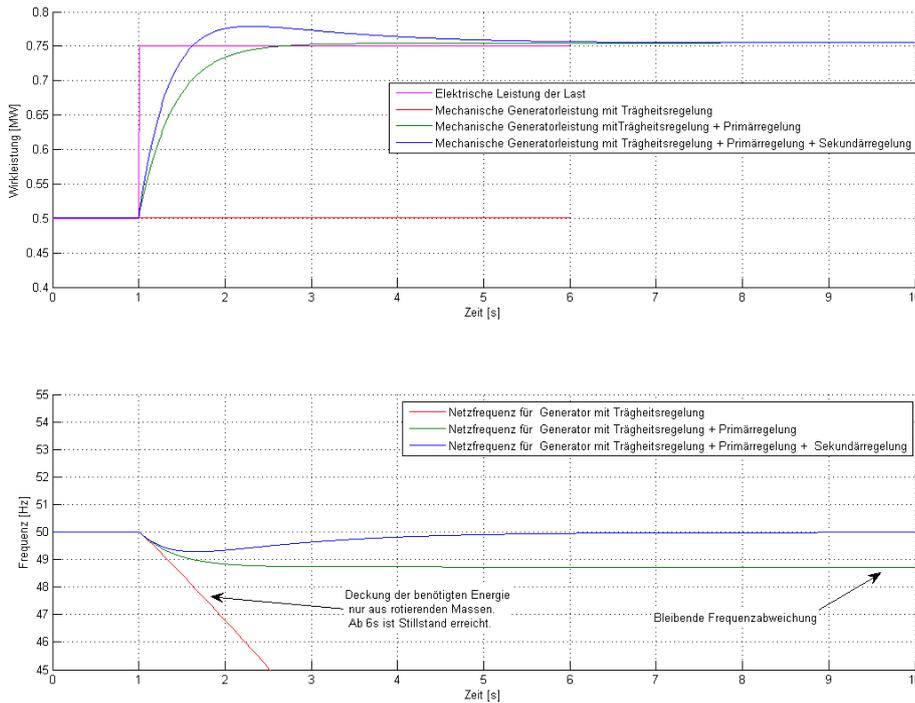


Abbildung 6: Auswirkungen der einzelnen Netzregelungen.

3.1.1.5 Spannungsstabilität

Die Kleinsignal- (small disturbance) Spannungsstabilität kann mithilfe von Sensitivitätsrechnungen oder PV- (P =Wirkleistung V =Spannung) sowie QV- Kurven untersucht werden. Abbildung 7 zeigt beispielhafte PV-Kurven mit eingetragenen Betriebs- und Stabilitätsgrenzen.

Die transiente Spannungsstabilität kann mit RMS-Simulationen für ein gegebenes Szenario untersucht werden. Abbildung 8 zeigt den Einfluss des k -Faktors zur Spannungstützung durch Blindstrom auf die Charakteristik der Spannungswiederkehr.

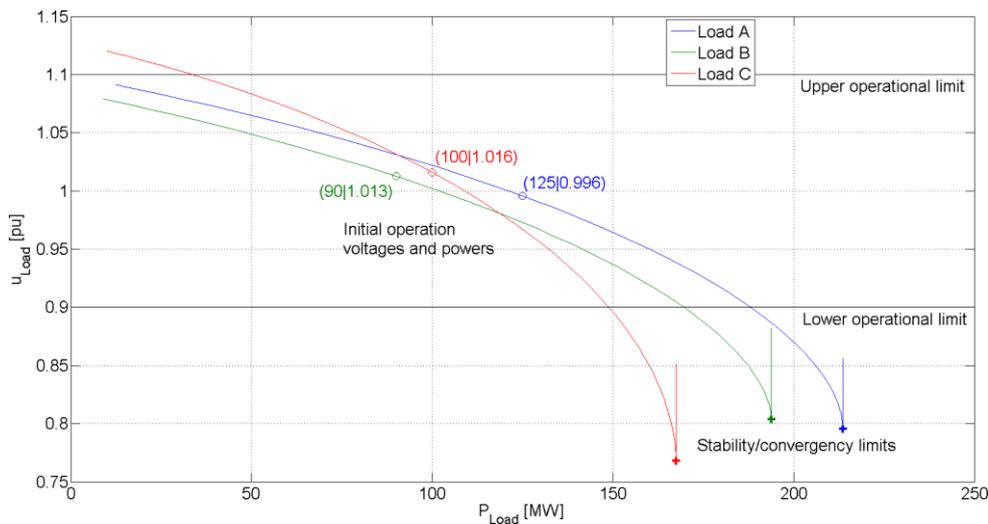


Abbildung 7: Beispielhafte PV-Kurven.

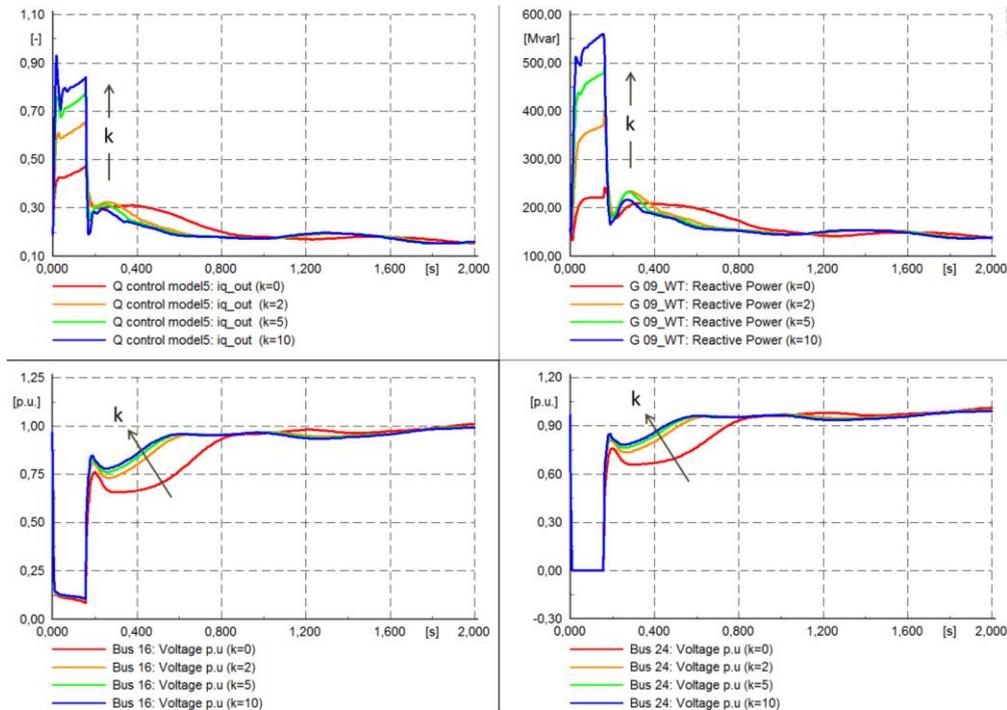
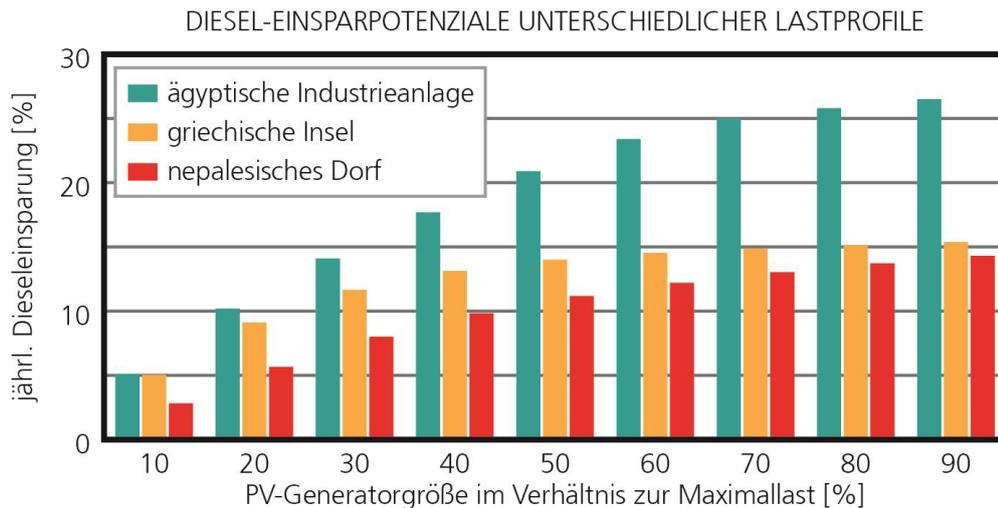


Abbildung 8: Einfluss des k-Faktors auf die Charakteristik der Spannungswiederkehr nach einem Kurzschluss.

3.1.2 Klassifizierung von Referenzsystemen und simulative Ermittlung von Diesel-Einsparungspotentialen unterschiedlicher Systemkonzepte

Inselssysteme können nach unterschiedlichen Kriterien klassifiziert werden, z. B. nach Leistung, PV-Penetrationsgrad, Anwendung oder Regelungsmechanismen. Dabei ist die Größe unserer Anwendung durch die Leistung des Batteriewechselrichters mit 0,5 MW als untere Grenze bestimmt. In der Simulationsstudie sollen Inselnetze einer Leistung von ca. 0,5 MW bis 8 MW betrachtet werden. Ein weiterer Punkt ist die Klassifizierung nach Anwendungen (Tourism, Utility, Farming, Hospital, Mining, Residential, Industrial, Mining). Je nach Anwendung unterscheiden sich die Lastprofile, wodurch der Treibstoffverbrauch und die Einsparpotentiale bei PV Integration bestimmt werden. Auch kann nach Höhe des PV-Penetrationsgrades klassifiziert werden, das heißt wie hoch der Beitrag der aktuellen PV-Leistung zur Deckung der Last ist. Je höher der Beitrag ist, desto wichtiger wird der Einsatz einer Batterie. Außerdem muss unterschieden werden, ob der Dieselgenerator der Netzbildner ist oder die Batterie oder beide abwechselnd.



Wissenschaftliche und technische
Projektergebnisse

Abbildung 9: Simulation PV-Diesel System mit Fuel Saver von 3 unterschiedlichen Lastprofilen mit Variation der PV Generator Größe (Penetrationsgrad).

Abbildung 9 zeigt die Treibstoffeinsparung für drei Anwendungsfälle: Residential (Nepalesisches Dorf), Industrial, und Tourism (griechische Insel) und für eine Parametervariation der PV-Penetration auf der x-Achse. Wird die PV-Penetration erhöht, stellt sich eine Sättigung der Dieselerparnis ein, da überschüssige PV Energie abgeregelt wird, weitere Ersparnisse sind dann nur durch eine Batterie oder z.B. neue Techniken der Zylinder-Abschaltung oder dem Schubbetrieb möglich.

3.2 Entwicklung Systemsimulationen und -Modelle

3.2.1 Energetische Modelle für Dieselgeneratoren

Beim Fraunhofer ISE gibt es bereits eine Vielzahl von Modellen. Für dieses Projekt werden die Modelle speziell für PV-Diesel-Batteriesysteme erweitert. Besonders das Dieselgenerator Modell wurde so angepasst, dass eine Studie zu Einsparpotentialen mit der zukünftigen Technik der Zylinderabschaltung und des Schubbetriebes durchgeführt werden konnte.

Abbildung 10 zeigt ein mögliches Modell für eine Umsetzung der Zylinderabschaltung, dabei sind die Verluste, die ein abgeschalteter Zylinder hervorruft, bisher vernachlässigt. Sobald der Treibstoffverbrauch aufgrund einer niedrigeren Last höher als nach der Abschaltung eines Zylinders ist, springt man im Modell auf die nächste Kennlinie, die mit einem Zylinder weniger arbeitet.

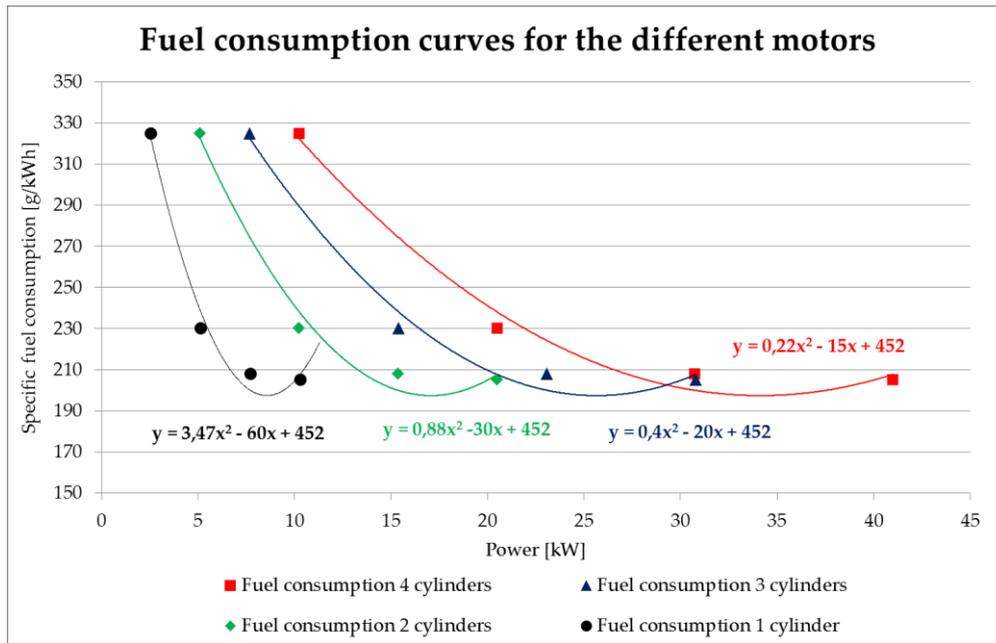


Abbildung 10: Modell eines Dieselgenerators mit Zylinderabschaltung.

Beispielhaft ist das Modell mit Zylinderabschaltung aus Abbildung 10 am Motor F4L 914 von Deutz mit einer Nennleistung von 41 kW (Bruttoleistung), 4 Zylindern und 4,31 Liter Hubraum [5] durchgeführt. Mit der Annahme, dass sich bei 3, 2 und 1 verwendeten Zylindern der Hubraum auf 3,2, 2,2 und 1,1 Liter verringert, folgt daraus durch das vom Hubraum abhängige Drehmoment eine entsprechende Maximalleistung mit drei, zwei und einem Zylinder von 30,8 kW, 20,5 kW und 10,3 kW.

Wird jetzt bei dem Schwellenwert von 50% der Nennleistung (wie einige Hersteller empfehlen) je einer der Zylinder deaktiviert, kann dadurch eine Kraftstoffeinsparung erreicht werden und eine erhöhte Abnutzung im Teillastbetrieb der Maschine vermieden werden. Außerdem könnte ein tieferer Teillastbetrieb als etwa 20,5 kW für den 4-Zylinder-Motor, über 15,4 kW, 10,3 kW bis zu 5,2 kW für 3, 2 und 1 Zylinder erzielt werden.

Das Modell zeigt für Lasten im Bereich von 5 bis 41 kW einen theoretischen Verbrauch von 230 g/kWh oder weniger. Im Falle des 4 Zylinder -Motors, wird ein Verbrauch von 230 g/kWh angezeigt, jedoch nur im Bereich von 20 bis 41 kW (siehe dazu Abbildung 10).

Bisher sind Reibung und andere interne Verluste der abgeschalteten Zylinder vernachlässigt und müssen in das Modell noch integriert werden und daraus folgt ein entsprechend höherer Verbrauch.

Weitere Berechnungen [6,7] für den Schubetrieb zeigen, dass ca. 10% der Nennleistung dafür aufgebracht werden müssen um einen Dieselgenerator als Motor mitlaufen zu lassen. Anhand dieser Berechnungen können im nächsten Schritt auch die Verluste der einzelnen Zylinder in die Verbrauchskurven integriert werden.

3.2.2 Netzstabilitätsmodelle (statisches und transientes Verhalten) für Dieselgeneratoren, Hybridregler und Systemsimulationen

Ein Dieselgeneratormodell und ein (PV-Diesel)-Hybridreglermodell wurden entwickelt und in DigSilent PowerFactory implementiert. Diese sind im Folgenden beschrieben.

3.2.2.1 Dieselgenerator

Das Modell des Dieselgenerators lässt sich in zwei Teilmodelle aufsplitten: ein mechanisches und ein elektrisches Modell (siehe Abbildung 11). Dabei besteht das mechanische Modell aus einer Antriebsmaschine (Prime mover) und einem Drehzahlregler (Governor), welcher den Einspritzvorgang steuert, während das elektrische Modell einen bürstenlosen Synchrongenerator und einen Spannungsregler umfasst, welcher den Erregerstrom des Rotors bestimmt.

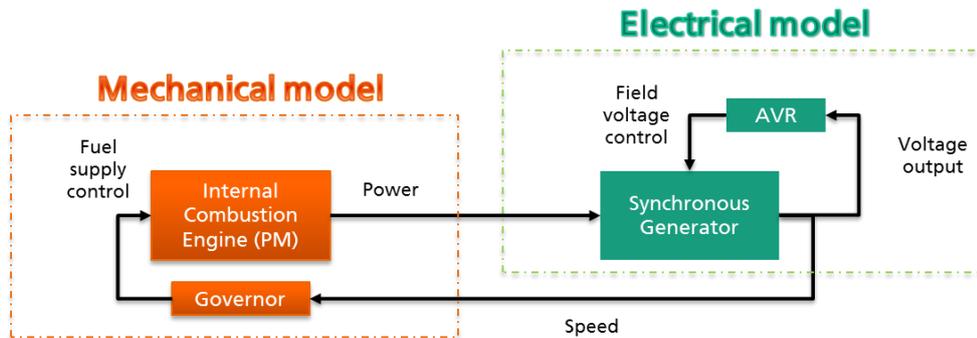


Abbildung 11: Schematische Anordnung des Dieselgeneratormodells

3.2.2.2 Dieselgenerator-Regler

Abbildung 12 zeigt das DEGOV1 Modell eines Dieselgenerators. Dieses Modell kann durch Einstellen der Leistungs-Drehzahl-Kennlinie (Droop) entweder im isochronen Modus (für Einzelbetrieb im Inselnetz) oder im leistungsaufteilenden Modus (für mehrere Generatoren im Inselnetz) betrieben werden [8], [9].

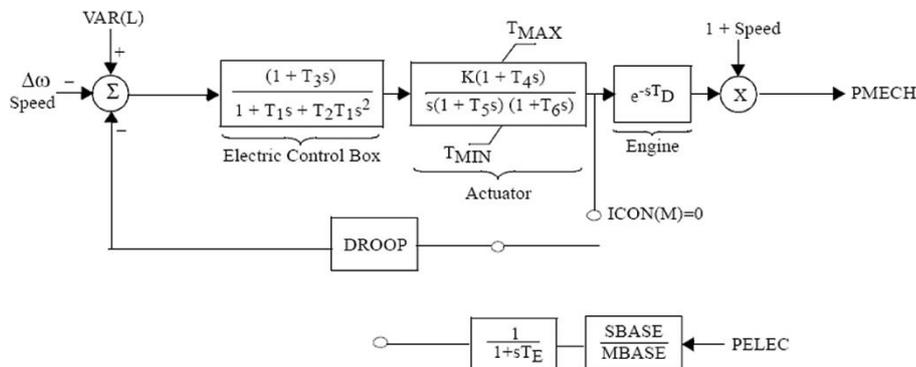


Abbildung 12: DEGOV1 Modell eines Dieselgenerators

Abbildung 13 zeigt ein Erregersystem mit Gleichrichter für den Synchrongenerator, welches in die Bestandteile Spannungsregler (AVR), rotierende Dioden und Erregermaschine unterteilt werden kann. Der AVR ist als PID-Regler und Aktor mit Begrenzung modelliert [10].

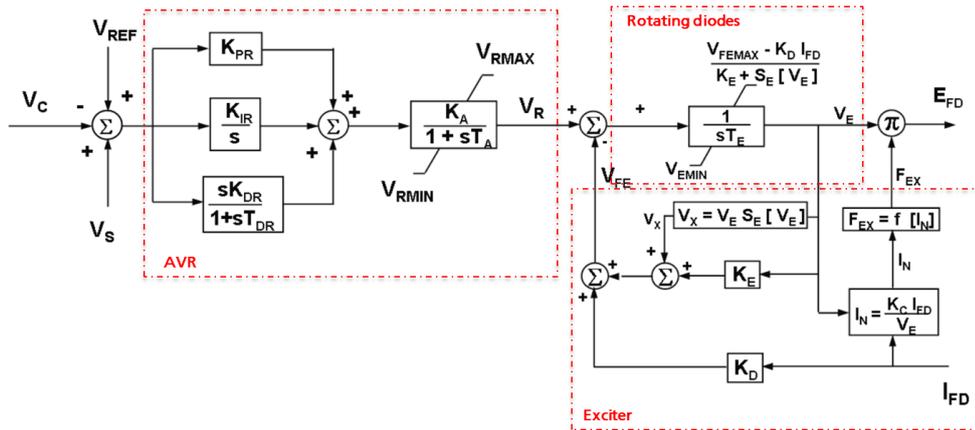


Abbildung 13: Modell eines Erregersystems für den Synchrongenerator mit Gleichrichtern vom Typ AC8B

3.2.2.3 Implementierung

Abbildung 14 zeigt die vorgeschlagene Implementierung eines Dieselgeneratormodells in DigSilent PowerFactory.

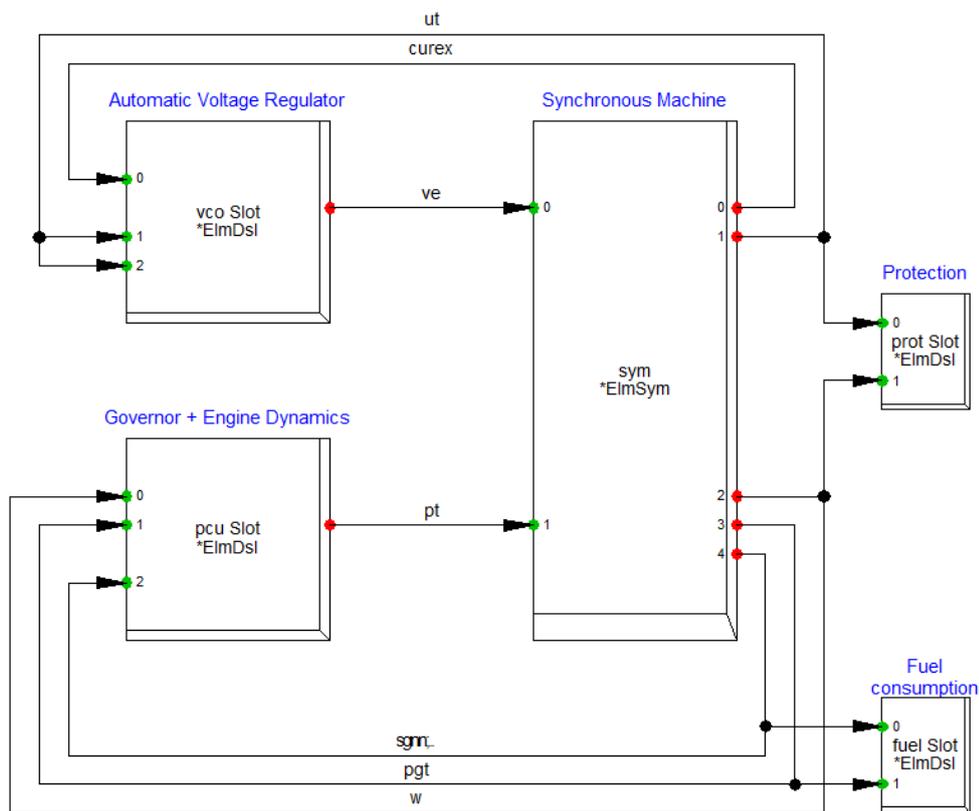


Abbildung 14: Dieselgenerator Frame in PowerFactory

Das "Fuel consumption" Modell in Abbildung 15 verwendet die Ausgangsleistung (Bezeichnung in der Abbildung: "p_{gt}") und berechnet den Energieverbrauch des Dieselgenerators. Anschließend wird dieser mit der Verbrauchsrate multipliziert.

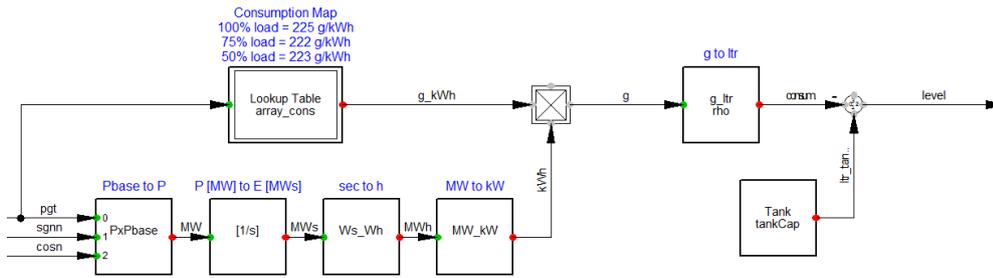


Abbildung 15: PowerFactory "Fuel consumption" Modell

Das gewünschte Verhalten des Reglers ist Frequenz und Spannung bei Belastung und im Inselnetzbetrieb konstant zu halten. Die Anordnung aus Abbildung 16 wird genutzt, um den Inselnetzbetrieb zu demonstrieren.

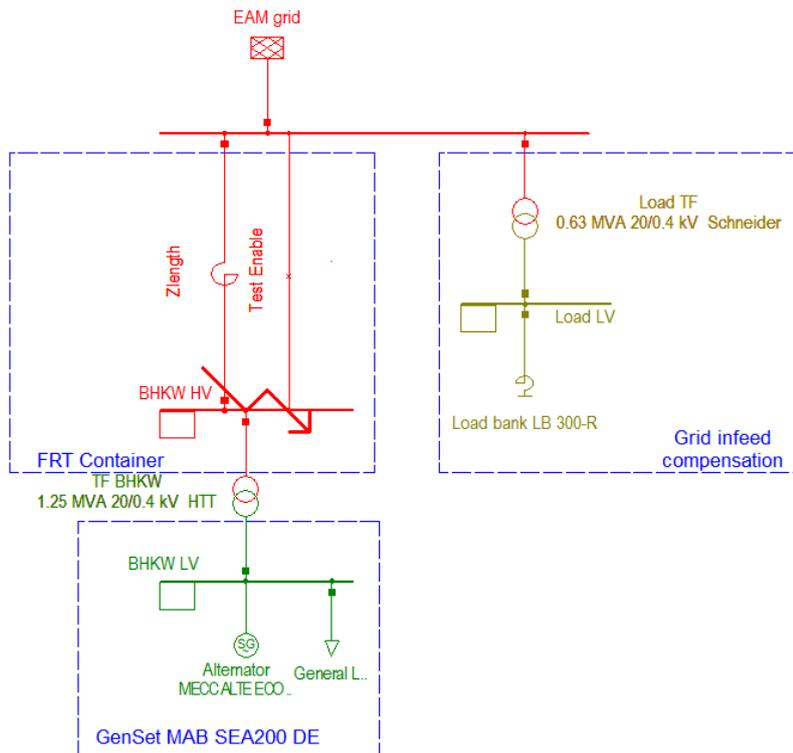


Abbildung 16: Testnetz für das Dieselgeneratormodell.

Abbildung 17 zeigt den Übergang in den Inselnetzbetrieb nach einem Kurzschluss.

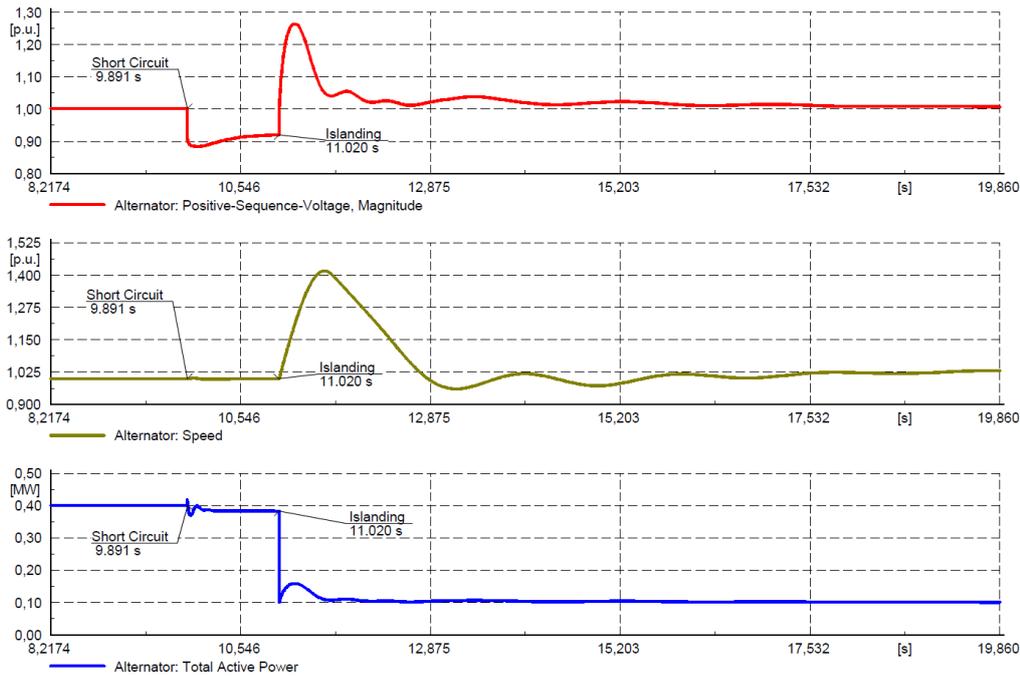


Abbildung 17: Spannung, Drehzahl und Wirkleistung beim Übergang vom Verbundnetz- zum Inselnetzbetrieb.

3.2.3 PV-Diesel-Hybridregler

Abbildung 18 zeigt eine schematische Ansicht des PV–Diesel-Hybridreglers. Seine Aufgabe besteht darin, einen optimalen Betriebspunkt der einzelnen Dieselgeneratoren sicherzustellen und problemlose Arbeitspunktübergänge bei Betrieb mehrerer Dieselgeneratoren zu ermöglichen.

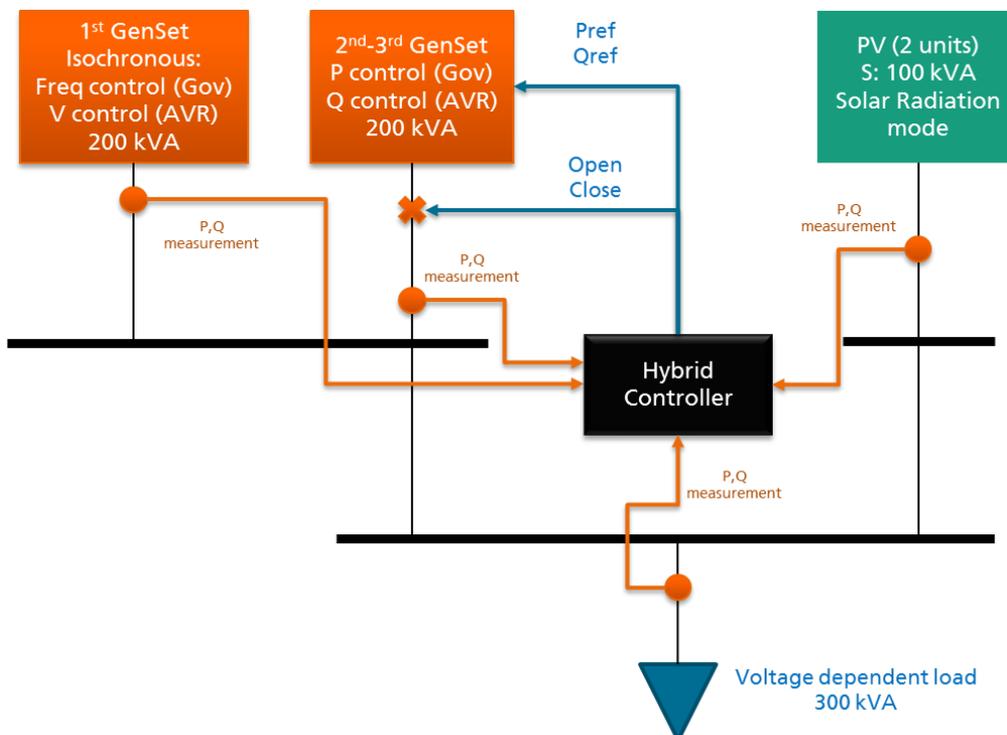


Abbildung 18: Schematische Ansicht des PV-Diesel-Hybridreglers.

Das generische Netz aus Abbildung 19 wird zur Demonstration dieser Funktionalitäten genutzt und das Ergebnis in Abbildung 20 gezeigt. Der Hybridregler regelt entsprechend Abbildung 21 alle Übergänge sanft mit maximalen Abweichungen von +/- 0.2% in Spannung- und Frequenzwerten aus.

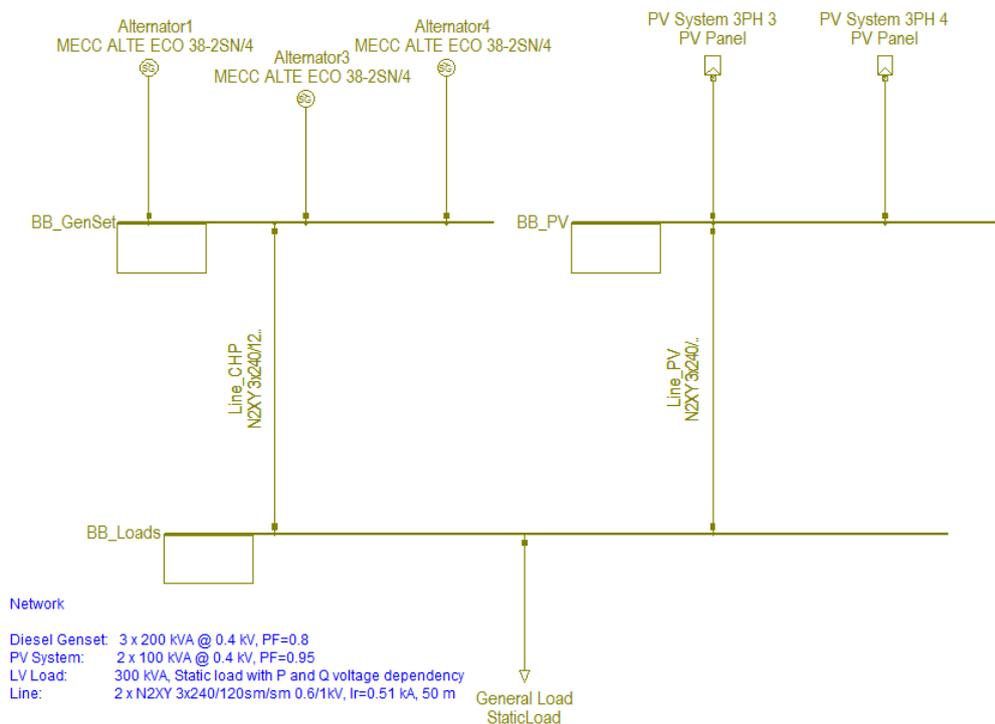


Abbildung 19: Generisches Testnetz für den PV-Diesel-Hybridregler

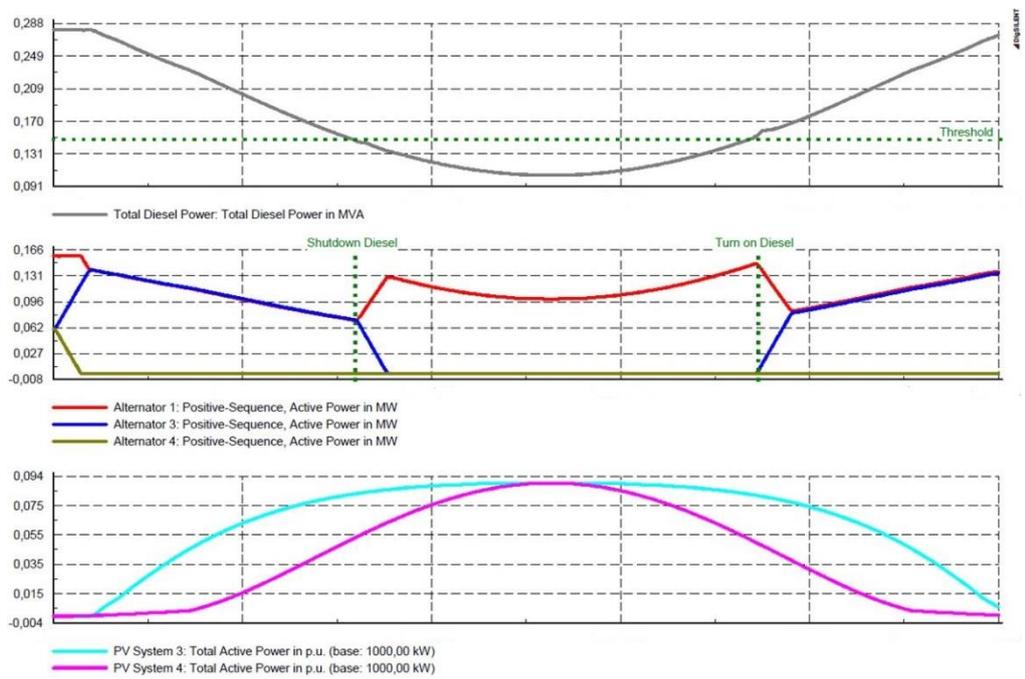


Abbildung 20: Zeitverlauf der Leistungseinspeisung aller Quellen für einen beispielhaften Tagesverlauf.

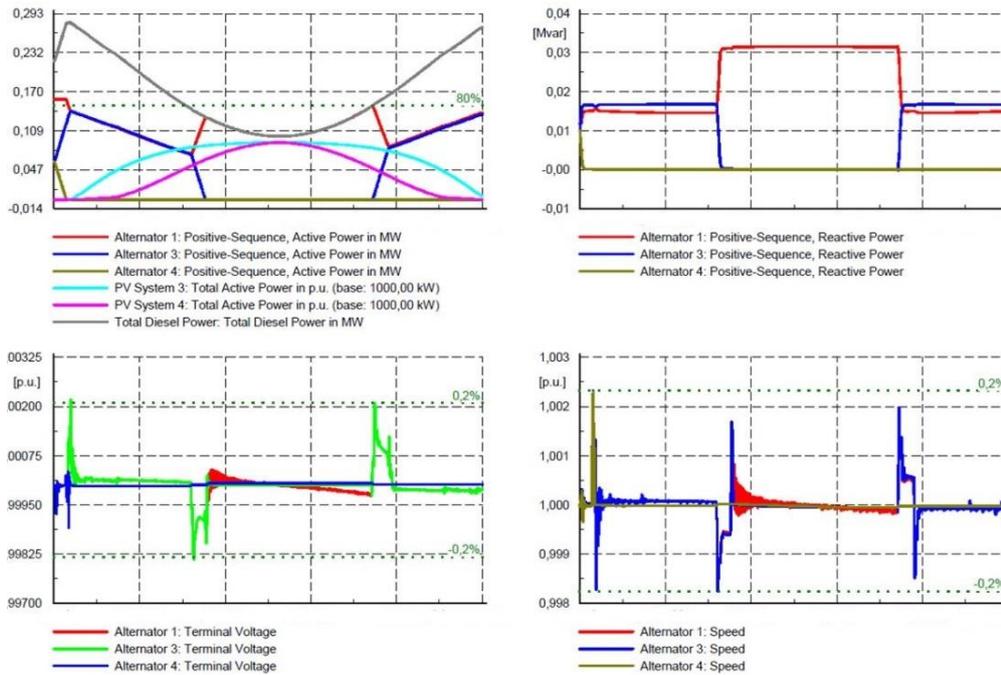


Abbildung 21 Zeitverläufe der Zu- und Abschaltung von Dieselgeneratoren .

3.3 Optimierte Systemarchitekturen, Schnittstellen und Betriebsstrategien

3.3.1 Energetische Systemsimulationen für optimierte Betriebsstrategien

Im Kapitel 3.2.1 wurden die Simulationsumgebung und die Modelle für eine energetische Simulation beschrieben. Ein wichtiger Teil von PV-Batterie-Diesel Systemen ist die Betriebsführung. In diesem Abschnitt werden unterschiedliche Betriebsführungen auf ihre Treibstoffeinsparpotentiale und Batterielebensdauer hin überprüft.

Im Rahmen des Projektes wurden nachfolgende unterschiedliche Betriebsführungen identifiziert:

	Systemkomponenten	Betriebsführung	Betriebsführung mit Optimierung
1	Diesel, PV	Fuel Save Controller	
2	Diesel, PV, Batterie	Batterie nur als „Spinning Reserve“	
3		Batterie netzbildend, nur zum Starten der Diesel	
4		Batterie mit „größerer“ Speicher-Kapazität	Laden und Entladen der Batterie abhängig von der PV Verfügbarkeit
5			Laden und Entladen auch durch Diesel - Lebensdauer der Batterie optimiert

6			Laden und Entladen auch durch Diesel – Diesel läuft immer im besten Wirkungsgrad
7			Laden und Entladen auch durch Diesel – Optimiert nach Kostenfunktion
8			Laden und Entladen auch durch Diesel – Optimiert nach Kostenfunktion und unter Berücksichtigung von Wetter- und Lastprognosen
9	Diesel, PV, verschiebbare Lasten	Fuel Save Controller und Lastmanagement	Treibstoffeinsparung wird optimiert
10			Treibstoffeinsparung wird optimiert – unter Berücksichtigung von Wetter- und Lastprognosen
11	Diesel, PV, verschiebbare Lasten, Batterie	Batterie mit „größerer“ Speicherkapazität und Lastmanagement	Optimierung des Gesamtsystems nach Kostenfunktion

Wissenschaftliche und technische Projektergebnisse

Tabelle 2: Verschiedene Betriebsführungsstrategien von PV-Batterie-Dieselsystemen.

Tabelle 2 zeigt die unterschiedlichen von uns identifizierten Betriebsführungen. Bisher wurden die Fälle 1, 2, 3, 4, 9 und 10 simuliert, 5 und 8 wurden bis jetzt nur ohne Diesel simuliert.

Abbildung 22 zeigt die Dieseldieseleinsparung bei einem System in Ägypten, einmal mit Fuel Saver und zweimal mit Batterien unterschiedlicher Größe (Fälle 1 und 2). Dabei können in diesem Fall die Batterien kein Netz bilden, das heißt ein Dieseldieseleinsparung muss immer laufen. Allerdings muss der Diesel (z. B. im Falle von Wolken) nicht immer die ganze Last übernehmen, sondern die sogenannte „Spinning Reserve“ kann von der Batterie bereitgestellt werden. Das bedeutet, sofern kurzfristig mehr Leistung benötigt wird, als der Diesel liefern kann (z. B. wenn eine Wolke die PV-Leistung absinken lässt), kann die Batterie solange Energie liefern, bis ein Diesel gestartet wurde. Allein dadurch kann schon ein enormer Anteil an Dieseldieseleinsparung eingespart werden.

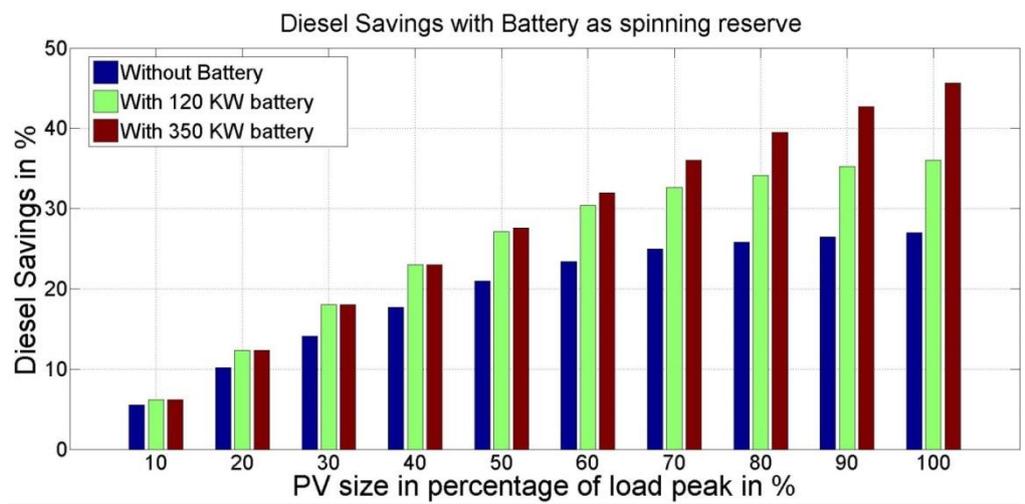


Abbildung 22: Treibstoffeinsparung in Abhängigkeit der installierten PV-Leistung sowie Batterieleistung

Wenn es in einem System Lasten gibt, die verschiebbar sind, wie z. B. zur Bewässerung oder Pumpsysteme mit Wasserspeicher oder Kühllhäuser, können diese Lasten so verschoben werden dass z.B. der Dieselgenerator durch die resultierende Gesamtlast in einem besseren Wirkungsgrad läuft oder mehr PV Energie verwendet werden kann. Dies führt ebenfalls zu Treibstoffeinsparungen. Beispielhaft haben wir die Betriebsführung 9 simuliert, die Ergebnisse sind in Tabelle 3 dargestellt. Die Ergebnisse zeigen, dass bei einer möglichen verschiebbaren Last von 30 % der Tageslast bis zu 13 % an Treibstoff eingespart werden kann (bezogen auf ein Lastprofil einer griechischen Insel). Und selbst bei sehr einfachen Prognosen wie z.B. Persistenz Prognosen (das Wetter heute wird ebenso wie das Wetter gestern) können immer noch 10 % Treibstoffeinsparung bei einer verschiebbaren Last von 30 % der Tageslast erzielt werden. Abbildung 23 zeigt, wie sich das mittlere Tageslastprofil bei einem Anteil von 30 % an verschiebbaren Lasten verändert. Klar zu sehen ist, dass sich die Lasten in Bereiche verschieben, an denen Tag ist und daher PV Energie zur Verfügung steht.

Anteil der verschiebbaren Lasten an der Tageslast		10%	20%	30%
Griechische Inseln	Kraftstoffeinsparung in [%] bei einer PV Anlagengröße die 55% der Spitzenlast beträgt (mit perfekter Prognose)	9,8	11,9	13,3
	Kraftstoffeinsparung in [%] bei einer PV Anlagengröße die 55% der Spitzenlast beträgt (mit einfacher Prognose)	5,8	7,9	9,8

Tabelle 3: Kraftstoffeinsparpotentiale in Abhängigkeit des Anteils verschiebbarer Tageslasten

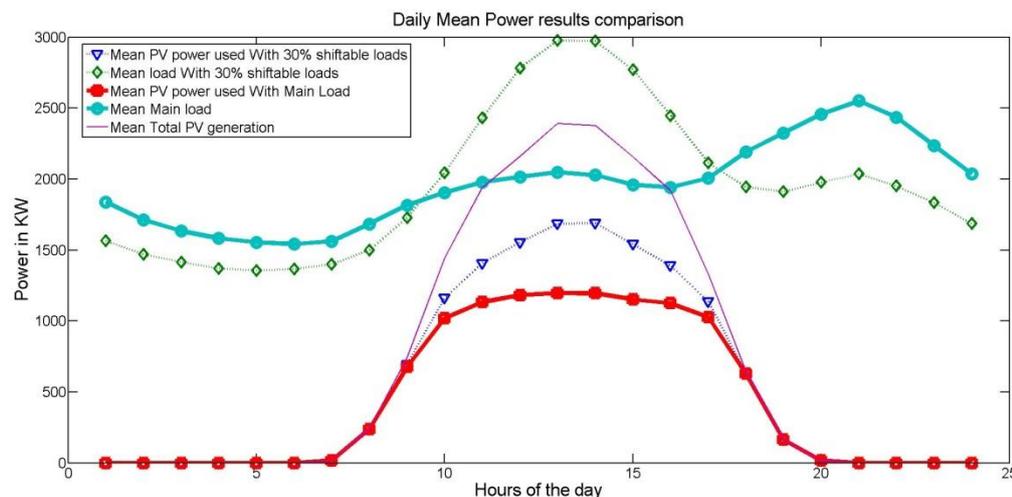


Abbildung 23: Verschiebung des Lastprofils

3.3.2 Zylinderabschaltung und Schubbetrieb

Allgemein besitzen Dieselgeneratoren einen unerwünschten Betriebszustand, der langfristig die Lebensdauer des Dieselmotors vermindert. Der sog. Niedriglastbereich (oftmals bei < 30 % der Nennleistung) des Dieselgenerators ist ein unerwünschter Arbeitsbereich, der sich unterhalb einer spezifischen Mindestlast des Dieselgenerators befindet. Ein längerer Betrieb in diesem Bereich führt zu einem erhöhten Verschleiß und einer Effizienzverminderung. Auf Dauer kann dieser Betrieb Beschädigungen oder

einen Komplettausfall des Dieselgenerators verursachen. Diese Unterforderung des Dieselgenerators kann z. B. durch einen zu hohen PV-Anteil in der Energieerzeugung hervorgerufen werden. Im Extremfall kann die PV-Leistung, die aufgenommene Leistung der Verbraucher übersteigen und somit ist der Dieselgenerator, durch die Inselnetztopologie, zu einer Kompensation der überschüssigen Energie gezwungen, indem er Strom aufnimmt. Die Betriebsführung und die Komponenten eines Dieselgenerators sind üblicherweise nicht für eine Stromaufnahme ausgelegt. Aus diesen Gründen führt eine Stromaufnahme des Dieselgenerators unweigerlich zu einer Gefährdung der Systemstabilität und im schlimmsten Fall zu einer Systembeschädigung oder einem Systemausfall.

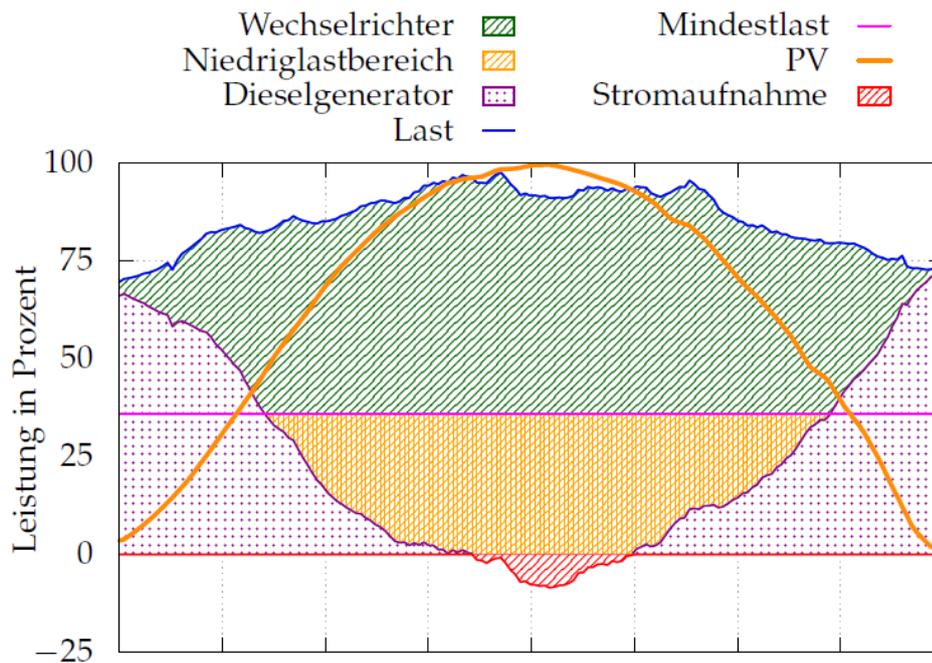


Abbildung 24 : Problematik des Teillastbetriebes von Dieselgeneratoren bei hohem PV Eintrag.

Die letzte Aufgabe in diesem Kontext war es, neben den Einsparpotentialen für unterschiedliche PV Anteile (und Batterien) auch Einsparpotentialen für modifizierte Dieselgeneratoren mit Zylinderabschaltung und Schubetrieb zu berechnen. Dafür wurden entsprechend Modelle für diese Funktionen erstellt.

Das Modell berechnet zuerst die thermischen Verluste, die bei der Verbrennung in den Zylindern entstehen, im Verhältnis zum Lastfaktor,

- aus der Verbrauchskennlinie eines Diesel- Generators,
- aus der Effizienz und
- aus der Kennlinie der mechanischen Verluste [11].

Dabei gibt die Verbrauchskurve den Verbrauch in Litern pro Stunde entsprechend des Lastfaktors an. Der Lastfaktor beschreibt die Leistungsabgabe im Verhältnis zur Nennleistung des Generators, und die Effizienz beschreibt die elektrische Leistung im Verhältnis zum momentanen Treibstoffverbrauch (Energiegehalt des Treibstoffes multipliziert mit dem Massefluss des Treibstoffes).

Meist sind die Dieselgeneratoren so ausgelegt, dass im Nennbetriebspunkt die Verbrennung optimal verläuft und damit die Effizienz maximal und die thermischen Verluste minimal sind. In den von uns berechneten Generatorbeispielen ist das nach der

Datenlage der Fall [12]. Nimmt man nun an, dass bei einem Betrieb des Diesels bei 50 % der Nennleistung, die Hälfte der Zylinder abgeschaltet werden können, dann laufen die verbleibenden Zylinder bei 100 % ihrer anteiligen Nennleistung und damit im Punkt höchster Effizienz. Dadurch kann man, im Vergleich dazu, wenn alle Zylinder bei verminderter Effizienz laufen, entsprechend Treibstoff einsparen.

Für die Zylinderabschaltung allgemein konnten unsere Berechnungen Einsparungen von nur ca. 1-3 % zeigen. Allerdings tritt hier ein Effekt auf, der im Zusammenhang mit PV-Diesel Kraftwerken ohne Batterie viel mehr ins Gewicht fällt. So werden Dieselmotoren allgemein nicht unter 30 % der Nennleistung betrieben, da in diesen niedrigen Teillastbereichen die Verbrennung unvollständig abläuft und reversible aber auch irreversible Schäden auftreten. Mit einer Zylinderabschaltung allerdings kann sogar im Leerlauf oder im tiefen Teillastbetrieb <30 % (Niedriglastbereich), bei entsprechender Abschaltung einzelner Zylinder, ein Betrieb des Dieselmotors für eine gewisse Zeit gewährleistet werden. Dies ist möglich, da die wenigen eingeschalteten Zylinder in einem Betriebspunkt mit effizienter Verbrennung arbeiten.

Im Leerlauf muss der Diesel-Generator nur noch die Leistung liefern, die zur Überwindung der mechanischen Reibungsverluste benötigt wird. Ist genügend PV-Leistung verfügbar, kann der Diesel-Generator in der Theorie auch im Schubbetrieb betrieben werden (das heißt angetrieben durch überschüssige PV-Leistung), so dass die Verbrennung komplett eingestellt wird. Dieser Betrieb wurde ebenfalls als Kennlinienmodell implementiert. So wurde aus dem Energiegehalt der Treibstoffmenge, die bei der Verbrennung im Leerlauf anfällt, die benötigte elektrische Leistung berechnet und die Verbrauchskennlinie interpoliert.

Abbildung 25 zeigt die Ergebnisse der Treibstoffeinsparung bei Zylinderabschaltung (Kurven bei 0 %-30 % Lastfaktor), sowie die Treibstoffeinsparung im Schubbetrieb.

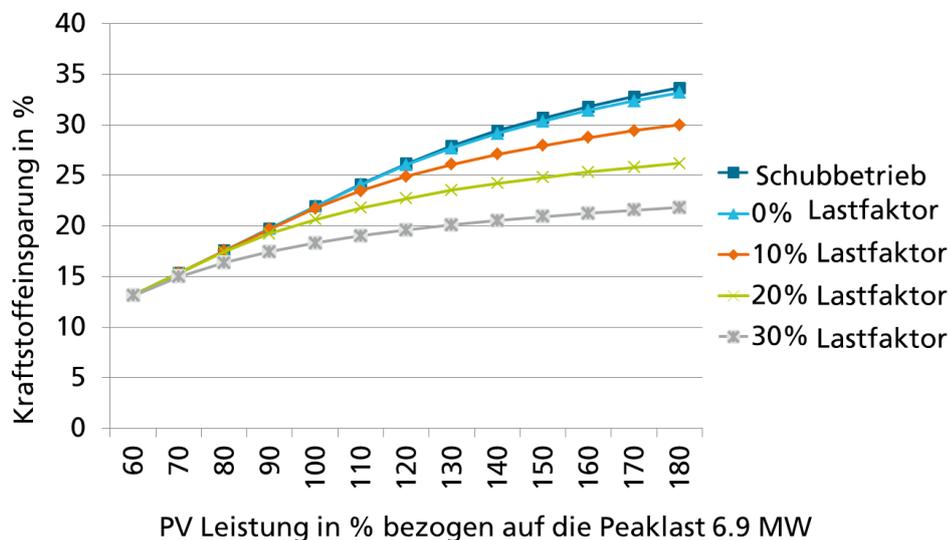


Abbildung 25 : Einsparpotentiale durch PV- Integration in Dieselnetze ohne Batterie, bei der Anwendung von Zylinderabschaltung und im Schubbetrieb.

Die Simulation bezieht sich auf eine Jahressimulation einer Mine in Südafrika mit einer Spitzenlast von 6,9 MW, sowie der Treibstoffeinsparung im Verhältnis zu einem reinen Dieselmotorbetrieb ohne PV. Im normalen PV-Dieselmotorbetrieb ist nur ein Lastfaktor von 30 % erlaubt. Mit Zylinderabschaltung kann, durch den möglichen Betrieb in niedrigeren Teillastbereichen, viel mehr PV-Leistung verwendet und dadurch mehr Treibstoff eingespart werden. Ein Modus des Dieselgenerators, der einen Schubbetrieb ermöglicht,

bringt darüber hinaus nur einen kleinen zusätzlichen Effekt zur Einsparung von Treibstoff.

3.4 Verfahren zur Charakterisierung von PV-Diesel-Batteriesystemen sowie Tests von Einzel-Komponenten und im Systemverbund

Ziel der Labortests im Vorhaben PV-Diesel ist die messtechnische Qualifizierung der einzelnen (neuentwickelten) Systembausteine sowie der Test des Verbundbetriebs als Erweiterung zum Stand der Technik sowohl im Inselbetrieb als auch für den Netzparallelbetrieb. Diese Testergebnisse können auch zur Validierung der im Vorhaben erstellten Simulationsmodelle und zur Entwicklung von Auslegungsmethoden & -tools Anwendung finden. Weiterhin liefern sie wertvolle Beiträge für potenzielle Re-Designs der Komponenten.

Im Rahmen des Vorhabens wurde ein besonderer Fokus auf die Charakterisierung von Dieselaggregaten und Batteriewechselrichtern im Kurzzeitbereich, sowie auf exemplarischen Funktionstests des Gesamtsystems gelegt. Im Folgenden werden dazu zunächst die entwickelten Testprozeduren beschrieben und an ausgewählten Stellen für ein beispielhaftes Dieselaggregat konkretisiert (Kapitel 3.4.1). Daran anschließend werden die Ergebnisse einer Verfahrensanwendung an wesentlichen Systemkomponenten dargelegt (Kapitel 3.4.2). Das Kapitel schließt mit Untersuchungen der Funktionalität des Gesamtsystems.

3.4.1 Entwicklung geeigneter Verfahren zur Charakterisierung von PV-Diesel-Batteriesystemen

3.4.1.1 Zentral gesteuerter Betrieb (Betrieb mit Hybridcontroller)

Die Tests dienen insbesondere der Identifizierung der maximalen induktiven und kapazitiven Blindleistungsbereitstellung im netzparallelen Betrieb, der Identifikation des Leistungsvermögens hinsichtlich Wirk- und Blindleistungsabgabe (Arbeitsbereich im PQ-Diagramm) sowie der Genauigkeit und Einstellzeit bei Betrieb mit Leistungsvorgaben durch eine zentrale Regeleinheit (z. B. PV-Diesel Hybridcontroller). Sie gliedern sich in zwei Unterkapitel, der Vermessung des Betriebsbereichs und der Genauigkeit und Einstellzeit von Leistungswerten. Dazu werden bestehende Test- und Berechnungsverfahren aus FGW TR3 aufgegriffen [13].

3.4.1.1.1 Vermessung des Betriebsbereichs (PQ-Diagramm)

Ziel

Identifikation des Leistungsvermögens der Erzeugungseinheit (EZE) hinsichtlich Wirk- und Blindleistung (Identifikation der Arbeitsbereiche im PQ-Diagramm) im netzgekoppelten Betrieb.

Prüfbedingungen:

An der zu vermessenden Erzeugungseinheit wird der Betriebsmodus eingestellt, mit dem die maximale Blindleistung über den gesamten Leistungsbereich abgegeben werden kann. Die Schnittstelle der EZE-Steuerung wird zur Vorgabe von Sollwerten der Wirkleistung und des Leistungsfaktors genutzt. In der Ausgangssituation des Tests arbeitet die Erzeugungseinheit netzparallel (CSI-Modus) im stationären Betrieb mit Nennausgangsleistung und ist auf die Netzspannung und -frequenz synchronisiert. Der Generator- und der Netzkuppelschalter sind geschlossen (siehe Abbildung 26).

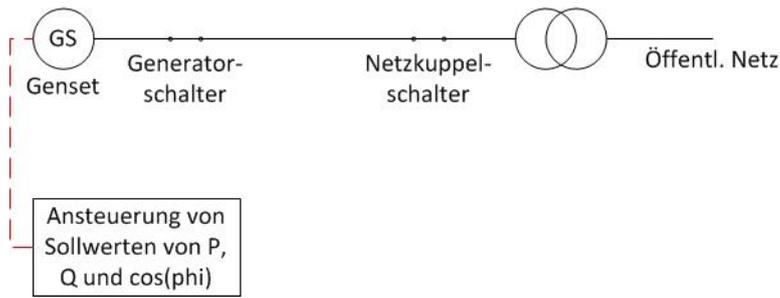


Abbildung 26: Schematische Darstellung der Ausgangssituation bei der Vermessung des Betriebsbereichs

Messpunkte:

Während des Tests werden Strom und Spannung an den Ausgangsklemmen der Erzeugungseinheit dreiphasig gemessen. Die Abtastrate der Messung sollte mindestens 10kHz betragen. Zusätzlich wird der Signalpegel am Sollwerteingang der EZE-Steuerung erfasst.



Abbildung 27: Messpunkte am Leistungsausgang des Aggregats und des Sollwertpegels an der Steuerung (Darstellung zeigt Messung bei Spannungssignal, bei Stromsignal Messung des Stroms)

Betriebspunkte:

Ausgehend von den beschriebenen Prüfbedingungen werden die Arbeitspunkte aus Tabelle 4 nacheinander angefahren und jeder einzelne Arbeitspunkt für mindestens fünf Minuten vermessen. Wenn einzelne der angegebenen Arbeitspunkte nicht im Betriebsbereich der Erzeugungseinheit vorgesehen sind (z. B. auf Basis von Herstellerangaben, Datenblatt, PQ-Diagramm) werden diese durch den nächstmöglichen Betriebspunkt im PQ-Diagramm ersetzt oder ausgelassen. Falls der Betriebsbereich auch Leistungen unter 50 % der Nennleistung zulässt, sind diese ebenfalls zu vermessen. Ist bei den Betriebspunkten 1-6 kein Betriebspunkt mit einem $\cos(\varphi)=1$ möglich wird der größtmögliche $\cos(\varphi)$ induktiven (untererregten) Bereich gewählt.

Tabelle 4: Anzusteuernde Betriebspunkte bei Vermessung Betriebsbereichs

Betriebspunkt	P/S_{max}	Q	Betriebspunkt	P/P_{max}	Q
1	0,5	0	10	0,7	Q_{max} kap.
2	0,6	0	11	0,6	Q_{max} kap.
3	0,7	0	12	0,5	Q_{max} kap.
4	0,8	0	13	0,5	Q_{max} ind.
5	0,9	0	14	0,6	Q_{max} ind.
6	1,0	0	15	0,7	Q_{max} ind.
7	1,0	Q_{max} kap.	16	0,8	Q_{max} ind.
8	0,9	Q_{max} kap.	17	0,9	Q_{max} ind.
9	0,8	Q_{max} kap.	18	1,0	Q_{max} ind.

Auswertung:

Aus den gemessenen Strom- und Spannungsverläufen wird die Wirk- und Blindleistung an den Ausgangsklemmen im Mitsystem berechnet und für den stationären Betrieb der einzelnen Betriebspunkte werden jeweils 1-Minuten-Mittelwerte gebildet. Die Ergebnisse werden im PQ-Diagramm eingetragen und mit den Mittelwerten der Sollwertpegel im entsprechenden Zeitraum verglichen.

Beispiel Dieselgenerator: Typ MAB SEA200DE:

Berechnung der Betriebspunkte:

Maximale Dauerbelastung des Motors: 183kW [14]

Minimale Last des Motors: 50% [14] → 92kW

Nennleistung des Generators: 220 kVA

➔ Arbeitsbegrenzungen:

- $P_{min}(p.u.)=92/220=0,42$
- $P_{max}(p.u.)=183/220=0,83$
- $Q_{max}(kap)=0,2 p.u.=44kVar$
(Quelle: MeccAlte Eco 38 PQ-Diagramm)
- $Q_{max}(ind)=\sqrt{S_{gen,max}^2 - P^2}$, wenn $P(p.u.)>0,8p.u.$ [15].

➔ Vorgegebene Grenzen durch Spannungsregler:

- $0,6 < \cos(\varphi) < 1,0$

Abbildung 28 zeigt beispielhaft das PQ-Diagramm des Synchrongenerators Eco38 des Herstellers MeccAlte mit den sich ergebenden Betriebsgrenzen bei Nutzung zusammen mit einem Deutz 180 kVA Motor (Modelle wie im IEE Laborzentrum SysTec).

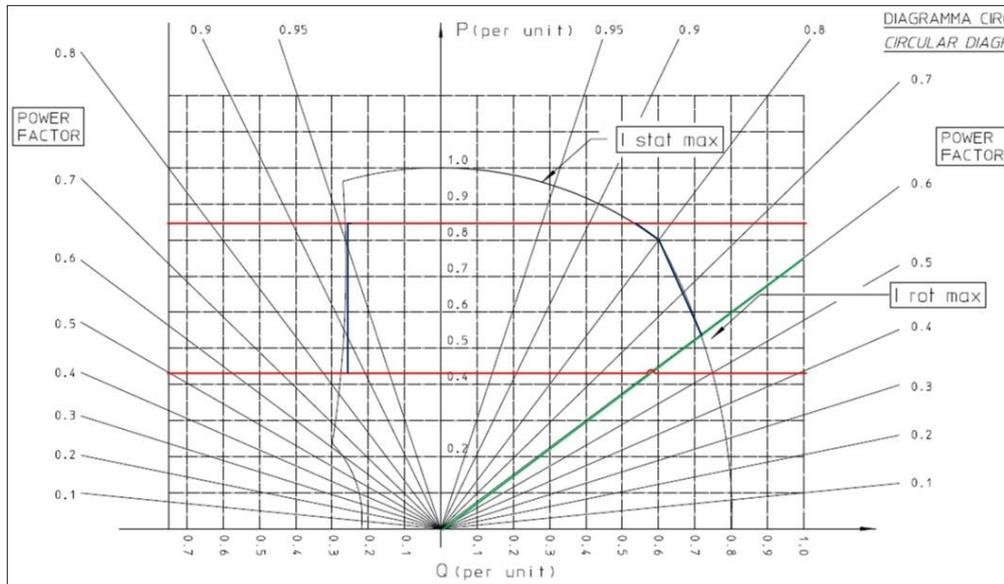


Abbildung 28: PQ Diagramm incl. motorischer und systemischer Betriebsgrenzen

Besonderheiten bei Batteriewechselrichtern:

Ergänzend zu den in Tabelle 4 aufgezählten Arbeitspunkten sind bei Batteriewechselrichtern weitere Messungen im Teillastbereich und im Ladebetrieb durchzuführen. Tabelle 5 stellt die zu vermessenden Arbeitspunkte im Entladebetrieb exemplarisch dar.

Tabelle 5: Anzusteuernde Betriebspunkte bei der Vermessung des Betriebsbereichs von Batteriewechselrichtern im Entladebetrieb

Betriebspunkt	P/S_{max}	Q	Betriebspunkt	P/P_{max}	Q
1	0,1	0	17	0,4	Q_{max} kap.
2	0,2	0	18	0,3	Q_{max} kap.
3	0,3	0	19	0,2	Q_{max} kap.
4	0,4	0	20	0,1	Q_{max} kap.
5	0,5	0	21	0	Q_{max} kap.
6	0,6	0	22	1,0	Q_{max} ind.
7	0,7	0	23	0,9	Q_{max} ind.
8	0,8	0	24	0,8	Q_{max} ind.
9	0,9	0	25	0,7	Q_{max} ind.
10	1,0	0	26	0,6	Q_{max} ind.
11	1,0	Q_{max} kap.	27	0,5	Q_{max} ind.
12	0,9	Q_{max} kap.	28	0,4	Q_{max} ind.
13	0,8	Q_{max} kap.	29	0,3	Q_{max} ind.
14	0,7	Q_{max} kap.	30	0,2	Q_{max} ind.
15	0,6	Q_{max} kap.	31	0,1	Q_{max} ind.
16	0,5	Q_{max} kap.	32	0	Q_{max} ind.

3.4.1.1.2 Genauigkeit und Einstellzeit von Leistungswerten

Die Prüfung der Genauigkeit und Einstellzeit von Leistungswerten besteht aus zwei Teilprüfungen, die sich in der Anzahl und der Differenz der Sollwertvorgaben unterscheiden. Teilprüfung 1 fokussiert dabei auf die Einstellgenauigkeit im gesamten Betriebsbereich bei kleinen Änderungen der Sollwertvorgaben, während in Teilprüfung 2 im Wesentlichen die Einstellzeit bei hohen großen Änderungen untersucht wird. Für Teilprüfung 1 können dabei die Messergebnisse aus Kapitel 3.4.1.1.1 genutzt, so dass lediglich für Teilprüfung 2 weitere Messungen durchgeführt werden müssen.

3.4.1.1.2.1 Teilprüfung 1

Ziel:

Prüfung wie schnell (Einschwingzeit) und wie genau (Einstellgenauigkeit) die Anlage kleinen Änderungen der Sollwertvorgaben für Wirk- und Blindleistung folgen kann.

Prüfbedingungen, Messpunkte und Betriebspunkte:

Siehe Kapitel 3.4.1.1.1

Auswertung:

Zur Berechnung der Einstellgenauigkeit wird eine tabellarische Gegenüberstellung der gemessenen Ausgangsleistungen (1-Min-Mittelwerte) im Vergleich zu den jeweiligen Sollwerten durchgeführt und der Mittelwert der Sollwertabweichung in der letzten Minute jedes Betriebspunkts berechnet.

3.4.1.1.2.2 Teilprüfung 2

Ziel:

Prüfung, wie schnell (Einschwingzeit) die Erzeugungseinheit großen Änderungen der Sollwertvorgaben für Wirk- und Blindleistung folgen kann.

Prüfbedingungen und Messpunkte:

Siehe Kapitel 3.4.1.1.1

Betriebspunkte:

Ausgehend von den beschriebenen Bedingungen wird ein Sprung der Sollwirkleistung von maximaler Wirkleistung ($P=P_n$) auf $P=0,5 P_n$ (alternativ minimal mögliche Wirkleistung wenn diese größer ist als $0,5 P_n$) vorgegeben. Der sich ergebende Arbeitspunkt wird für mindestens zwei Minuten mit einer Abtastrate von mindestens 10 kHz gemessen. Im nächsten Schritt wird das Systemverhalten bei großen Änderungen der Blindleistungsvorgabe untersucht. Dazu wird ausgehend von $P=0,5 P_n$ und $\cos(\varphi)=1$ ein Sprung auf maximale induktive und anschließend auf maximale kapazitive Blindleistung umgesetzt (siehe Tabelle 6). Die jeweiligen Arbeitspunkte werden ebenfalls jeweils für eine Dauer von mindestens 2 Minuten mit einer Abtastrate von mindestens 10 kHz gemessen. Es bestehen keine gesonderten Anforderungen an Batteriewechselrichter.

Tabelle 6: Einstellende Betriebspunkte bei Vermessung der Einstellzeit von Leistungswerten

Betriebspunkt	P/S_{max}	Q/S_{max}
1	1,0	0
2	0,5	0
3	0,5	0,55 ind.
4	0,5	0,2 kap.

Auswertung:

Zur Identifikation der Einstellzeit werden zunächst 200-ms-Mittelwerte der Wirk- und Blindleistung berechnet und der Zeitverlauf der Soll- und Istwerte dargestellt. Aus den Mittelwerten wird die Ein- und Ausschwingzeit bzgl. eines +/-5% Toleranzbandes um die Sollwerte der Wirk- und Blindleistung berechnet.

3.4.1.2 Lokal geregelter Betrieb

Die Tests in diesem Kapitel dienen insbesondere der Untersuchung der statischen und dynamischen Frequenz- und Spannungsstabilität im lokal geregelten Betrieb. Dazu wird das Systemverhalten auf dynamische Wechsel der Belastung und damit einhergehende Änderungen der Systemspannung und -frequenz untersucht. Die Tests werden in einen Teil mit symmetrischen und einen Teil mit unsymmetrischen Änderungen der Belastung unterteilt. Die Auswertung der Messungen orientiert sich an ISO 8528 [16].

3.4.1.2.1 Frequenz- und Spannungsstabilität bei symmetrischen Belastungsänderungen

Ziel:

Untersuchung der statischen und dynamischen Frequenz- und Spannungsstabilität durch Prüfung wie schnell und wie genau Sollwertabweichungen durch dynamische Änderungen der Belastung ausgeglichen werden. Identifikation des Verhaltens von Drehzahl- und Spannungsregelung.

Prüfbedingungen:

Am Prüfling wird der Betriebsmodus eingestellt, in dem im Rahmen der Schutzeinstellungen die maximale Blindleistung über den gesamten Leistungsbereich abgegeben werden kann. In der Ausgangssituation des Tests arbeitet der Prüfling netzbildend im Inselbetrieb (VSI-Modus) mit mittlerer Belastung ($P=P_M$; $\cos(\varphi)=0,95$). Dabei ist P_M der Mittelwert zwischen maximal und minimal möglicher Dauerwirkleistungsabgabe des gesamten Prüflings und Q_M die sich ergebende induktive Belastung, so dass sich ein $\cos(\varphi)$ von 0,95 an der RLC-Last einstellt. Während des gesamten Tests sind alle Belastungen symmetrisch auf die Phasen des Prüflings zu verteilen. Der Generatorschalter ist geschlossen, der Netzkuppelschalter ist geöffnet. Im Vergleich zu den Tests aus Kapitel 3.4.1.1 findet hier keine Vorgabe von Sollwerten am

Systemregler statt. Der Sollarbeitspunkt der Erzeugungseinheit wird durch Steuerung der Belastung an programmierbaren RLC-Lasten vorgegeben.

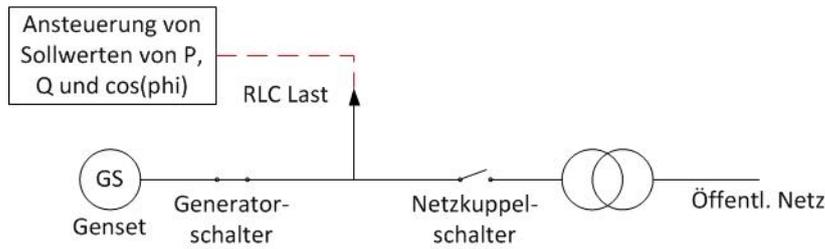


Abbildung 29: Schematische Darstellung der Ausgangssituation bei der Vermessung der Frequenz- und Spannungsstabilität

Messpunkte:

Während des Tests werden Strom und Spannung am Ausgang des Prüflings und der RLC-Lasten dreiphasig gemessen (siehe Abbildung 30). Die Abtastrate der Messung sollte mindestens 10 kHz betragen. Im Falle von Diesellaggregaten sollte zusätzlich der Signalpegel am Drehzahlregler der Aggregatsteuerung erfasst werden.



Abbildung 30: Messpunkte am Leistungsausgang des Diesellaggregats und der RLC-Lasten

Betriebspunkte:

Ausgehend von P_M und Q_M wird das Antwortverhalten bei verschiedenen Variationen der komplexen Belastung getestet (siehe Tabelle 7). Dazu wird die Belastung in Intervallen von jeweils fünf Minuten in einen neuen Betriebspunkt geschaltet. Der zweite Betriebspunkt entspricht Betriebspunkt 1 nach Zuschaltung einer ohmsch-induktiven Last. Dazu wird die Wirkleistung um 20 % der maximalen Wirkleistung des Prüflings erhöht und die Impedanz so angepasst, dass sich ein $\cos(\varphi)$ von 0,9 ergibt. Der induktive Anteil der sich ergebenden Gesamtlast wird mit Q_H bezeichnet. Für Betriebspunkt 3 wird der Anteil der Wirkbelastung sprunghaft auf P_M reduziert, Q bleibt unverändert zu Betriebspunkt 2 bei Q_H . Im nächsten Betriebspunkt wird die Zuschaltung der ohmsch-induktiven Belastung aus dem Übergang zu Betriebspunkt 2 abgeschaltet. Entsprechend ergibt sich eine um 20 % der maximalen Wirkleistung reduzierte Belastung von P_M und eine induktive Belastung von Q_M . Betriebspunkt 5 ist identisch zur Ausgangssituation mit P_M und Q_M . Schließlich wird nun für Betriebspunkt 6 ein Sprung der komplexen Belastung des Prüflings untersucht. Dafür wird die Belastung derart eingestellt, dass sich eine Wirkbelastung von P_M bei einer induktiven Belastung von $Q_M/2$ ergibt. Im letzten Schritt wird wieder zurück in die Ausgangssituation geschaltet.

Die Betriebspunkte wurden derart gewählt, dass sie in typischen Auslegungen von Diesel-Aggregaten und Batteriewechselrichtern verwendet werden können. Sind einzelne dieser Punkte am zu testenden Prüfling nicht vorgesehen, sind die nächstmöglichen Punkte im Betriebsdiagramm zu wählen.

Tabelle 7: Einstellende Betriebspunkte bei der Stabilitätsuntersuchung mit symmetrischer Belastung

Betriebspunkt	P	Cos(φ)	Q
1	P_M	0,95 ind.	Q_M
2	$P_M + 0,2 * P_{max}$	0,9 ind.	Q_H
3	P_M	Entsprechend P und Q	Q_H
4	$P_M - 0,2 * P_{max}$	Entsprechend P und Q	Q_M
5	P_M	0,95 ind.	Q_M
6	P_M	Entsprechend P und Q	$Q_M/2$
7	P_M	0,95 ind..	Q_M

Wissenschaftliche und technische
Projektergebnisse

Auswertung:

Für alle Betriebspunkte werden die 200-ms-Mittelwerte der Frequenz, der Spannung und der Wirk- und Blindleistung an den Messpunkten berechnet. Die maximalen transienten Frequenz- und Spannungsabweichungen zum Sollwert sowie die Frequenz- und Spannungsausregelzeit (in ein Toleranzband von +/-4% des jeweiligen Sollwerts) werden für alle Betriebspunktübergänge berechnet.

Beispiel MAB SEA200DE:

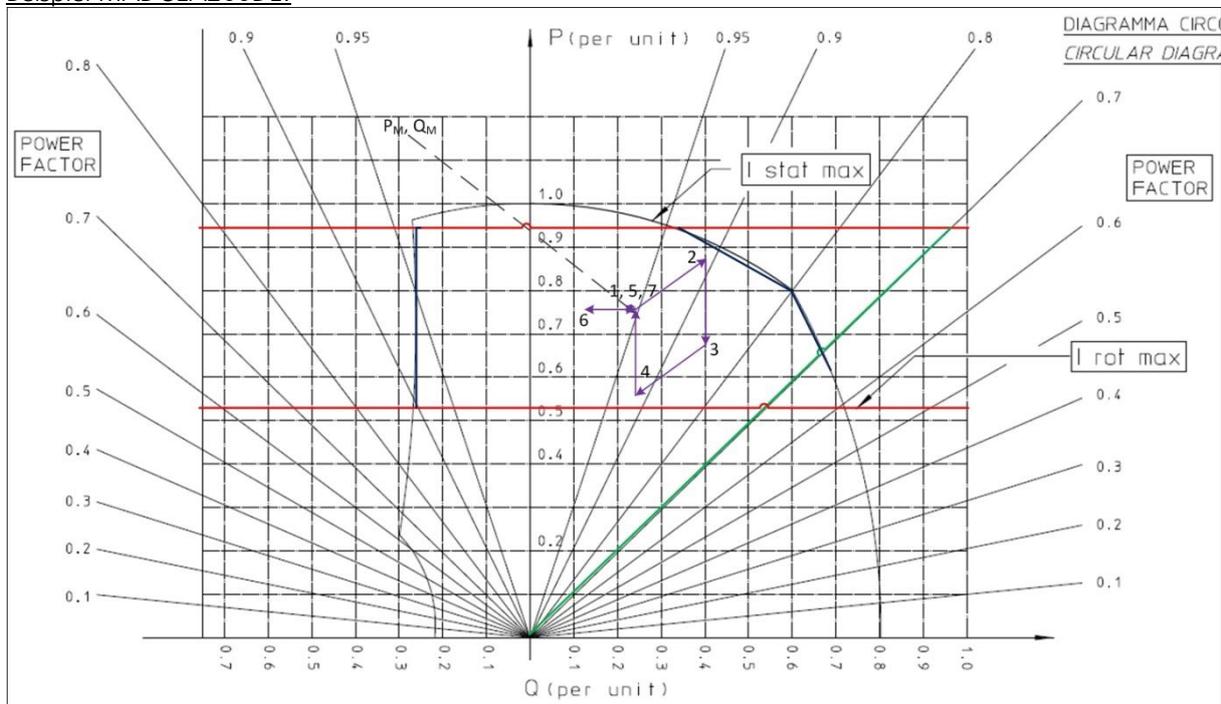


Abbildung 31: PQ Diagramm mit Belastungsgrenzen und Betriebspunkten für Stabilitätsuntersuchungen mit symmetrischen Belastungen

3.4.1.2.2 Frequenz- und Spannungsstabilität bei unsymmetrischen Belastungsänderungen

Ziel, Prüfbedingungen und Messpunkte:

Siehe Kapitel 3.4.1.2.1

Anmerkung: Im Vergleich zu den Prüfbedingungen aus Kapitel 3.4.1.2.1 sind in diesem Kapitel bewusst unsymmetrische Belastungen anzusteuern, um die Schiefastfähigkeit des Prüflings zu untersuchen.

Betriebspunkte:

Als Ausgangspunkt der Stabilitätsuntersuchung bei unsymmetrischen Belastungen wird analog zu Kapitel 3.4.1.2.1 der stationäre Inselbetrieb bei P_M und Q_M gewählt. Ausgehend von diesen Startbedingungen werden einphasige Sprünge der Wirkbelastung umgesetzt, während des Tests bleibt die Belastung auf den anderen beiden Phasen und die induktive Belastung auf allen Phasen identisch zur Ausgangssituation. Die Auswahl der Phase, auf der die Lastsprünge umgesetzt werden, ist dem Prüfer überlassen. Jeder der Betriebspunkte ist für fünf Minuten zu halten. Im Übergang zu Betriebspunkt 2 wird die ohmsche Belastung der gewählten Phase um 20 % vom Ausgangswert auf $0,8 P_M$ verringert. Für Betriebspunkt 3 und Betriebspunkt 4 wird die ohmsche Belastung der entsprechenden Phase jeweils um 20 % von P_M erhöht. Betriebspunkt 5 entspricht schließlich wieder der Ausgangssituation. Tabelle 8 zeigt die einzelnen Betriebspunkte dieses Kapitels beispielhaft bei Wahl von Phase L1.

Anmerkung: Die Tests aus diesem Kapitel können unmittelbar im Anschluss an Betriebspunkt 7 aus Kapitel 3.4.1.2.1 durchgeführt werden. Die Haltephase von Betriebspunkt 1 kann in diesem Fall verkürzt werden.

Tabelle 8: Einstellende Betriebspunkte für Stabilitätsuntersuchungen mit unsymmetrischer Belastung

Betriebspunkt	P – L1	P – L2; P – L3	Q – L1; Q – L2; Q – L3
1	P_M	P_M	Q_M
2	$0,8 P_M$	P_M	Q_M
3	P_M	P_M	Q_M
4	$1,2 P_M$	P_M	Q_M
5	P_M	P_M	Q_M

Auswertung:

Für alle Betriebspunkte werden die 200-ms-Mittelwerte der Frequenz, der Spannung und der Wirk- und Blindleistung an den Messpunkten berechnet. Die maximalen transienten Frequenz- und Spannungsabweichungen zum Sollwert sowie die Frequenz- und Spannungsausregelzeit (in ein Toleranzband von ± 4 % des jeweiligen Sollwerts) werden für alle Betriebspunktübergänge berechnet. Die Auswertung erfolgt dabei für jede Phase getrennt.

3.4.1.3 Dynamischer Inselnetzbetrieb

Im Rahmen dieser Tests wird der dynamische Übergang zwischen Inselbetrieb und netzparallelem Betrieb sowie das Schwarzstartverhalten des Prüflings getestet. Dabei stehen insbesondere die Spannungs- und Frequenzregelung im Fokus. Es werden drei Testszenarien definiert:

- Szenario 1: Lastübernahme und Umschaltung auf Inselbetrieb
- Szenario 2: Schwarzstart und Versorgung der Lasten im Inselbetrieb
- Szenario 3: Übergang in den netzparallelen Betrieb nach NetzWiederkehr

3.4.1.3.1 Szenario 1 – Lastübernahme und Umschaltung auf Inselbetrieb

Ziel:

Untersuchung des Systemverhaltens bei Umschaltung auf Inselbetrieb und Auswirkungen auf Spannung und Frequenz

Prüfbedingungen:

In der Ausgangssituation von Szenario 1 befindet sich der Prüfling im Bereitschaftsmodus (z. B. Notstrommodus) und stellt keine Leistung an den Ausgangsklemmen zur Verfügung. Der Netzkuppschalter ist geschlossen, der Generatorschalter ist, je nach Einstellmöglichkeiten an der Steuerung, ebenfalls geschlossen. Die RLC-Lasten nehmen analog zu den Prüfbedingungen aus Kapitel 3.4.1.2.1 eine ohmsche Leistung von P_M und eine induktive Blindleistung von Q_M auf. Abbildung 32 stellt die Ausgangssituation von Szenario 1 schematisch dar.

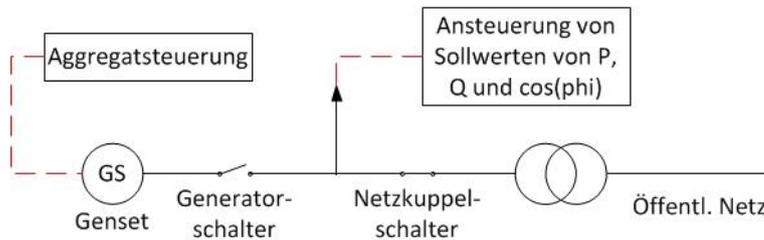


Abbildung 32: Ausgangssituation von Szenario 1 des dynamischen Inselnetzbetriebs

Messpunkte:

Während des Tests werden Strom und Spannung am Ausgang des Prüflings und der RLC-Lasten dreiphasig gemessen (siehe Abbildung 30). Die Abtastrate der Messung soll mindestens 10 kHz betragen. Zusätzlich werden Signalpegel der EZE-Steuerung am Generatorschalter, am Netzkuppschalter und an der Frequenzregelung erfasst.

Betriebspunkte:

Die unter Prüfbedingung beschriebene Ausgangssituation wird im stationären Betrieb für mindestens zwei Minuten vermessen. Danach wird an einer steuerbaren Schalteinrichtung zwischen Netzkuppschalter und Netzanschlusspunkt die Netzanbindung getrennt, so dass der Prüfling den Übergang in den Inselbetrieb vornimmt. Nach Öffnung der Schalteinrichtung wird der Betrieb für mindestens fünf weitere Minuten erfasst.

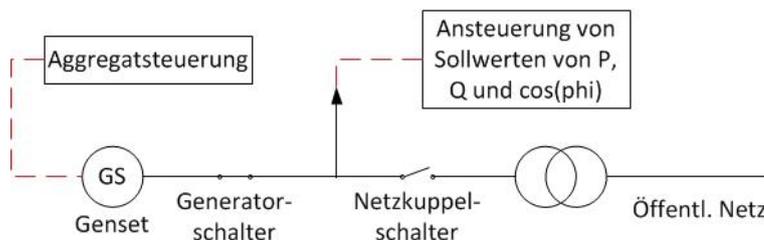


Abbildung 33: Szenario 1 nach Öffnung des Netzkuppschalters

Auswertung:

Für alle Betriebspunkte werden die 200-ms-Mittelwerte der Frequenz, der Spannung und der Wirk- und Blindleistung an den Messpunkten berechnet. Die maximalen transienten Frequenz- und Spannungsabweichungen zum Sollwert werden jeweils für einen Zeitraum von 10 s vor und nach Schalten des Prüflings und des Netzkuppschalters berechnet und die entsprechenden Zeitverläufe grafisch dargestellt.

3.4.1.3.2 Szenario 2 - Schwarzstart und Versorgung der Lasten im Inselbetrieb

Ziel:

Untersuchung der Schwarzstartfähigkeit des Prüflings und des folgenden Inselbetriebs

Prüfbedingungen:

Ausgangspunkt von Szenario 2 ist die Situation nach einem Totalausfall des übergeordneten Versorgungsnetzes. Dies wird durch Öffnung einer vorgelagerten steuerbaren Schalteinrichtung nachgebildet. Der Prüfling ist zum Start des Tests ausgeschaltet und die Steuerung wird über eine externe Hilfseinrichtung (z. B. Batteriesystem) versorgt. Der Generatorschalter des Prüflings ist geöffnet, der Netzkuppschalter ist geschlossen. Die RLC-Lasten sind in Bereitschaft und nehmen keine Leistung auf. Abbildung 34 stellt die beschriebene Ausgangssituation schematisch dar.

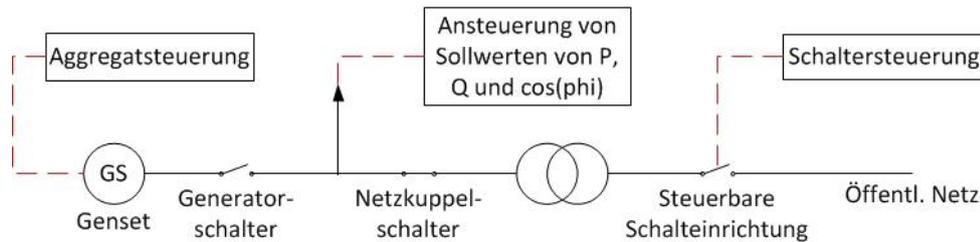


Abbildung 34: Ausgangssituation von Szenario 2 des dynamischen Inselbetriebs

Messpunkte:

Siehe Kapitel 3.4.1.3.1

Betriebspunkte:

Ausgehend von der unter Prüfbedingung beschriebenen Situation wird an der Steuerung des Prüflings der Betriebsmodus eingestellt, indem der Prüfling einen Schwarzstart durchführt. Nach Erreichen des Leerlaufbetriebs und Schließen des Generatorschalters wird eine Minute gewartet und anschließend der Prüfling über die RLC-Lasten mit P_M und Q_M belastet.

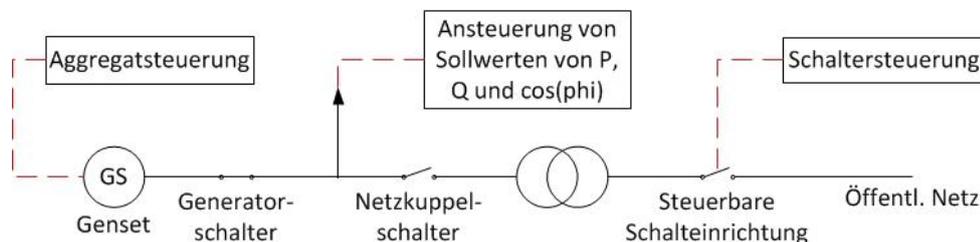


Abbildung 35: Szenario 2 nach Schwarzstart durch das Aggregat

Auswertung:

Für alle Betriebspunkte werden die 200-ms-Mittelwerte der Frequenz, der Spannung und der Wirk- und Blindleistung an den Messpunkten berechnet. Die maximalen transienten Frequenz- und Spannungsabweichungen zum Sollwert werden jeweils für einen Zeitraum von 30 s vor und nach Schalten des Geräteschalters und der Belastung durch die RLC-Lasten berechnet und die entsprechenden Zeitverläufe grafisch dargestellt.

3.4.1.3.3 Szenario 3 - Übergang in den netzparallelen Betrieb nach Netzwiederkehr

Ziel:

Untersuchung des Anlagenverhaltens bei Übergang vom Insel- in den Netzparallelbetrieb bei Netzwiederkehr und Auswirkung auf Spannung und Frequenz.

Prüfbedingungen:

Ausgangspunkt von Szenario 3 ist der Inselbetrieb (zum Beispiel nach einem Netzausfall oder geplanter Trennung des PV-Diesel-Hybridsystems vom Netz). Dies wird durch Öffnung einer vorgelagerten steuerbaren Schalteinrichtung nachgebildet. Der Prüfling ist zum Start des Tests im Inselbetrieb und speist die RLC-Lasten mit einer ohmschen Belastung von P_M und einer induktiven Belastung von Q_M . Der Generatorschalter des Prüflings ist geschlossen und der Netzkuppelschalter ist geöffnet. Die vorgelagerte steuerbare Schalteinrichtung ist geöffnet. Die Ausgangssituation entspricht somit Abbildung 35. Szenario 3 kann daher auch direkt im Anschluss an Szenario 2 getestet werden.

Messpunkte:

Siehe Kapitel 3.4.1.3.1

Betriebspunkte:

Ausgehend von der unter Prüfbedingung beschriebenen Situation wird die steuerbare Schalteinrichtung geschlossen und der Betriebsmodus am Prüfling eingestellt der eine Rücksynchronisierung auf das Netz einleitet. Nach erfolgter Synchronisierung darf die Versorgung der RLC-Lasten teilweise oder vollständig vom Prüfling auf das Netz übertragen werden oder weiter durch den Prüfling erfolgen (je nach Einstellmöglichkeiten). Abbildung 36 zeigt die Situation bei Lastübernahme durch das Netz. Nach Schließung des Netzkuppelschalters wird der sich einstellende Betriebspunkt für mindestens fünf Minuten vermessen.

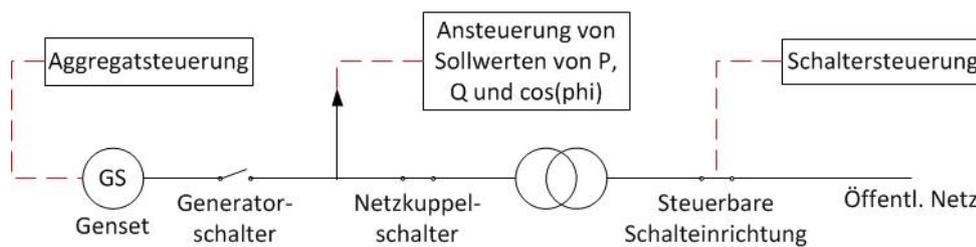


Abbildung 36: Szenario 3 nach Synchronisierung und anschließender Trennung des Aggregats

Auswertung:

Für alle Betriebspunkte werden die 200-ms-Mittelwerte der Frequenz, der Spannung und der Wirk- und Blindleistung an den Messpunkten berechnet. Die maximalen transienten Frequenz- und Spannungsabweichungen zum Sollwert werden jeweils für einen Zeitraum von 30 s vor und nach Schalten der steuerbaren Schalteinrichtung und des Netzkuppelschalters berechnet und die entsprechenden Zeitverläufe grafisch dargestellt. Zusätzlich wird die Länge des Zeitraums zwischen beiden Schalthandlungen berechnet.

3.4.1.4 Verhalten bei Störungen im Netz im Fall von Unter- oder Überspannung/ Fault-Ride-Through (FRT)

Ziel:

Ziel der Tests ist die Untersuchung, ob der Prüfling Spannungseinbrüche im Netz unbeschadet durchfährt ohne sich vom Netz zu trennen und während und nach den Netzfehlern einen ausreichend hohen Blindstrom zur aktiven Stützung des Netzes zur Verfügung stellt.

Bezüglich FRT wird ein erheblicher Einfluss von der Betriebsweise des Prüflings als Spannungs- (VSI)- oder Stromquelle (CSI) erwartet. Während im CSI-Betrieb von einem ähnlichen Blindleistungsverhalten wie im netzparallelen Betrieb ausgegangen werden kann, ist zu erwarten, dass im VSI-Betrieb deutlich höhere Blindleistungsbeiträge durch

den Prüfling zur Regelung der Systemspannung benötigt werden. Aus diesem Grund wird die Prüfprozedur zur Untersuchung des FRT Verhaltens für beide Betriebsweisen getrennt betrachtet.

Spannungsstellende Prüflinge (VSI):

Die Untersuchung des VSI-Betriebs erfordert eine genauere Analyse des zu erwartenden Blindleistungsbetriebs des Prüflings. Zur Regelung der Systemspannung ist teilweise von höheren Blindleistungen am Prüfling auszugehen, so dass die Blindleistungsvorgaben der einzelnen Messpunkte aus der FGW TR3 möglicherweise nicht mehr ausreichen. Detaillierte LVRT Prüfprozeduren für VSI-Wechselrichter sollen im Rahmen des Projekts „Netzregelung 2.0“ erarbeitet werden.

Stromstellende Prüflinge (CSI):

Die Untersuchung des CSI-Betriebs kann zu großen Teilen in Anlehnung an den Anforderungen aus der FGW TR3 durchgeführt werden. Die Prüfbedingungen, Messpunkte, Betriebspunkte und Auswertung sind im Folgenden beschrieben.

Prüfbedingungen:

Ausgangspunkt der FRT-Untersuchungen ist der netzgekoppelte Betrieb des Prüflings. Zwischen dem Netz (oder der Netznachbildung) und dem Prüfling wird eine Prüfeinrichtung mit einem induktiven Spannungsteiler zur Erzeugung von gezielten Spannungseinbrüchen geschaltet (siehe Abbildung 37). Des Weiteren müssen die Anforderungen aus FGW TR3 Anhang F durch die Prüfeinrichtung eingehalten werden.

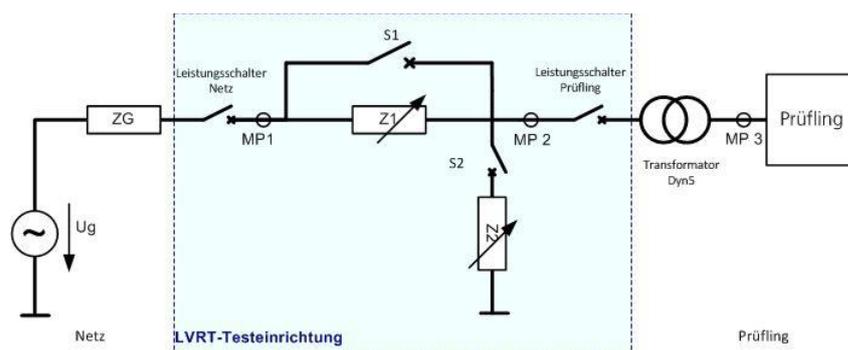


Abbildung 37: Einrichtung zur Erzeugung von Spannungseinbrüchen für LVRT-Tests

Messpunkte:

Während des Tests werden Strom und Spannung an den Ausgangsklemmen des Prüflings dreiphasig gemessen (siehe Abbildung 30). Die Abtastrate der Messung sollte mindestens 10 kHz betragen. Zusätzlich wird der Signalpegel am Sollwerteingang der EZE-Steuerung, am Netzkuppelschalter und an der Frequenzregelung erfasst. Die Aufzeichnung der Messwerte beginnt jeweils mindestens 10 s vor Fehlereintritt und endet frühestens 6s nach Fehlerklärung.

Betriebspunkte:

Alle Tests sind jeweils bei Volllast ($P > 0,9P_N$) und Teillast ($0,1P_N < P < 0,5P_N$) durchzuführen. Bezüglich Blindleistung sind die Vorgaben aus FGW TR3 Rev. 24, Tabelle 4-67 ausreichend für die Vermessung von Prüflingen im CSI-Betrieb. Es sind alle Betriebspunkte nach FGW TR3 Rev. 24, Tabelle 4-67 zu testen. Insbesondere ist der Test bei verschiedenen k-Faktoren zu beachten.

Auswertung:

Die Auswertung erfolgt analog FGW TR3 Rev. 24, Kapitel 4.6.2.3.

3.4.2 Komponententests am Dieselaggregat und Batteriestromrichter

In diesem Kapitel werden ausgewählte Ergebnisse der praktischen Anwendung der Prüfprozeduren aus Kapitel 3.4 präsentiert, die im Laborzentrum SysTec des Fraunhofer IEE durchgeführt wurden. Dabei kamen die folgenden Komponenten von PV-Diesel Systemen als Prüflinge zum Einsatz:

- MAB SEA 200 DE (Dieselaggregat, 200 kVA)
 - o Motor: Deutz BF 6M 1013 FC
 - o Generator: Marelli MJB 250 LA/4
 - o Aggregat-Steuerung: DEIF AGC 233
- SMA Sunny Central Storage 2200 (Batteriewechselrichter, 2200 kVA)
 - o Betrieb im spannungsgeregelten Modus (VSI)

In Abbildung 38 ist der Testaufbau der im Folgenden beschriebenen Untersuchungen schematisch dargestellt.

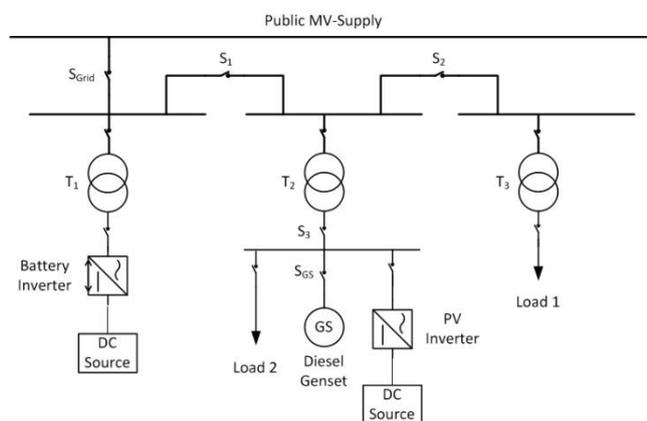


Abbildung 38: Schematische Übersicht des Testaufbaus des PV-Diesel Hybridsystems

Wichtige Komponenten des Testaufbaus sind:

- NS/MS Leistungstransformatoren T_1 , T_2 und T_3
- Fernsteuerbare Schalteinrichtungen S_{Grid} , S_1 , S_2 und S_3
- NS-RLC-Lasten Load 1 und Load 2 (je 200 kW (ohmsch) und 100 kvar (induktiv/kapazitiv))
- Batteriewechselrichter (2200 kVA), gespeist durch eine unidirektionale DC-Quelle
- Dieselaggregat (200 kVA)
- PV-Wechselrichter (100 kVA)

3.4.2.1 Dieselaggregat

Abbildung 39 und Abbildung 40 zeigen den Verlauf von Wirk- und Blindleistung sowie Frequenz und Spannung während der Prüfung des Inselbetriebs mit lokaler Steuerung. Es ist zu sehen, wie sich Änderungen der Inselast auf die Systemfrequenz und -spannung auswirken und wie sie von den Drehzahl- und Spannungsreglern des Dieselaggregats wieder auf ihren Sollwert gebracht werden. Für eine detailliertere Analyse dieser Prozesse werden ausgewählte Übergänge in den Abbildung 41 bis Abbildung 44 näher dargestellt.

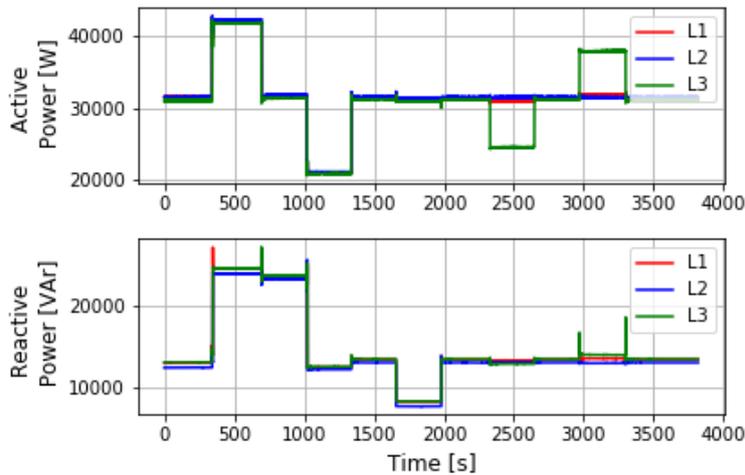


Abbildung 39: Verlauf von Wirk- und Blindleistung während der Tests am Dieselaggregat

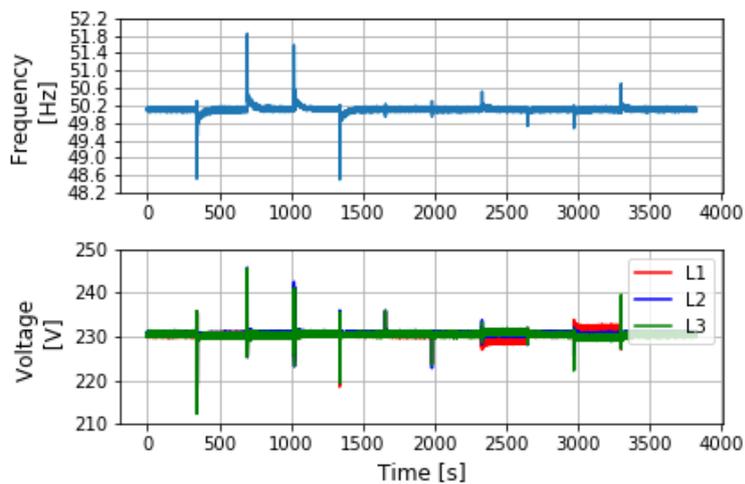


Abbildung 40: Verlauf von Spannung und Frequenz während der Tests am Dieselaggregat

Abbildung 41 zeigt Wirk- und Blindleistung beim Übergang vom Betriebspunkt 2 zum Betriebspunkt 3, wobei die Wirkleistung der Insellasten auf allen drei Phasen reduziert wird. In Abbildung 42 ist deutlich zu sehen, wie sich diese Wirkleistungsänderung direkt auf die Systemfrequenz und -spannung auswirkt. Nach einer nahezu sofortigen Reaktion des Dieselaggregats auf die Frequenzänderung wird die Drehzahl des Generators langsam angepasst, so dass die Frequenz nach 30-40 Sekunden wieder ihren Sollwert erreicht.

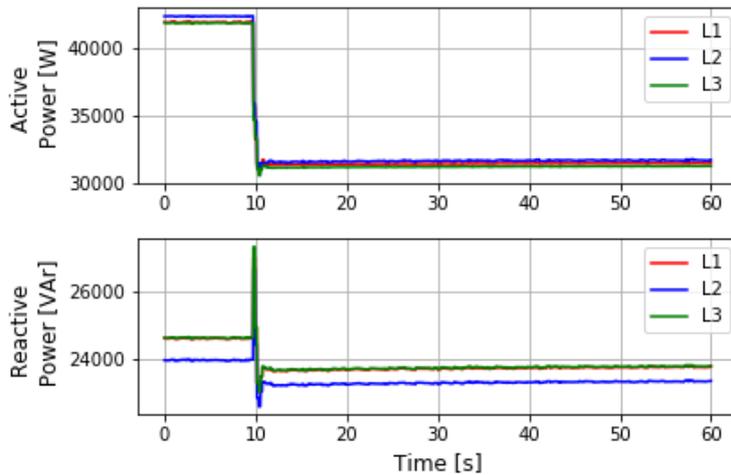


Abbildung 41: Verlauf von Wirk- und Blindleistung am Dieselaggregat während des Übergangs von Arbeitspunkt 2 zu Arbeitspunkt 3 aus Tabelle 5

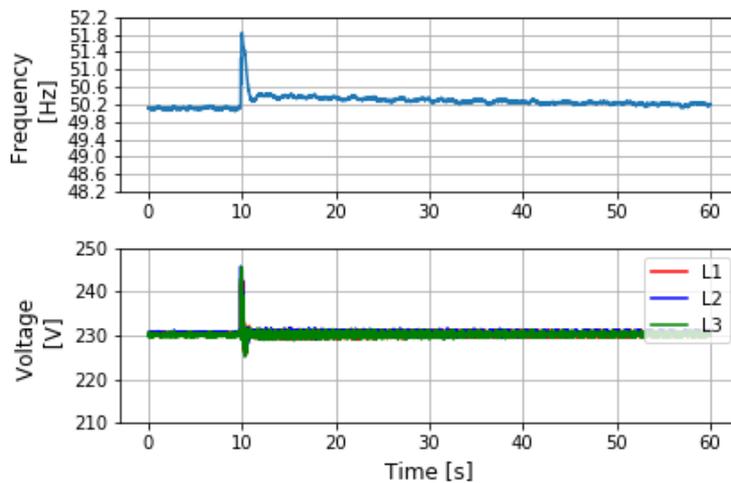


Abbildung 42: Verlauf von Frequenz und Spannung am Dieselaggregat während des Übergangs von Arbeitspunkt 2 zu Arbeitspunkt 3 aus Tabelle 5

Abbildung 43 und Abbildung 44 zeigen den Verlauf ausgewählter Messgrößen beim Übergang vom Betriebspunkt 5 zum Betriebspunkt 6 (siehe Tabelle 5). Dieser Sprung ist geprägt durch eine Reduzierung der Blindleistung der Inselnlasten. Im Vergleich zu Abbildung 42 wird deutlich, dass die Auswirkungen auf die Systemspannung innerhalb weniger Sekunden durch den Spannungsregler des Diesel-Aggregats kompensiert werden.

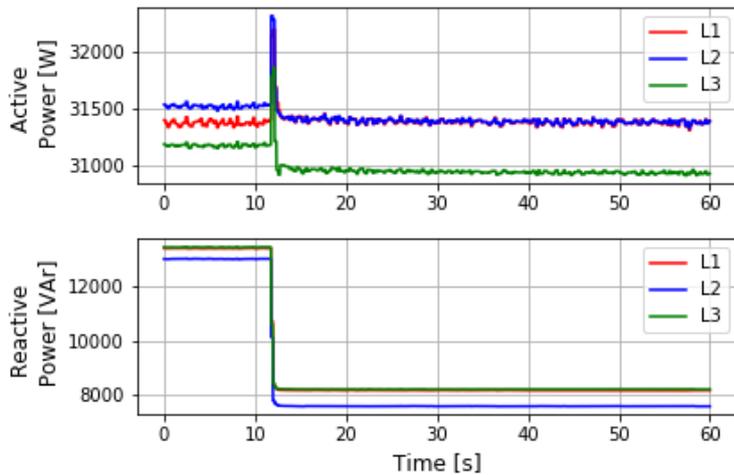


Abbildung 43: Verlauf von Wirk- und Blindleistung am Dieselaggregat während des Übergangs von Arbeitspunkt 5 zu Arbeitspunkt 6 aus Tabelle 5

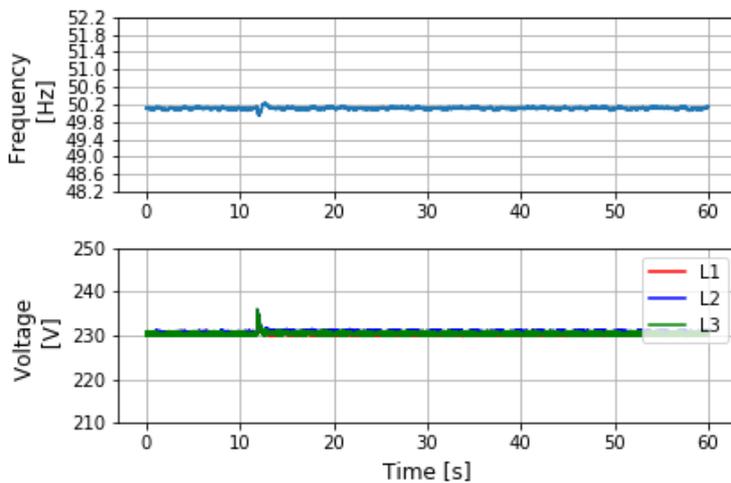


Abbildung 44: Verlauf von Frequenz und Spannung am Dieselaggregat während des Übergangs von Arbeitspunkt 5 zu Arbeitspunkt 6 aus Tabelle 5

Abbildung 45 zeigt exemplarisch die Messungen der Übergänge vom netzparallelen zum Inselbetrieb des Dieselaggregats. Gezeigt werden Wirkleistung, Frequenz und Spannung bei einem Übergang zum Inselbetrieb und einer späteren Re-Synchronisation zum öffentlichen MS-Netz. Es ist deutlich zu erkennen, dass die Spannungs- und Frequenzschwankungen im Inselbetrieb größer sind als im Netzparallelbetrieb. Eine stabile Versorgung der Inselnlasten wird durch das Dieselaggregat über den kompletten Test gewährleistet.

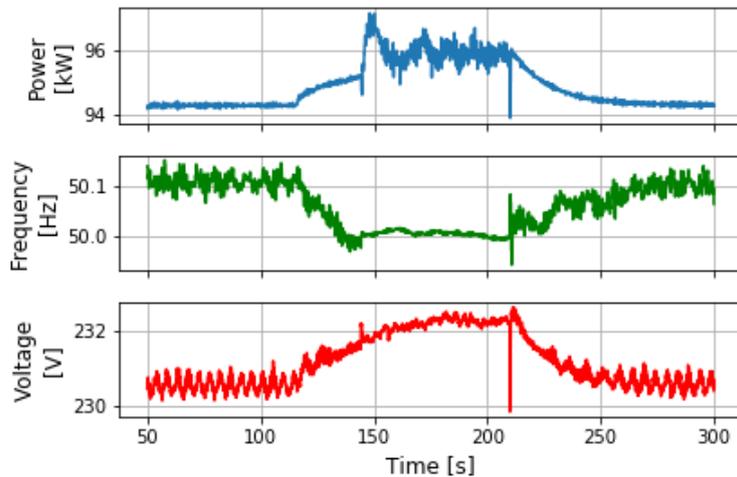


Abbildung 45: Verlauf von Wirkleistung, Frequenz und Spannung am Dieselaggregat während des Übergangs vom Insel- zum netzparallelen Betrieb

3.4.2.2 Batteriewechselrichter

In diesem Abschnitt wird das Verhalten des Batteriewechselrichters im Inselbetrieb mit verschiedenen Einstellungen der Frequenzregelung dargestellt. Abbildung 46 und Abbildung 47 zeigen das Verhalten mit einer Droop-Einstellung von 1 Hz pro 100 % P_N , während für die Prüfungen in Abbildung 48 und Abbildung 49 eine Droop-Einstellung von 2 Hz pro 100 % P_N angewendet wurde. Wie in Abbildung 38 zu erkennen, sind die Inselnetzlasten sowohl elektrisch als auch geografisch vom Batteriewechselrichter entfernt angeordnet und jeweils an die Niederspannungsseite eines MS-MS-Leistungstransformators angeschlossen. Das überspannungsseitig angeschlossene Mittelspannungsnetz wird durch den Batteriewechselrichter gebildet und stabilisiert.

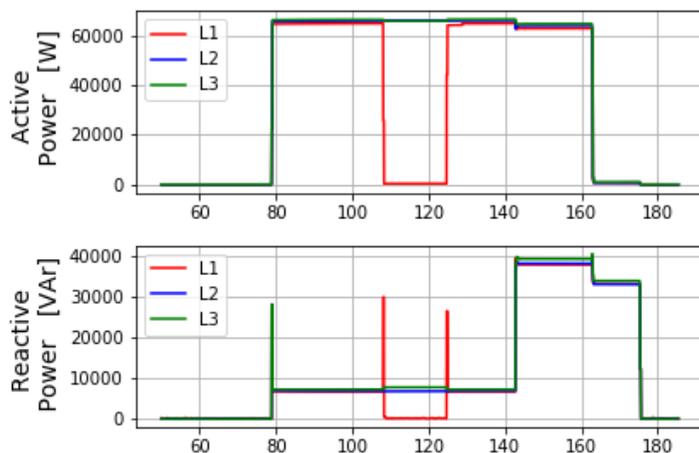


Abbildung 46: Verlauf von Wirk- und Blindleistung während der Tests am Batteriewechselrichter nach Tabelle 5 mit einer Droopeinstellung von 1 Hz

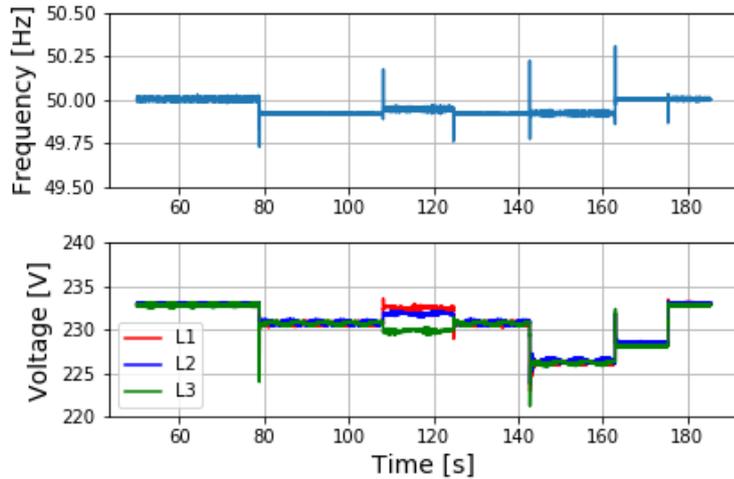


Abbildung 47: Frequenz und Spannung während der Tests des Batteriewechselrichters nach Tabelle 5 mit einer DroopEinstellung von 1 Hz

Im Vergleich zum Verhalten des Diesel-Aggregats ist zu beachten, dass Frequenz und Spannung beim Betrieb des Batteriewechselrichters nicht auf ihre Nennwerte zurückkehren. Diese stationären Abweichungen weisen eine Abhängigkeit von den Statik-Einstellungen des Batteriewechselrichters auf. Es ist zu erkennen, dass diese Abweichungen mit der Erhöhung der Statikparameter, z.B. von 1 Hz auf 2 Hz pro 100 % P_N steigen und dass Systemfrequenz und -spannung über eine Hybridsystemsteuerung (falls vorhanden) auf ihre Nennwerte zurückgeführt werden müssen.

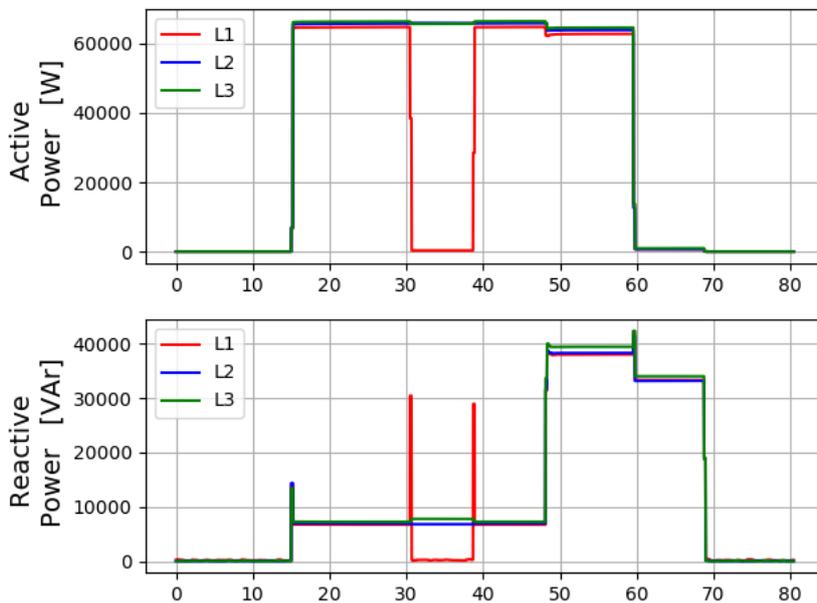


Abbildung 48: Verlauf von Wirk- und Blindleistung während der Tests am Batteriewechselrichter nach Tabelle 5 mit einer DroopEinstellung von 2 Hz

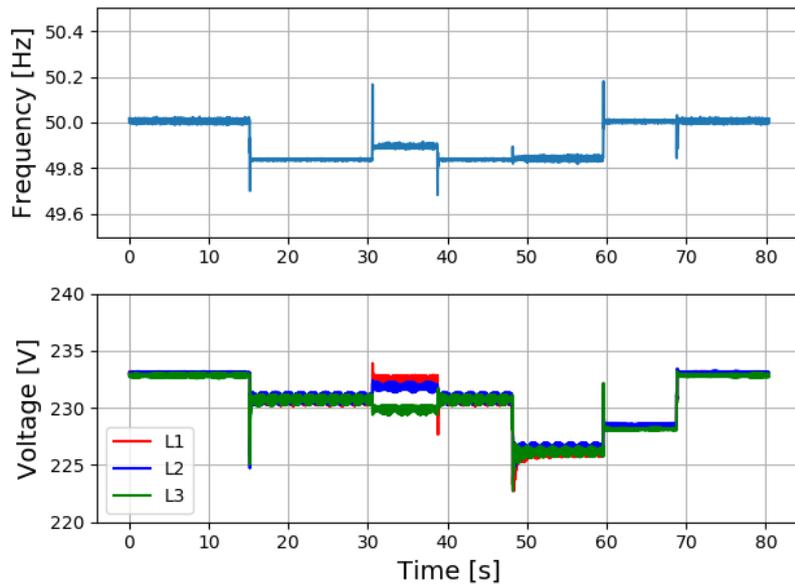


Abbildung 49: Frequenz und Spannung während der Tests am Batteriewechselrichter nach Tabelle 5 mit einer DroopEinstellung von 2 Hz

Um einen Vergleich des zeitlichen Verhaltens des Dieselaggregats und des Batteriewechselrichters zu ermöglichen, zeigen Abbildung 50 und Abbildung 51 den Verlauf der Messgrößen bei einer gleichzeitigen Änderung von ohmscher und induktiver Last im Inselbetrieb. Auch hier zeigt sich, dass bei einer Versorgung durch den Batteriewechselrichter eine stationäre Abweichung von Frequenz und Spannung verbleibt. Allerdings ist auch erkennbar, dass die Frequenzregelung des Wechselrichters nach wenigen Millisekunden abgeschlossen ist und der Wechselrichter somit ein wesentlich schnelleres Regelverhalten als das Dieselaggregat aufweist. Dieses Ergebnis sollte bei der Parametrierung der Hybridsystemsteuerung berücksichtigt werden.

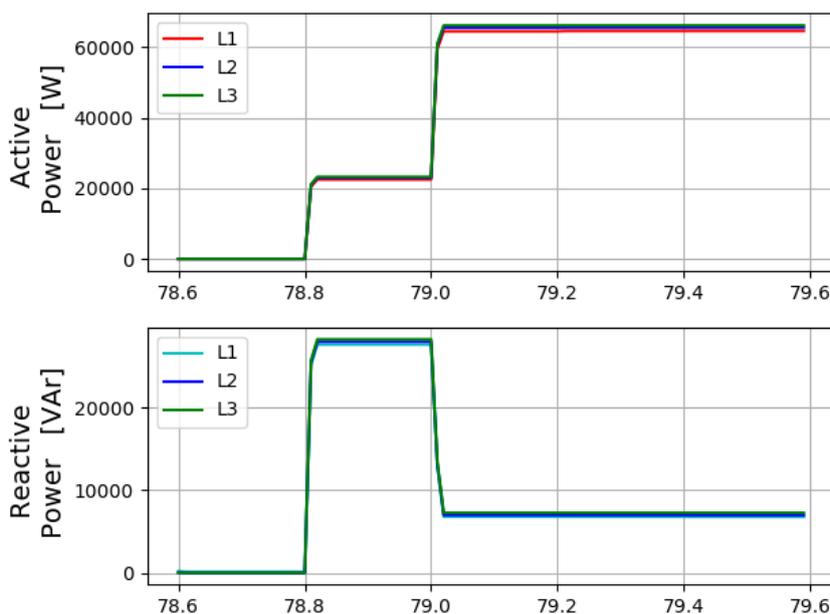


Abbildung 50: Verlauf von Wirk- und Blindleistung am Batteriewechselrichter während einem gleichzeitigen Anstieg von Wirk- und Blindbelastung im Inselbetrieb mit einer DroopEinstellung von 1 Hz

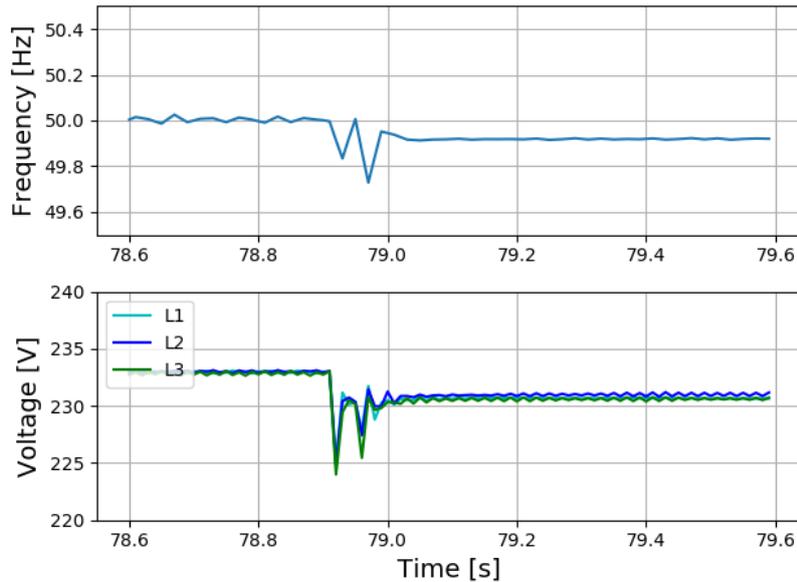


Abbildung 51: Verlauf von Frequenz und Spannung während Tests am Batteriewechselrichter während einem gleichzeitigen Anstieg von Wirk- und Blindbelastung im Inselbetrieb mit einer DroopEinstellung von 1 Hz

3.4.3 Funktionalitätstests des Systemverbunds

Als Abschlussuntersuchung wurde der gemeinsame Betrieb von Batteriewechselrichter und Dieselaggregat im Inselbetrieb getestet. Dazu wurde der Batteriewechselrichter mit einer Droop-Einstellung von 1 Hz 100 % P_N parametrisiert, während das Dieselaggregat auf einer konstanten Wirkleistungsabgabe von 160 kW und einem konstanten Leistungsfaktor von 0,95 gehalten wurde.

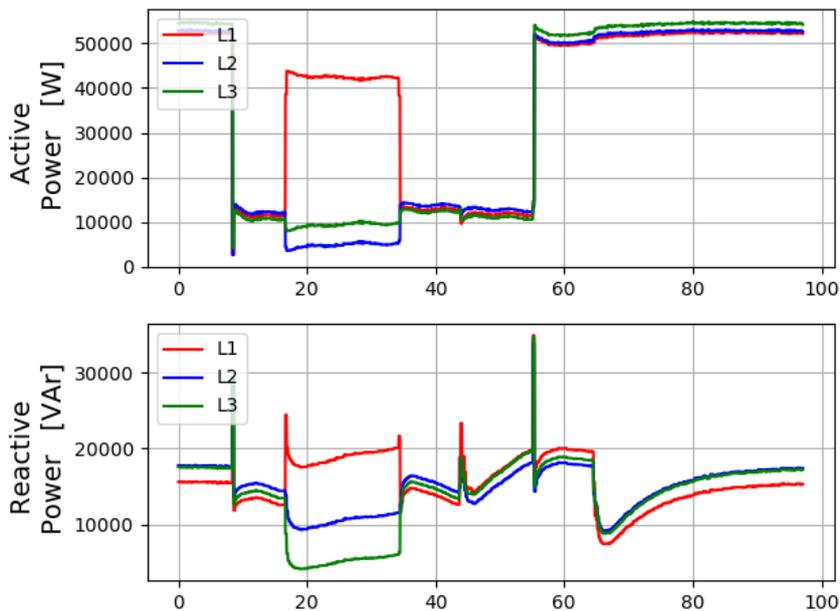


Abbildung 52: Wirk- und Blindleistungsverlauf beim Test des Verbundbetriebs von Dieselaggregat, Batteriewechselrichter und Inselnlasten

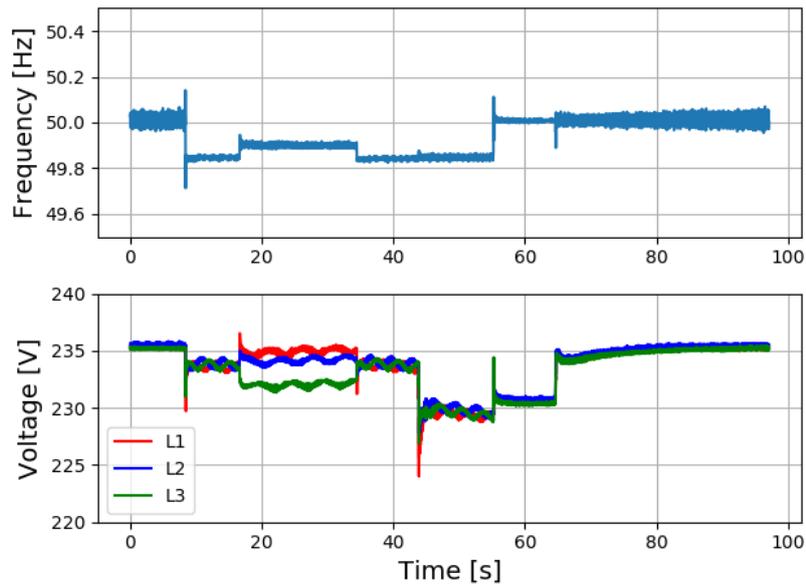


Abbildung 53: Verlauf von Frequenz und Spannung beim Test des Verbundbetriebs von Dieselaggregat, Batteriewechselrichter und Insellasten

Abbildung 52 und Abbildung 53 zeigen exemplarische Verläufe von Wirk- und Blindleistung sowie Frequenz und Spannung während eines dieser Tests. Hier wurden verschiedene Lastsprünge umgesetzt (siehe Abbildung 52), um das Systemverhalten zu analysieren. Da diese Tests ohne Verwendung einer separaten Hybridsystemsteuerung durchgeführt wurden, sind hier ebenfalls stationäre Abweichungen der Frequenz und Spannung im System zu erkennen. Es wird jedoch deutlich, dass bei einer derartigen System-Konfiguration ohne Hybridsystemsteuerung auch ein stabiler Systembetrieb erreicht wird. Dies ist z.B. von hoher Relevanz, wenn Fehler (z.B. der Kommunikation) oder ein Ausfall der Hybridsystemsteuerung während des Betriebs auftreten.

4 Veröffentlichungen

4.1 Veröffentlichungen und wissenschaftliche Arbeiten

Folgende wissenschaftliche Abschluss-Arbeiten wurden im Rahmen des Teilvorhabens durchgeführt:

- Strasser, Klaus: Impacts of photovoltaics on the stability of a diesel generator island grid, Master Thesis, Fraunhofer ISE, Technische Universität München, 2016
- Hammer, Jan: Entwicklung eines Regelalgorithmus zur Treibstoffeinsparung in PV-Diesel-Hybridsystemen, Masterarbeit, Fraunhofer ISE, Hochschule Koblenz, 2016
- Yadav, Ram Gobinda: PV as a Fuel Saver: Evaluation of fuel saving potential of PV integration in diesel mini-grids, Master Thesis, Fraunhofer ISE, Universität Freiburg, 2018

Die Ergebnisse und Teilergebnisse des Teilvorhabens wurden wie folgt veröffentlicht und. einem internationalen Fachpublikum vorgestellt:

- Schies, A.: Kraftstoffeinsparpotentiale durch PV-Integration in Dieselnetze, OTTI Fachforum PV-Diesel-Hybridsysteme, 2016
- Niedermeyer, F., Arnold, G.: Test Scenarios and Test Results for the Qualification of PV-Diesel Power Systems, 3rd International Hybrid Power Systems Workshop, Tenerife, 8-9 May 2018
- Arnold, G., Niedermeyer, F.: LAB TESTING OF HYBRID POWER SYSTEMS, EPGC Industry Seminar: Towards a Modern Energy Grid: Challenges and Opportunities, EPGC, Singapore, 12 November 2018
- Reiners, N.; Bopp, G.; Wüllner, J.; Yadav, R. G.: Optimal integration of Photovoltaic in Micro-grids that are dominated by diesel power-plants, Report IEA-PVPS T9-19:2019 (under review)

5 Abkürzungs- und Literaturverzeichnis

5.1 Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Ausgeschriebene Bezeichnung
AP	Arbeitspaket
AVR	Automatic Voltage Regulator
CSI	Current Source Inverter
DC	Direct Current / Gleichstrom
EMT	Electro magnetic transient
EZA	Erzeugungsanlage
EZE	Erzeugungseinheit
FRT	Fault Ride Through
MS	Mittelspannung
NS	Niederspannung
OVRT	Overvoltage Ride Through
PID	Proportional-Integral-Differential (-Regler)
PQ	Wirkleistung P – Blindleistung Q(-Diagramm)
PV	Photovoltaik
PV	Active PowerP-Voltage V
RLC	Ohmsch R- induktiv L-kapazitive C(-Lasten)
RMS	Root Mean Square / Effektivwert
QV	Reactive Power Q-Voltage V
UVRT	Undervoltage Ride Through
VSI	Voltage Source Inverter

5.2 Literaturverzeichnis

[1]

A. S. (USA) Prabha Kundur (Canada, Convener), John Paserba (USA, Secretary), Venkat Ajjarapu (USA), Göran Andersson(Switzerland), Anjan Bose (USA), Claudio Canizares (Canada), Nikos Hatziargyriou (Greece), David Hill(Australia) and and V. V. (USA) , Carson Taylor (USA), Thierry Van Cutsem (Belgium), "Definition and Classification of Power System Stability," vol. 19, no. 2, pp. 1387–1401, 2004.

[2]

DIN EN 60034-4 VDE 0530-4:2009-04 Drehende elektrische Maschinen Teil 4: Verfahren zur Ermittlung der Kenngrößen von Synchronmaschinen durch Messungen. [Online]. Available: <https://www.vde-verlag.de/normen/0530082/din-en-60034-4-vde-0530-4-2009-04.html>. [Accessed: 12-Aug-2015].

[3]

FGW TR4, Technische Richtlinien für Erzeugungseinheiten und –anlagen, Teil 4 (TR4),Anforderungen an Modellierung und Validierung, Revision 7, Stand 07.04.2014, Fördergesellschaft Windenergie und andere erneuerbare Energien (FGW e.V.)

[4]
Generic Models (PV Plants) - UVIG Modeling Wiki. [Online]. Available:
[http://wiki.uvig.org/index.php/Generic_Models_\(PV_Plants\)](http://wiki.uvig.org/index.php/Generic_Models_(PV_Plants)). [Accessed: 12-Aug-2015].

[5]
Deutz, Der Gen Motor 914, in: Deutz (Ed.), Köln, 2013.

[6]
J.B. Heywood, Internal Combustion Engine Fundamentals, McGraw-Hill, Inc., New York, 1988.

[7]
E. Ciulli, A Review of Internal Combustion Engine Losses Part 2: Studies for Global Evaluations, Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part D: Journal of Automobile Engineering, 207 (1993) 229-240.

[8]
Woodward, Governing Fundamentals and Power Management, vol. 26260, 2004.

[9]
Woodward, Speed droop and power generation, vol. 01302, 1991.

[10]
P. E. S. IEEE, "IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies", vol. 2005, no. April. 2006.

[11]
Richard van Basshuysen, Fred Schäfer, „Handbuch Verbrennungsmotor“, 7. Auflage, Springer Vieweg 2015

[12]
MTU Engineer's Guidebook, a complete product listing S423, DIESEL GENERATOR SET MTU 16V4000 DS2250

[13]
FGW TR3, Technische Richtlinien für Erzeugungseinheiten und –anlagen, Teil 3 (TR3), Bestimmung der elektrischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten und –anlagen am Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsnetz, Revision 24, Stand 01.03.2016, Fördergesellschaft Windenergie und andere erneuerbare Energien (FGW e.V.)

[14]
MAB SEA 200DE, Datenblatt, Maschinen- und Aggregatbau (MAB) GmbH

[15]
ECO43 4 A, Technical Guide, Mecc Alte SpA, verfügbar unter:
<https://www.meccalte.com/dds/pdf/4>

[16]
DIN ISO 8528-5:2005-07, Stromerzeugungsaggregate mit Hubkolben-Verbrennungsmotoren – Teil 5: Stromerzeugungsaggregate, Beuth Verlag