15. Symposium Energieinnovation, 14. bis 16. Februar 2018, Technische Universität Graz, www.EnInnov.TUGraz.at
ISBN 978-3-85125-586-7 DOI 10.3217/978-3-85125-586-7

Analyse des realen Verhaltens einer heterogenen PV-Anlagenpopulation bei Überfrequenz-Situationen mithilfe eines Inselnetz-Feldversuchs

Christoph J. STEINHART[1]*, Michael GRATZA[2]*, Sonja BAUMGARTNER[1]*, Michael FINKEL[1], Rolf WITZMANN[2], Georg KERBER[3]

[1] Hochschule Augsburg, An der Hochschule 1, 86161 Augsburg, +49 821 5586-3362, christoph.steinhart@hs-augsburg.de, www.hs-augsburg.de/LINDA

[2] TU München, Professur für Elektrische Energieversorgungsnetze, Arcisstraße 21, 80333 München, +49 89 289-22017, michael.gratza@tum.de, www.tum.de

[3] LEW Verteilnetz GmbH, Schaezlerstraße 3, 86150 Augsburg, +49 821 328-1386, georg.kerber@lew-verteilnetz.de, www.lew-verteilnetz.de

Kurzfassung: Im Zuge des LINDA-Projekts wurde ein Konzept zur stabilen Notversorgung kritischer Infrastrukturen bei langandauernden und großflächigen Stromausfällen auf Basis von dezentralen Erzeugungsanlagen in Inselnetzen entwickelt. In diesen Notversorgungsinseln ist ein Führungskraftwerk mit einer flachen *P(f)*-Statik für einen ausgeglichenen Wirkleistungshaushalt verantwortlich. Die stationäre Inselnetzfrequenz ist damit in einer Bandbreite zwischen 47,5 Hz und 52,0 Hz variabel und stellt sich abhängig von der aktuellen Residuallast am Führungskraftwerk ein. Dadurch beteiligen sich auch die dezentralen Erzeugungsanlagen entsprechend der geltenden Netzanschlussrichtlinien mit ihrer Leistungsreduktion in Überfrequenz-Situationen am ausgeglichenen Wirkleistungshaushalt des Inselnetzes. Um die Funktionstüchtigkeit des Konzepts in der Praxis nachzuweisen, wurde ein Feldtest in einem süddeutschen Netzgebiet durchgeführt. Dabei wurde in einem Inselnetz das frequenzabhängige Verhalten von 133 PV-Anlagen mit einer installierten Summenleistung von 1,47 MW_p und heterogenem Normverhalten gemessen. Der Feldversuch hat sowohl gezeigt, dass sich die dezentralen Erzeugungsanlagen am ausgeglichenen Wirkleistungshaushalt beteiligen als auch, dass die Leistungsgradienten bei Zuschaltung der PV-Anlagen mit festen Frequenzschaltschwellen weniger kritisch für die Stabilität des Inselnetzes sind als ursprünglich angenommen.

Keywords: Messung der Wirkleistungsreduktion von PV-Anlagen in Überfrequenz-Situationen, heterogene PV-Anlagenpopulation, Feldversuch, Inselnetz, Blackout, LINDA, VDE-AR-N 4105, Systemstabilitätsverordnung (SysStabV), BDEW Mittelspannungsrichtlinie

1 Motivation und zentrale Fragestellung

Die Analysen des Büros für Technikfolgenabschätzungen beim Deutschen Bundestag zeigen die gravierenden Folgen eines langandauernden und großflächigen Stromausfalls. Eine Notversorgung von kritischer Infrastruktur mittels Inselnetzen, gespeist durch die lokal vorhandenen Erzeugungsanlagen, kann in solchen Fällen den Schaden erheblich minimieren [1]. Das Forschungsprojekt LINDA (Lokale Inselnetzversorgung und beschleunigter Netzwiederaufbau mit dezentralen Erzeugungsanlagen) entwickelt ein allgemeingültiges Konzept für den stabilen Inselnetzbetrieb im Notversorgungsfall [2].

15. Symposium Energieinnovation, 14. bis 16. Februar 2018, Technische Universität Graz, www.EnInnov.TUGraz.at
ISBN 978-3-85125-586-7 DOI 10.3217/978-3-85125-586-7

Um das LINDA-Konzept möglichst flächendeckend ohne aufwändige Netznachrüstungen einsetzen zu können, verzichtet es auf eine eigene Kommunikationsinfrastruktur. Ein Führungskraftwerk mit einer flachen *P(f)*-Statik ist für einen ausgeglichenen Wirkleistungshaushalt verantwortlich. Die Inselnetzfrequenz ist dabei in einer Bandbreite von ca. 4,5 Hz variabel und stellt sich abhängig von der aktuellen Last- und Erzeugungssituation ein. Sie ist damit zentrale Kommunikations- und Regelgröße. [2] Wie in Abbildung 1 idealisiert dargestellt, tragen die dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA) durch ihre frequenzabhängige Leistungsreduktion zum ausgeglichenen Wirkleistungshaushalt bei. Die historisch gewachsene Erzeugerstruktur führt zu Anlagenverhalten gemäß unterschiedlichen Netzanschlussbedingungen. So erfolgt die Wirkleistungsreduktion bei Anlagen nach VDE-AR-N 4105 [3] und der BDEW-Mittelspannungsrichtlinie [4] durch eine Rampenfunktion. Bei Altanlagen gemäß DIN V VDE V 0126-1-1 [5] und nachgerüsteten Anlagen gemäß SysStabV [6] sind hingegen Abschaltungen bei festen Frequenzschwellwerten zulässig. Der ausgeglichene Blindleistungshaushalt gehört ebenfalls zur Aufgabe des Führungskraftwerks, steht aber nicht weiter im Fokus der Betrachtungen.

Zentrale Fragestellungen für die Funktionstüchtigkeit des LINDA-Konzepts sind, ob sich die DEA in der Realität gemäß der anzuwendenden Normen verhalten und ob sie Leistungssprünge hervorrufen, die zu einer Destabilisierung des Inselnetzes führen. Weiterhin ist relevant, dass die Inselnetzerkennung der DEA bei einer gewollten Notversorgungsinsel nicht anspricht. Zur Klärung der Fragestellungen wird das reale Verhalten von Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) im Netzbezirk Feldheim analysiert.

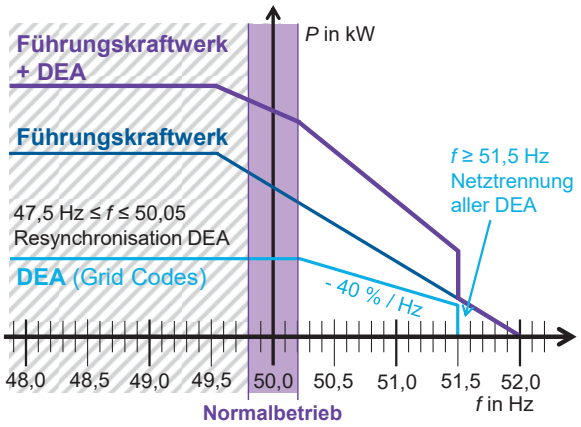

Abbildung 1: Wirkleistungs-Regelungskonzept

2 Methodik

Zur Untersuchung des PV-Anlagenverhaltens in Überfrequenz-Situationen wurde ein Inselnetz-Feldversuch mit einem Wasserkraftwerk als Führungskraftwerk in einem süddeutschen Netzgebiet durchgeführt. Im Inselnetzgebiet sind 133 PV-Anlagen mit einer Summenleistung P_{inst} = 1,47 MW_p und heterogenem Normverhalten installiert.

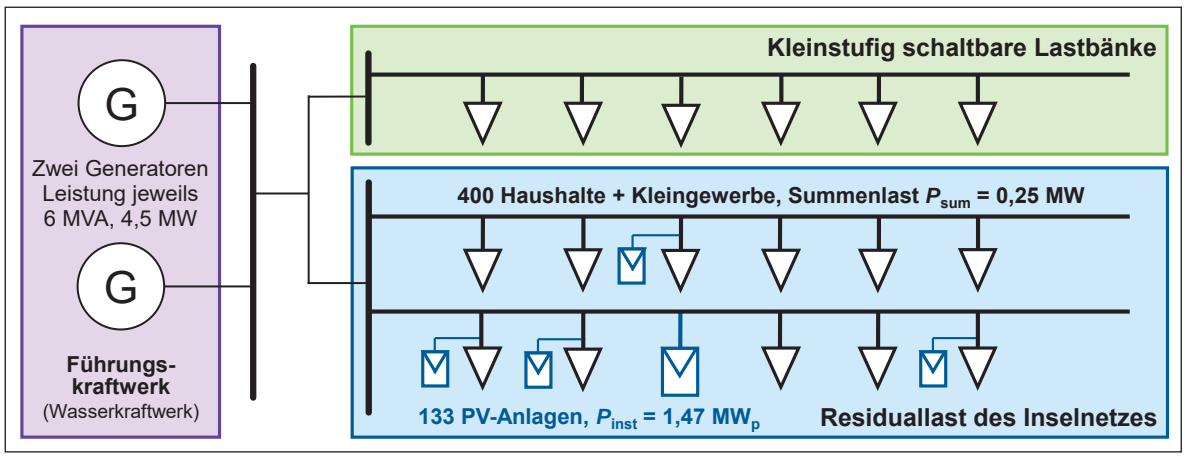

Abbildung 2: Schematische Darstellung des untersuchten Inselnetzes

ISBN 978-3-85125-586-7 DOI 10.3217/978-3-85125-586-7

Neben ca. 400 Haushalten und Kleingewerben als vorhandene Lasten wurden kleinstufig schaltbare Lastbänke in das Netz integriert. Diese ohmschen Heizwiderstände dienten der Erhöhung der Grundlast und ermöglichten durch gezielte Lastvorgaben eine Einstellung nahezu beliebiger Inselnetzfrequenzen in der gewünschten Bandbreite zwischen 47,5 Hz und 52,0 Hz entlang der resultierenden *P*(*f*)-Statik aus Führungskraftwerk und DEA (siehe Abbildung 3). Durch Verschiebung der Lastkurve mithilfe der Lastbänke ändert sich der Arbeitspunkt und somit auch die resultierende stationäre Frequenz. Dieser Inselnetzaufbau erlaubte die Messung des realen PV-Anlagenverhaltens in Überfrequenz-Situationen und bei Rücksynchronisation nach Netztrennung.

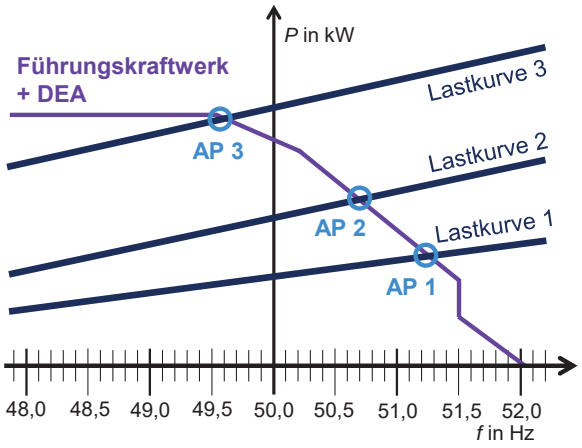

Abbildung 3: Verschiebung des Arbeitspunktes auf Statik

Anhand des Datums der Inbetriebnahme, installierter Wirkleistung und Spannungsebene wurde in Vorbereitung auf den Feldversuch das zu erwartende Normverhalten bestimmt. Dieses kann nun mit dem realen Verhalten verglichen werden (Abbildung 4).

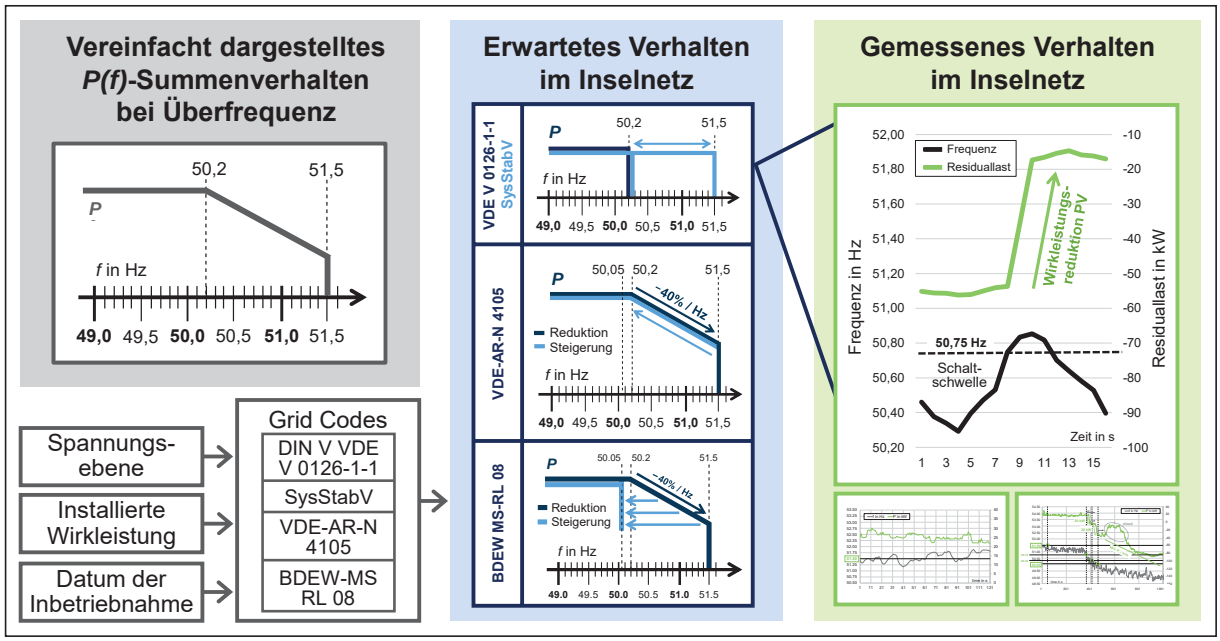

Abbildung 4: Übersicht der Wirkleistungsreduktion von PV-Anlagen in Überfrequenz-Situationen

2.1 Erwartetes PV-Verhalten in verschiedenen Frequenzsituationen

Die Netzanschlussbedingungen wurden im Laufe der Zeit weiterentwickelt, um die Systemstabilität auch bei steigender Einspeisung aus dezentralen Erzeugungsanlagen zu gewährleisten. Das Verhalten der historisch gewachsenen PV-Anlagenpopulation ist deshalb nach unterschiedlichen Grid Codes definiert. Dies führt zu einem heterogenen Anlagenverhalten in Bezug auf die Wirkleistungsreduktion bei 50,2 Hz ≤ *f* ≤ 51,5 Hz.

ISBN 978-3-85125-586-7 DOI 10.3217/978-3-85125-586-7

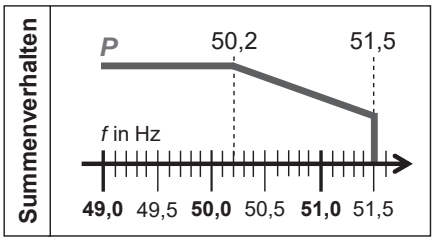

Abbildung 5: Vereinfachte Betrachtung des P(f)-Summenverhaltens

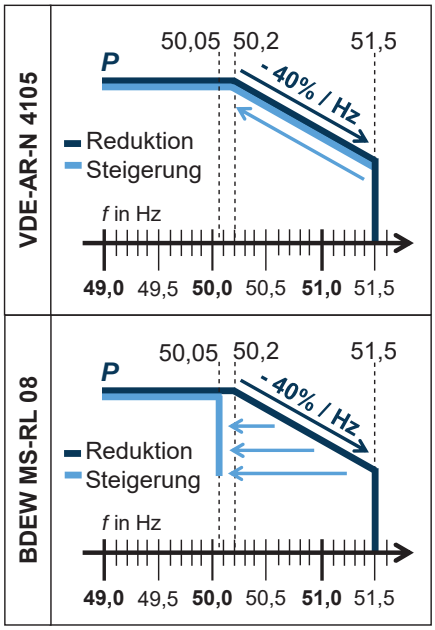

Abbildung 6: Rampenverhalten

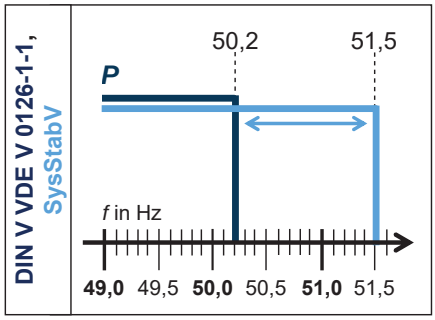

Abbildung 7: Abschaltung bei festen Frequenzschwellwerten

Vereinfachte Betrachtung des Summenverhaltens

In Abbildung 5 ist das Summenverhalten der DEA im Verbundnetz schematisch dargestellt. Das Summenverhalten der frequenzabhängigen Wirkleistungsreduktion setzt sich aus zwei grundlegenden Verhaltenstypen zusammen. Es beinhaltet Rampenverhalten und Abschaltungen bei festen Frequenzschwellwerten.

PV-Anlagen mit Rampenverhalten

Anlagen gemäß VDE-AR-N 4105 und BDEW MS-RL 08 speichern einen Momentanwert P_m bei Überschreiten von 50,2 Hz und reduzieren ihre Wirkleistung im Bereich 50,2 Hz ≤ f ≤ 51,5 Hz mit 40% P_m pro Hertz. Die beiden Normen unterscheiden sich dahingehend, dass bei der VDE-AR-N 4105 der Leistungssollwert entlang dieser Rampe in beide Richtungen instantan dem Frequenzwert folgt.

Bei der Mittelspannungsrichtlinie BDEW MS-RL 08 wird die Reduktion entsprechend der maximal erreichten Frequenz eingefroren und die Leistung erst wieder nach Unterschreiten von 50,05 Hz gesteigert. Übersteigt die Netzfrequenz den Wert 51,5 Hz, erfolgt in beiden Fällen die sofortige Netztrennung (Abbildung 6).

PV-Anlagen mit festen Frequenzschwellwerten

Im Gegensatz zu diesem Rampenverhalten sind bei Altanlagen gemäß DIN V VDE V 0126 -1-1 und nachgerüsteten Anlagen gemäß SysStabV Leistungsreduktionen in Form von Abschaltungen bei festen Frequenzschwellwerten zulässig. Bei Anlagen mit einer selbsttätigen Schaltschwelle gemäß DIN V VDE V 0126-1-1 erfolgt die Netztrennung bei f > 50,2 Hz. Da eine sofortige Netztrennung aller dezentralen Erzeugungsanlagen bei einer Frequenz von 50,2 Hz die Systemstabilität gefährden würde, mussten Anlagen die zwischen September 2005 und 2011 in der Niederspannung installiert wurden und eine Wirkleistung von mehr als 10 kW haben, gemäß der SysStabV nachgerüstet werden. Die Verordnung gilt des Weiteren für Niederspannungsanlagen mit mehr als 100 kW die zwischen Mai 2001 und 2011 installiert wurden, sowie für Mittelspannungsanlagen (MS-Anlagen) mit mehr als 30 kW, die zwischen Mai 2001 und 2008 installiert wurden. Das Ziel der Nachrüstung ist die Erfüllung der Anforderungen des Rampenverhaltens entsprechend der VDE-AR-N 4105. Wenn hierzu der Austausch des Wechselrichters notwendig ist, beschränkt sich die Nachrüstpflicht darauf die Schwellwerte der Überfrequenzabschaltungen auf unterschiedliche Schaltschwellen zu verteilen, sodass sich über die Regelzone eine gleichmäßige Verteilung der Abschaltleistung ergibt. [6]

ISBN 978-3-85125-586-7 DOI 10.3217/978-3-85125-586-7

Rücksynchronisation nach Netztrennung

Nach einer Netztrennung erfolgt bei Anlagen mit Schaltschwellen die Rücksynchronisation gemäß [5,6], nachdem der Frequenzschwellwert für mindestens 30 s unterschritten wurde. Der Leistungsgradient ist bei der Wiederzuschaltung nicht begrenzt. Daher wird in Kapitel 3 untersucht, ob dies zu destabilisierenden Leistungssprüngen im Inselnetz führt. Bei Anlagen mit Rampenverhalten gemäß [3,4] erfolgt die Rücksynchronisation nach einer Netztrennung, wenn die Bedingung 47,5 Hz ≤ f ≤ 50,05 Hz für mindestens 60 s eingehalten wird. Anschließend steigern diese Anlagen ihre Leistung mit 10 % der maximalen Wirkleistung (P_{max}) pro Minute.

In Tabelle 1 ist dargestellt, wie sich das zu erwartende Anlagenverhalten gemäß der anzuwendenden Norm kategorisieren lässt. Für die anzuwendende Norm ist das Datum der Inbetriebnahme, die angeschlossene Spannungsebene und die installiere Wirkleistung relevant.

Tabelle 1: Kategorisierung der PV-Anlagenpopulation gemäß Grid Codes

<table>
<tr><th></th><th colspan="3">Abschaltschwellen</th><th>Nicht eindeutig festgelegt</th><th colspan="2">Rampenverhalten</th></tr>
<tr><th>Grid Code</th><td>z.B. VDEW 2001 [7]</td><td>DIN V VDE V 0126-1-1</td><td>SysStabV (Schwellwert dokumentiert)</td><td>SysStabV</td><td>VDE-AR-N 4105</td><td>BDEW MS-RL 08</td></tr>
<tr><th>Datum der Inbetriebnahme</th><td>Seit 1991</td><td>Seit 01.02.2006</td><td colspan="2">Nachrüstung 01.09.2005 bis 31.12.2011</td><td>Seit 01.01.2012</td><td>Seit 01.01.2009</td></tr>
<tr><th>Spanngsebene</th><td>NS</td><td>NS</td><td colspan="2">NS, install. Wirkleistung > 10 kW *</td><td>NS</td><td>MS</td></tr>
<tr><th>Reduktion</th><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td rowspan="3">Je nach Wechselrichter: Netztrennung zwischen 50,2 Hz und 51,0 Hz oder Rampenverhalten nach VDE-AR-N 4105 *</td><td colspan="2">40 % P_m / Hz
50,2 Hz ≤ f ≤ 51,5 Hz</td></tr>
<tr><th>Steigerung</th><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>40 % P_m / Hz
50,2 ≤ f ≤ 51,5 Hz</td><td>f ≤ 50,05 Hz,</td></tr>
<tr><th>Netztrennung</th><td>Nicht definiert</td><td>f > 50,2 Hz</td><td>f ≥ Schwellwert</td><td>f ≥ 51,5 Hz</td><td>f ≥ 51,5 Hz</td></tr>
<tr><th>Rücksynchro-nisation</th><td>Nicht definiert</td><td>f ≤ 50,2 Hz, Wartezeit ≥ 30 s</td><td>f ≤ Schwellwert, Wartezeit ≥ 30 s</td><td colspan="3">f ≤ 50,05 Hz, Wartezeit ≥ 60 s
(10 % P_{max} / min)</td></tr>
<tr><th>Installierte Wirkleistung im Inselnetzgebiet</th><td colspan="2">P = 0,325 MW_p</td><td>P = 0,360 MW_p</td><td>P = 0,132 MW_p</td><td>P = 0,455 MW_p</td><td>P = 0,198 MW_p</td></tr>
</table>

* Dieser Auszug ist für Analysen im untersuchten Netzgebiet relevant. Die Norm umfasst grundsätzlich noch weitere Anlagen. Das vollständige Spektrum ist im Kapitel 2.1 genannt.

Das zu erwartende Normverhalten kann daraufhin mit den Messdaten verglichen werden.

3 Vergleich des gemessenen mit dem erwarteten Verhalten

Vorgestellt werden Messergebnisse zur Wirkleistungsreduktion und -steigerung von PV-Anlagen mit Frequenzschwellwerten und Rampenfunktionen in und nach Überfrequenz-Situationen. Auf Basis der Messergebnisse lässt sich das Zusammenwirken der unterschiedlichen PV-Anlagen analysieren und deren Einfluss auf die Inselnetzstabilität ermitteln sowie ein Vergleich mit dem erwarteten Normverhalten durchführen.

3.1 Reales Verhalten einzelner PV-Anlagen in Überfrequenz-Situationen

In den Messergebnissen sind die im Inselnetz vorhandenen Lasten sowie die Wirkleistung dezentraler Erzeugungsanlagen in der Residuallast zusammengefasst. Die zeitliche Auflösung der Messwerte (P, f) beträgt 1 s.

ISBN 978-3-85125-586-7 DOI 10.3217/978-3-85125-586-7

3.1.1 Abschaltschwellen (DIN V VDE V 0126-1-1, SysStabV)

Dezentrale Erzeugungsanlagen mit einer Abschaltschwelle trennen sich bei Erreichen einer definierten Abschaltfrequenz sofort vom Netz. Die Rücksynchronisation erfolgt bei Unterschreitung des Schwellwertes nach einer definierten Wartezeit.

Abschaltschwelle bei 50,2 Hz

DIN V VDE V 0126-1-1 (Selbsttätige Schaltstellen in der Niederspannungsebene) schreibt eine sofortige Netztrennung der Erzeugungsanlagen bei Überschreitung von 50,2 Hz innerhalb von 0,2 s vor. Wird die Abschaltfrequenz für mindestens 30 s nicht mehr überschritten, beginnt die Rücksynchronisation. [5] Abbildung 8 zeigt die Netztrennung aller Altanlagen im gesamten Inselnetz bei dem Schwellwert von 50,2 Hz, die Wartezeit (mind. 30 s) und die darauffolgende Rücksynchronisation. Das Summerverhalten aller Anlagen bei Netztrennung ergibt einen Zeitversatz von ca. 2 s. Eine mögliche Erklärung für dieses Verhalten sind gewisse Streuungen bei den tatsächlichen Abschaltfrequenzen unterschiedlicher Anlagen. In einem vorangegangenen Feldversuch hat sich gezeigt, dass sich eine Einzelanlage mit einem Schwellwert von 50,2 Hz bereits immer bei 50,15 Hz getrennt hat. Auch in Abbildung 8 ist zu erkennen, dass die Netztrennung der Anlagen schon vor Erreichen der 50,2 Hz beginnt. Das Summenverhalten entspricht also keiner zeitsynchronen Sprungfunktion.

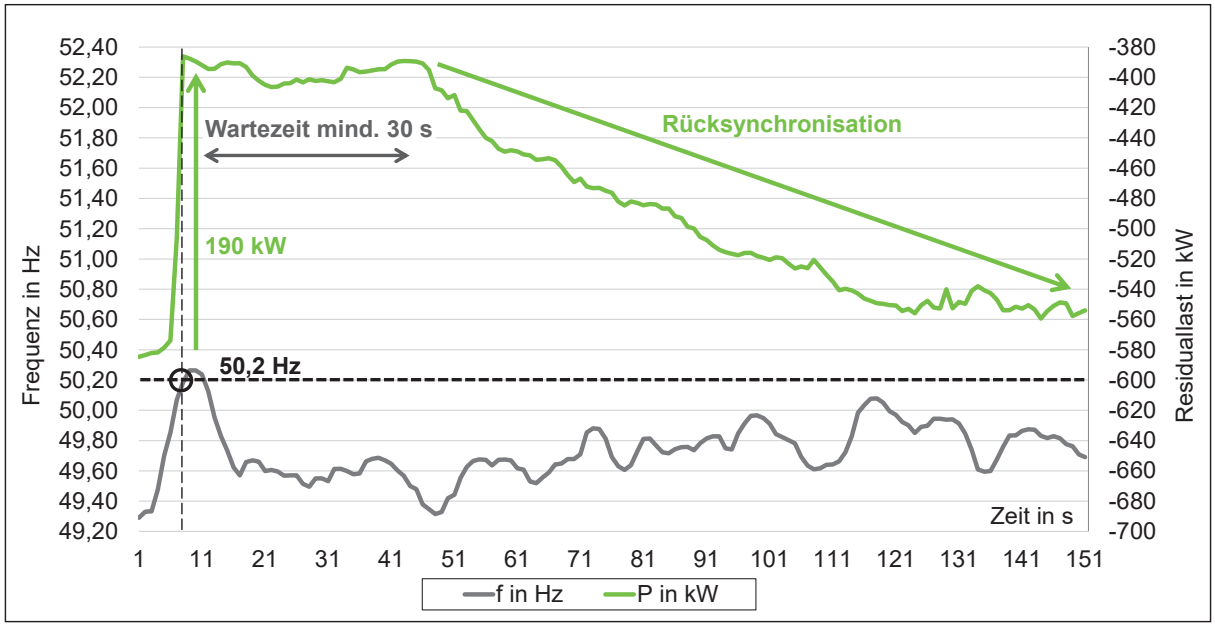

Abbildung 8: Reales Rücksynchronisationsverhalten von Erzeugungsanlagen mit Abschaltfrequenz bei 50,2 Hz

Aufgrund unterschiedlich langer Wartezeiten einzelner Anlagen, sowie einem niedrigeren Leistungsgradienten als bei der Netztrennung, ergibt sich in Summe eine rampenartige Rücksynchronisation. Dieses Verhalten ist für die Stabilität des Inselnetzbetriebs förderlich, da eine sprunghafte, gleichzeitige Rücksynchronisation aller Anlagen zu starken Frequenzschwankungen führen kann. Dies wird in Kapitel 3.2.3 anhand von Simulationsergebnissen näher erklärt.

ISBN 978-3-85125-586-7 DOI 10.3217/978-3-85125-586-7

Nachgerüstete Anlagen mit Abschaltung bei verteilten Frequenzschwellwerten (SysStabV)

Das Ziel der Systemstabilitätsverordnung ist die Vermeidung einer Gefährdung der Systemstabilität des Elektrizitätsversorgungsnetzes durch die gleichzeitige Netztrennung aller DEA bei einer Frequenz von 50,2 Hz. Eine zulässige Nachrüstung im Sinne der Verordnung ist die Verteilung der Abschaltschwellen im Frequenzbereich zwischen 50,25 Hz und 51,0 Hz in der Niederspannung, sowie zwischen 51,05 Hz und 51,5 Hz in der Mittelspannung. In Summe wird eine gleichmäßige Verteilung der Abschaltleistung über die Regelzone gefordert. [6]

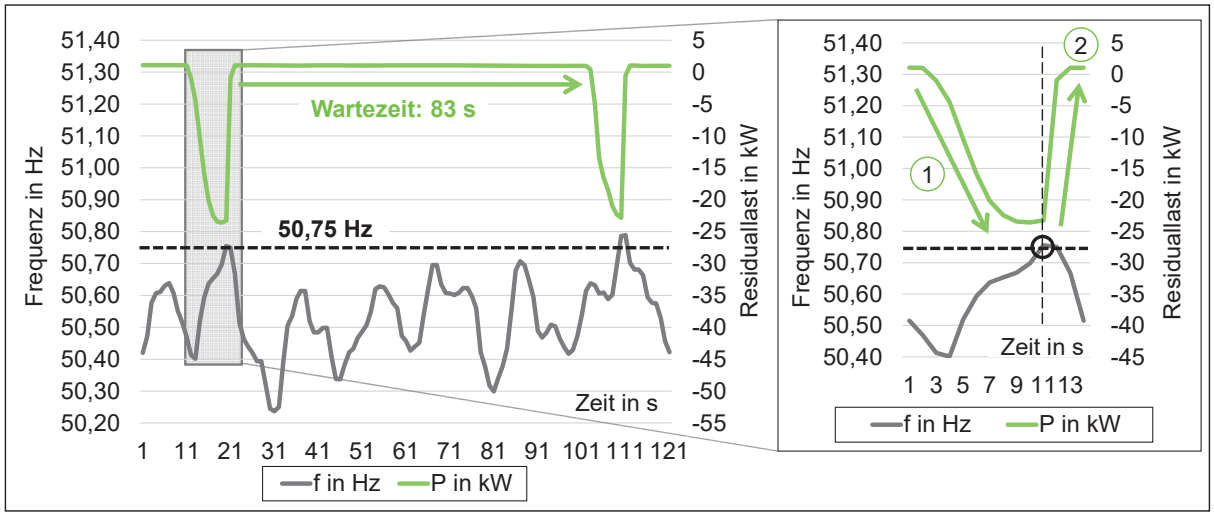

Abbildung 9: Reales Zu- und Abschaltverhalten einer einzelnen PV-Anlage mit nachgerüsteter Abschaltschwelle

Abbildung 9 zeigt die Messung einer Einzelanlage bei einer Abschaltfrequenz von 50,75 Hz im Inselnetz-Feldversuch. Wird die Abschaltfrequenz überschritten, erfolgt die sofortige Netztrennung. Nach einer Wartezeit, bei der die Abschaltfrequenz kontinuierlich unterschritten wird (hier 83 s), beginnt die Rücksynchronisation gemäß des Grid Codes. Die Vergrößerung rechts in der Abbildung zeigt deutlich, dass der Leistungsgradient der Rücksynchronisation (1) kleiner als der der Abschaltung (2) ist.

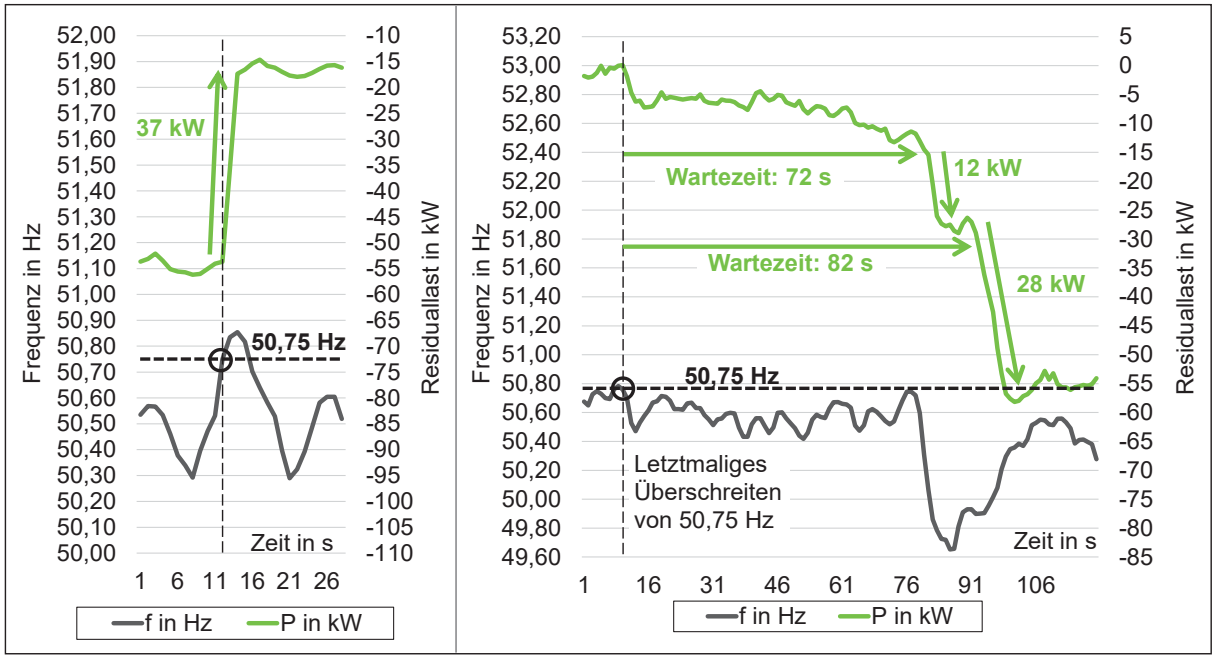

Abbildung 10: Messung von zwei PV-Anlagen mit nachgerüsteter Abschaltschwelle und unterschiedlicher Wartezeit

ISBN 978-3-85125-586-7 DOI 10.3217/978-3-85125-586-7

Nicht nur der Frequenzschwellwert, auch die Wartezeit kann anlagenspezifisch variieren (siehe Abbildung 10). Die Leistungsdifferenz von 3 kW in der Residuallast zwischen dem Moment der Netztrennung und der Rücksynchronisation ist auf Lastrauschen zurückzuführen. Der rechte Teil der Abbildung zeigt die Zeit von der letztmaligen Überschreitung des Schwellwertes bis zur Rücksynchronisation. Der Zeitraum von Netztrennung (links) bis Rücksynchronisation (rechts) ist länger, da die Frequenz den Schwellwert zwischenzeitlich übersteigt. Es zeigt sich, dass die Wartezeiten der Schwellwertanlagen zwischen Netztrennung und Rücksynchronisation differieren und der Leistungsgradient bei der Zuschaltung niedriger ist als bei Abschaltung. Dies führt in Summe zu einem rampenartigen Rücksynchronisationsverhalten der Schwellwertanlagen, wie in Abbildung 8 dargestellt. Dieses Verhalten ist im Vergleich zu einem zeitgleichen Lastsprung aller Anlagen deutlich unkritischer für die Frequenzstabilität im Inselnetz.

3.1.2 Rampenfunktion (VDE-AR-N 4105)

Die Anwendungsregel VDE-AR-N 4105 schreibt das systemstützende Verhalten dezentraler Erzeugungsanlagen in Überfrequenz-Situationen durch rampenartige Wirkleistungsreduktion vor. Abbildung 11 (links) zeigt eine Anlage diesen Typs mit dem frequenzabhängigen Wirkleistungsverhalten zwischen 50,2 Hz und 51,5 Hz. Es zeigt sich sowohl in Abbildung 11 als auch in Abbildung 13, dass die Anlagen mit Rampenfunktion ihre Einspeiseleistung im entsprechenden Band der aktuellen Frequenz anpassen. Aufgrund der Einflüsse von Sonneneinstrahlung, Lastrauschen und Unkenntnis des tatsächlich gespeicherten Wertes für P_m ist eine Quantifizierung des real auftretenden Reduktionsfaktors auf Basis dieser Messungen nicht möglich. Rechts ist die Netztrennung aller DEA mit Rampenfunktion im Inselnetz bei 51,5 Hz sichtbar. Bei Erreichen der 51,5 Hz ist die Netztrennung in der Realität nahezu abgeschlossen.

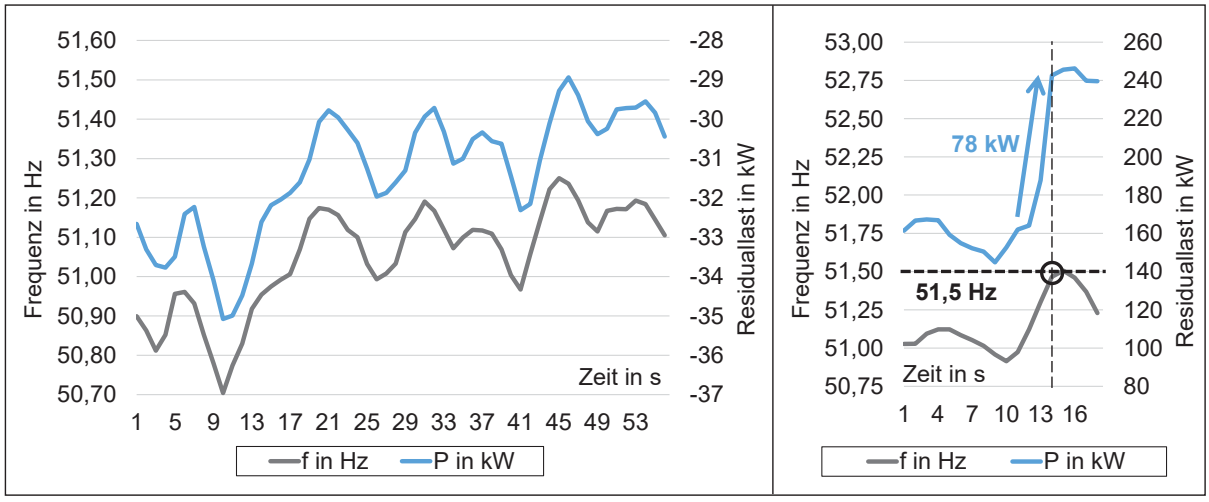

Abbildung 11: Gemessenes Verhalten gemäß der VDE-Anwendungsregel VDE-AR-N 4105

3.1.3 Prognostizierbarkeit des Anlagenverhaltens

Die Prognostizierbarkeit des Anlagenverhaltens ist abhängig vom Dokumentationsstand und der Übereinstimmung von erwartetem und tatsächlichem Verhalten.

Datengrundlage:

Die Dokumentation des Wechselrichtertyps oder der Abschaltfrequenz, vor allem von einzelnen Erzeugungsanlagen < 10 kW, ist oft nicht ausreichend, um das Normverhalten bestimmen zu können. Das hat zur Folge, dass das Verhalten von bis zu 25 % der installierten Nennleistung im untersuchten Netzgebiet unbestimmt war.

ISBN 978-3-85125-586-7 DOI 10.3217/978-3-85125-586-7

Übereinstimmung des gemessenen mit dem erwarteten Verhalten einzelner DEA:

Die Feldversuche zeigen des Weiteren, dass das reale Verhalten nicht immer mit dem zu erfüllenden Normverhalten übereinstimmt. Abbildung 12 zeigt ein Beispiel von zwei PV-Anlagen, die entsprechend der Mittelspannung gemäß BDEW MS-RL 08 parametriert sein müssten. An diesem Messpunkt befindet sich keine Last, lediglich die beiden Erzeugungsanlagen mit je ca. 100 kW_p. Das Normverhalten gemäß der Mittelspannungsrichtlinie lässt im Frequenzband zwischen 50,2 Hz und 51,5 Hz eine rampenartige Reduktion von 40 % P_m / Hz mit jeweiligem Einfrieren der maximalen Reduktion sowie einer Netztrennung bei 51,5 Hz erwarten.

Bei einer PV-Anlage ist in der Realität jedoch eine Schaltschwelle bei 50,2 Hz implementiert (die geringe Leistungsänderung von 30 kW bei Netztrennung ist auf die geringe Sonneneinstrahlung am Morgen zurückzuführen). Die zweite Erzeugungsanlage zeigt ein Verhalten gemäß der Niederspannungsrichtlinie VDE-AR-N 4105, da sie innerhalb des Frequenzbandes 50,2 Hz ≤ f ≤ 51,5 Hz mit dem Leistungswert permanent dem Momentanwert der Frequenz folgt und nicht den Wert der höchsten Frequenz einfriert. Die Leistungssteigerung dürfte erst nach Unterschreiten der 50,05 Hz erfolgen. Beide Anlagen verhalten sich somit nicht nach der angegebenen BDEW MS-RL 08.

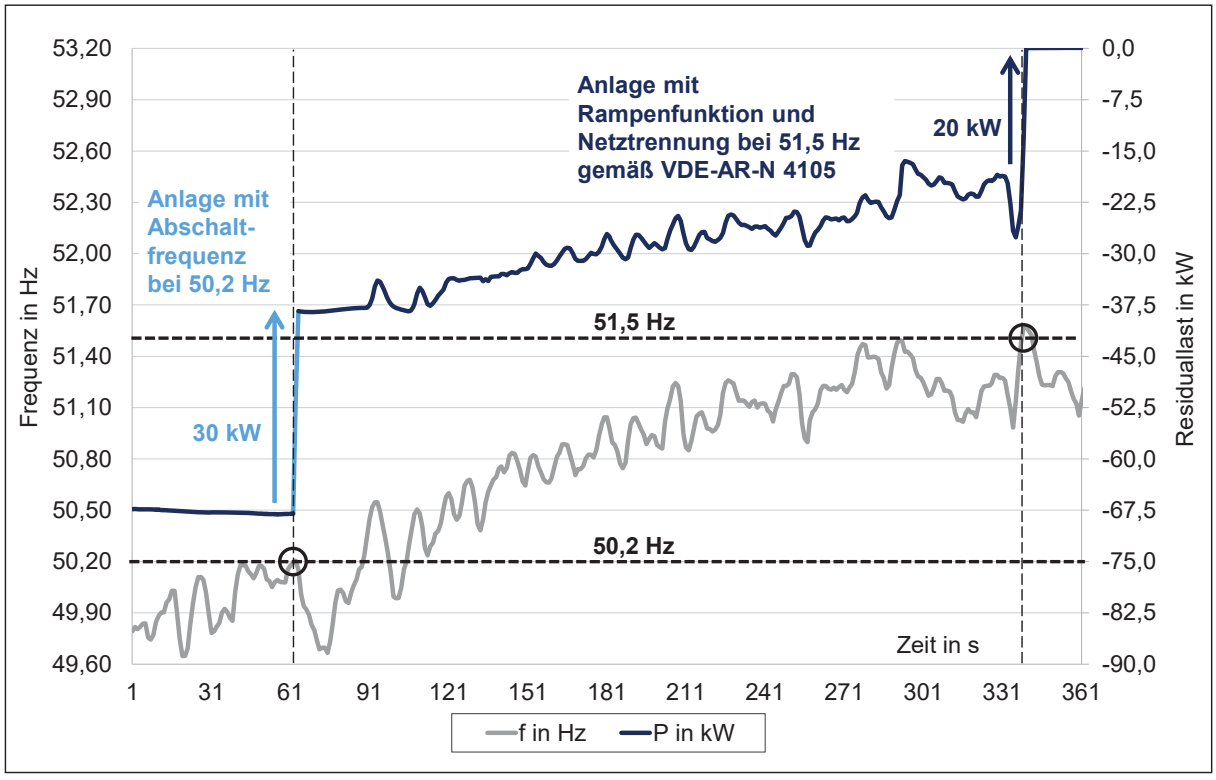

Abbildung 12: Fehlende Übereinstimmung von Normverhalten und gemessenem Verhalten

Es zeigt sich, dass einzelne Anlagen mit ihrem Verhalten von dem zu erwartenden Normverhalten abweichen. Deshalb ist eine messtechnische Überprüfung des realen Anlagenverhaltens vor einem Inselnetzbetrieb empfehlenswert, wenn einzelne Anlagen eine systemrelevante Leistung haben.

ISBN 978-3-85125-586-7 DOI 10.3217/978-3-85125-586-7

3.2 Gesamtverhalten der Netzinsel

Wie bereits bei der Einzelbetrachtung vorgestellt, zeigt sich im Gesamtverhalten, dass die PV-Anlagen in Überfrequenz-Situationen ihre Leistung entweder durch Abschaltung oder durch Rampenverhalten reduzieren.

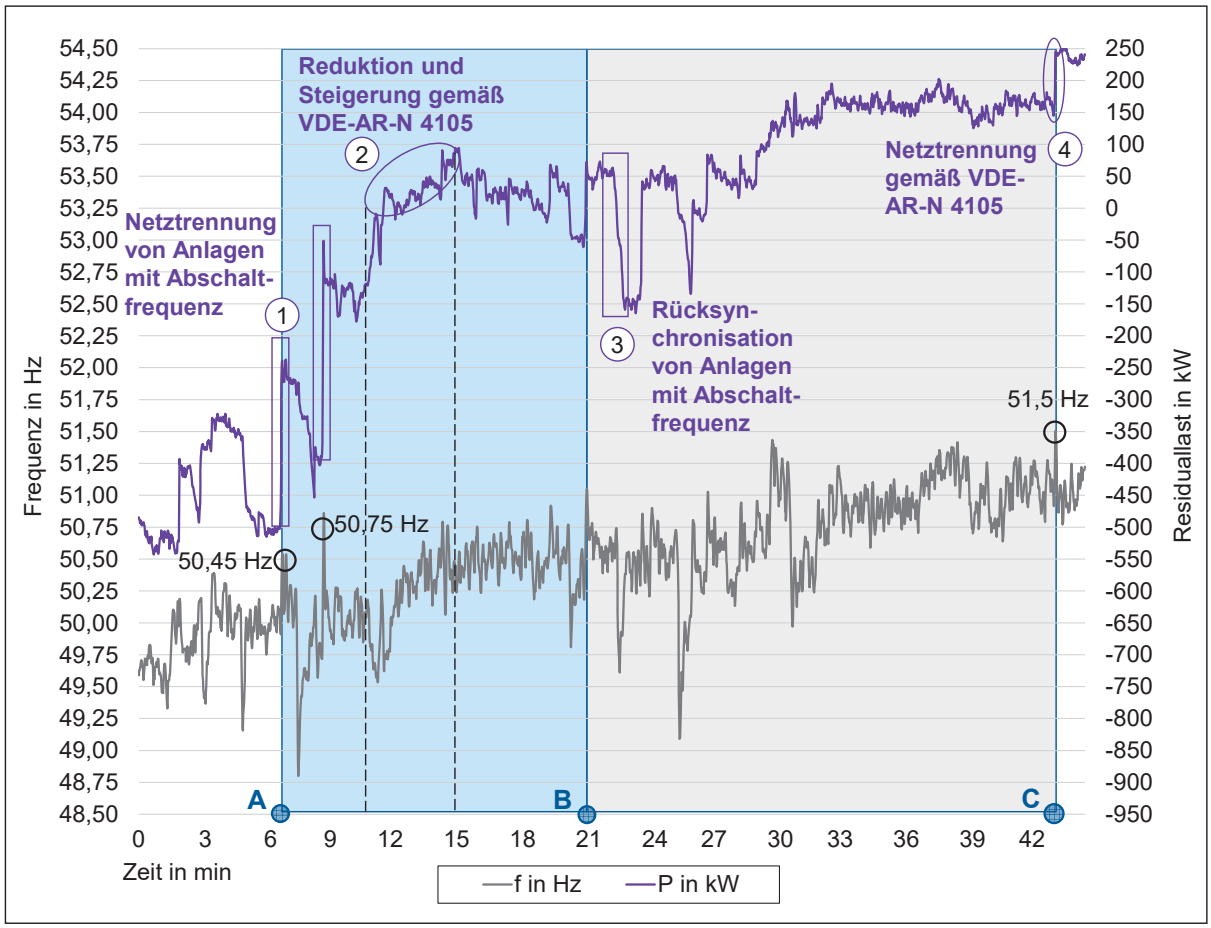

Abbildung 13: Gesamtverhalten des Inselnetzes mit PV-Anlagen in Überfrequenz-Situationen

Abbildung 13 zeigt exemplarisch einen Ausschnitt des gesamten Inselnetzgebiets mit der Netztrennung (1) und Rücksynchronisation (3) von Anlagen mit Abschaltschwellen (eckige Markierung), sowie der Reduktion, Steigerung (2) und Netztrennung (4) gemäß der VDE-Anwendungsregel (runde Markierung).

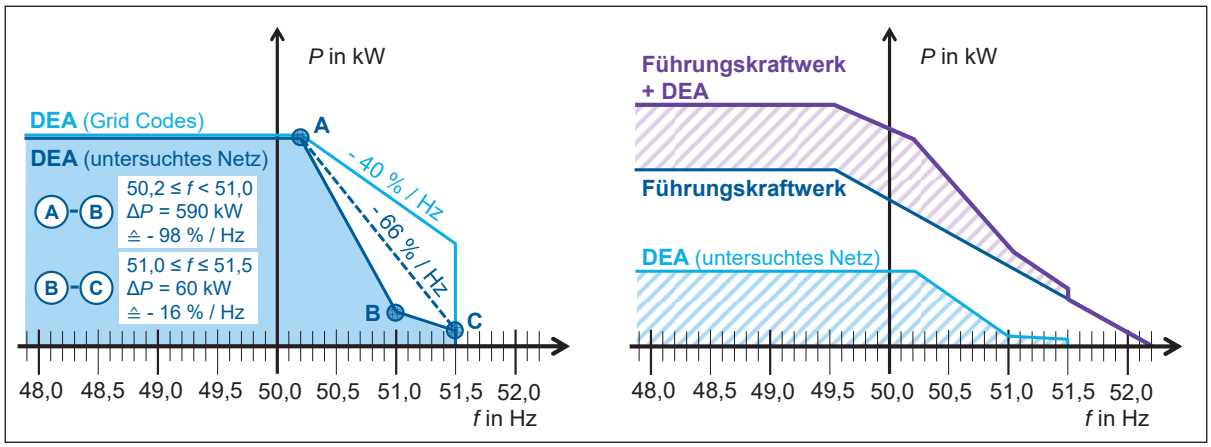

Abbildung 14: Rückführung des realen Anlagenverhaltens auf das grundlegende Wirkleistungsregelungskonzept

ISBN 978-3-85125-586-7 DOI 10.3217/978-3-85125-586-7

Die Gegenüberstellung des tatsächlichen Verhaltens (Abbildung 13) mit dem erwarteten Summenverhalten (Abbildung 14) zeigt, dass sich in dem untersuchten Inselnetzgebiet keine gleichverteilte Leistungsreduktion mit 40 % / Hz einstellt. Beim Vergleich der beiden Diagramme ist zu beachten, dass in Abbildung 13 die Änderung der Residuallast in positive Richtung einer Reduktion der PV-Einspeisung entspricht. Im Frequenzband 50,2 Hz ≤ f < 51,0 Hz (zwischen den Punkten A und B) kommt es aufgrund der Schaltschwellanlagen zu einer Leistungsreduktion mit 98 % / Hz. Im Frequenzband 51,0 Hz ≤ f ≤ 51,5 Hz (Bereich zwischen B und C) beträgt die Leistungsreduktion jedoch nur noch 16 % / Hz. Im untersuchten Netzgebiet verbleiben hier nur noch die Anlagen nach VDE-AR-N 4105 am Netz, da keine Anlagen mit Frequenzschwellwert über 51,0 Hz vorhanden sind. Im gesamten Bereich zwischen A und C ergibt sich dann im Durchschnitt eine Reduktion von 66 % / Hz. Es zeigt sich, dass in einem kleinen Inselnetz nicht von einer Gleichverteilung analog einer gesamten Regelzone (vgl. [6]) ausgegangen werden kann.

Obwohl die resultierende *P(f)*-Statik der dezentralen Erzeugungsanlagen von der jeweiligen Anlagenpopulation im Inselnetz abhängig ist, hat sich grundsätzlich gezeigt, dass die DEA mit ihrer Wirkleistungsreduktion in Überfrequenz-Situationen das Regelungskonzept nach LINDA stützen. In der Realität ist die resultierende *P(f)*-Statik von Führungskraftwerk in Kombination mit DEA keine eindeutige Linie, sondern variiert aufgrund von möglichen Leistungsfluktuationen der DEA in der Fläche zwischen den Kennlinien von Führungskraftwerk sowie der oberen Begrenzung von Führungskraftwerk + DEA (Abbildung 14). Gründe für die Leistungsschwankungen können einerseits Änderung der Sonneneinstrahlung und andererseits Wartezeiten von Schaltschwellenanlagen zwischen Netztrennung und Rücksynchronisation sein.

3.2.1 Inselnetzerkennung

Um vor den Gefahren ungewollter Inselnetze zu schützen, fordern die Normvorgaben nach [3,5] eine Anlagenabschaltung bei Inselnetzbildung (Verfahren zur Inselnetzerkennung). Das LINDA-Konzept beruht jedoch auf dezentralen Erzeugungsanlagen in gewollten Inselnetzten für den Notversorgungsfall. Damit wirkt die Inselnetzerkennung auf den ersten Blick konträr zum Systemkonzept von LINDA. Die gewollte Notversorgungsinsel ist jedoch ein verhältnismäßig großes Inselnetz auf Mittelspannungsebene mit ausgeglichenem Wirk- und Blindleistungshaushalt sowie vergleichsweise stabiler Frequenz und Spannung. Deshalb ist diese Form des Inselnetzbetriebes für die Inselnetzerkennung schwierig vom Verbundbetrieb zu unterscheiden (vgl. Non-Detection-Zone [8]). Im Feldversuch konnten keine Abschaltungen von DEA beobachtet werden. Die Rückspeiseleistung des Inselnetzes hat dem Erwartungswert entsprochen, jedoch kann beim Summenverhalten nicht ausgeschlossen werden, dass sich einzelne Anlagen vom Netz getrennt haben. Grundsätzlich kann festgehalten werden, dass das LINDA-Konzept mit der Inselnetzerkennung gemäß derzeitiger Ausführung vereinbar ist.

3.2.2 Gesamtverhalten Rücksynchronisation

Nach der Netztrennung aller PV-Anlagen durch das Überschreiten von 51,5 Hz und einer anschließenden Einhaltung des Frequenzbandes zwischen 47,5 Hz und 50,05 Hz für mindestens 60 s, dürfen sich Anlagen gemäß [3,4] mit max. 10 % von P_{max} pro Minute rücksynchronisieren. Zudem erfolgt die Rücksynchronisation der Anlagen mit Abschaltschwellen nach ihrer Wartezeit (mindestens 30 s Unterschreitung des Abschaltschwellwertes). Die Kombination des Verhaltens beider Anlagentypen nach einer Netztrennung zeigt Abbildung 15.

ISBN 978-3-85125-586-7 DOI 10.3217/978-3-85125-586-7

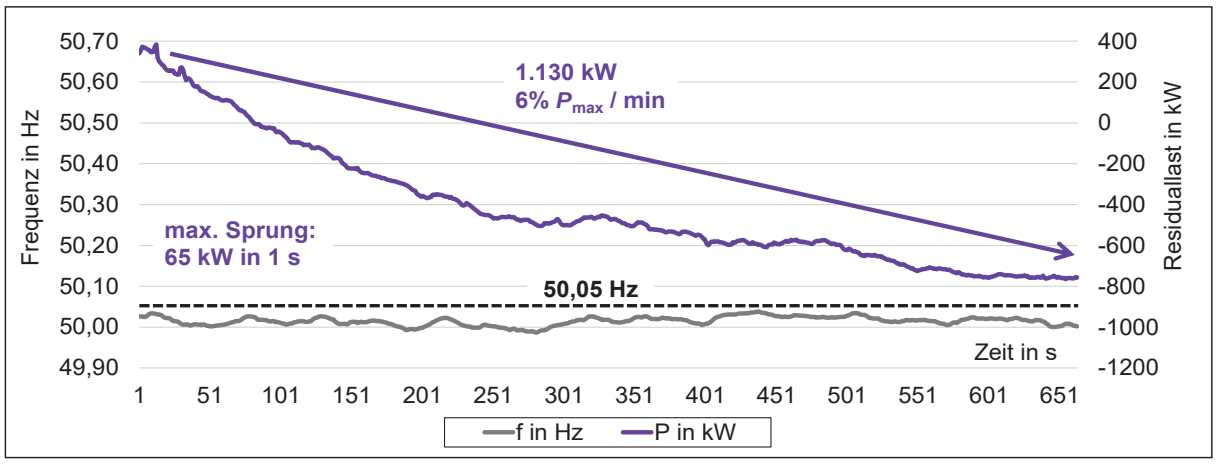

Abbildung 15: Rücksynchronisation aller PV-Anlagen im Inselnetz nach Netztrennung

Im Vergleich zu einem sprunghaften Anstieg der Einspeiseleistung reduziert die rampenartige Leistungssteigerung die dynamische Anregung des Systems. Dies wirkt sich positiv auf die Frequenzstabilität aus und vermeidet eine erneute Netztrennung der Anlagen. Dieser Effekt wird in Kapitel 3.2.3 anhand einer Simulation verdeutlicht.

3.2.3 Einfluss des PV-Verhaltens auf das dynamische Verhalten des Inselnetzes

Das gemessene PV-Verhalten hat auch einen Einfluss auf das dynamische Verhalten des Inselnetzes. Im Folgenden wird der Einfluss der Leistungsreduktion bei Überfrequenz und das Leistungssteigerungsverhalten bei Rücksynchronisation nach Netztrennung auf die Frequenzstabilität näher untersucht. Die Leistungssteigerung von PV-Anlagen bei Frequenzreduktion durch Lastzuschaltung wird nicht näher betrachtet, da die im Netzgebiet installierte Leistung von Anlagen mit Verhalten gemäß VDE-AR-N 4105 zu wenig Einfluss hat. Die Rückkehr der Anlagen mit Schaltschwellen dauert zu lange, um hier systemstabilisierend zu wirken.

Leistungsreduktion der PV-Anlagen bei Frequenzanstieg

Um den Einfluss des Leistungsreduktionsverhaltens der PV-Anlagen auf die Inselnetzdynamik näher zu untersuchen, wurden mit einer Lastbank gezielte Lastabschaltversuche durchgeführt.

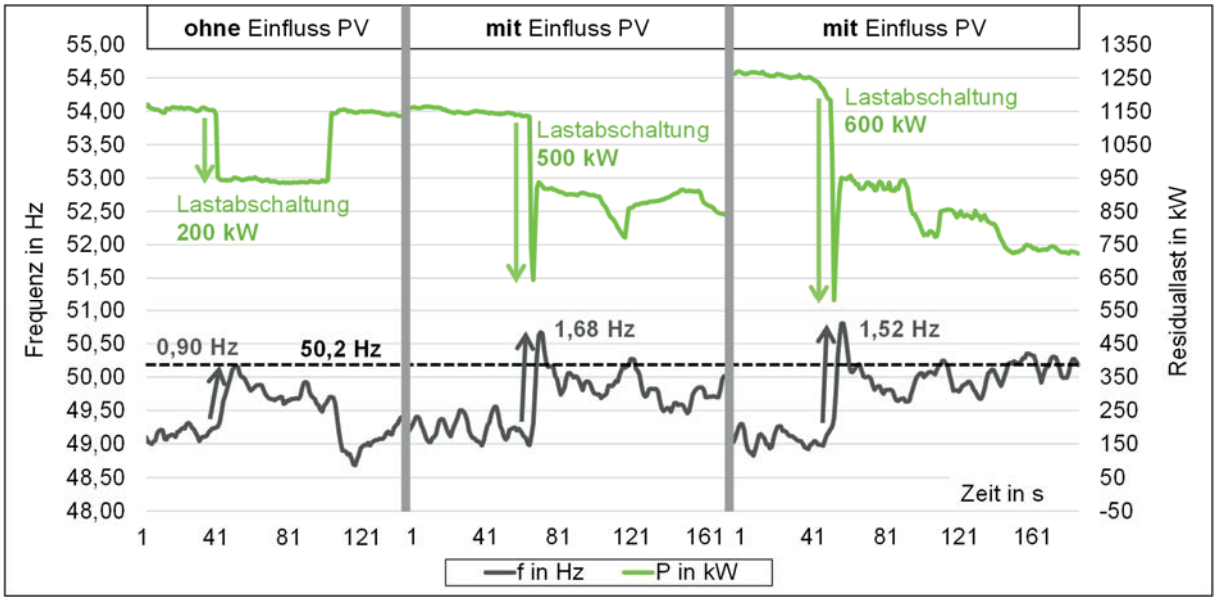

Abbildung 16: Frequenzreaktion auf Lastabschaltungen mit und ohne PV-Verhalten

ISBN 978-3-85125-586-7 DOI 10.3217/978-3-85125-586-7

Die Lastabschaltungen führen zu einem dynamischen Frequenzanstieg. Bei Überschreiten der 50,2 Hz führt dies bei den Anlagen mit Kennlinienbetrieb zu einer Leistungsreduktion entsprechend der aktuellen/maximalen Frequenz. Anlagen mit festen Abschaltschwellen schalten bei Erreichen des Frequenzschwellwertes ab. Diese Wirkleistungsreduktion der Einspeiseanlagen wirkt dem ursprünglichen Lastsprung der Lastbank entgegen und dämpft den Frequenzanstieg. Der Einfluss auf die Frequenz ist Abhängig vom Frequenzbereich und der PV-Anlagenpopulation im Netzgebiet. Es gilt zu beachten, dass sich die Auswirkung bei wiederkehrenden Frequenzschwankungen ändern kann, wenn bereits durch eine vorangegangene Überfrequenz-Situation ein Teil der Schwellwertanlagen vom Netz getrennt wurde oder eine Änderung der Sonneneinstrahlung eintritt.

In Abbildung 16 wird der Frequenzverlauf von Lastabschaltungen mit und ohne Einfluss von PV-Anlagen verglichen. Hierbei zeigt sich, dass mit Einfluss der PV-Anlagen das Verhältnis von Frequenzreaktion zu verursachendem Lastsprung deutlich reduziert, da die Leistungsreduktion von PV-Anlagen der ursprünglichen Lastabschaltung entgegenwirkt. Dadurch reduziert sich der resultierende Lastsprung für das Führungskraftwerk.

Leistungssteigerungsverhalten der PV-Anlagen bei Rücksynchronisation nach Netztrennung

Wie bereits in Kapitel 3.1.1 erläutert, haben die Schwellwertanlagen nach Rücksynchronisation ein rampenartiges Leistungssteigerungsverhalten. Mithilfe einer dynamischen Simulation wird der Einfluss dieses Verhaltens auf die Frequenzstabilität im Inselnetz untersucht und einer sprunghaften Rücksynchronisation gegenübergestellt.

In Abbildung 17 ist schematisch der Schaltplan des Simulationsmodells zu erkennen. Als Führungskraftwerk dient ein Wasserkraftwerk mit zwei Generatoren und die Grundlast im Inselnetz beträgt 1,5 MW. Nach 20 s erfolgt jeweils die Rücksynchronisation der PV-Anlagen mit einer Summenleistung von 900 kW. In drei Simulationsreihen mit gleichen Rahmenbedingungen wird das PV-Verhalten bei Rücksynchronisation jeweils einmal durch einen negativen Lastsprung, durch eine Rampe mit 7 s Laufzeit und eine Rampe mit 70 s Laufzeit nachgebildet. Die Rampe mit 7 s Laufzeit repräsentiert die Rücksynchronisation einer einzelnen Anlage und die Rücksynchronisation mit 70 s bildet die Rücksynchronisation des Gesamtverhaltens einer PV-Anlagenpopulation im Inselnetz nach. Diese Rampen entsprechen vereinfacht dem gemessenen Verhalten aus dem Inselnetz-Feldversuch und werden dem Worst-Case-Szenario einer sprunghaften, zeitgleichen Rücksynchronisation aller Anlagen gegenübergestellt. Das Kraftwerksmodell bildet sehr detailliert das reale Kraftwerksverhalten im untersuchten Inselnetz nach. Für eine Validierung des Modells mit realen Messdaten wird auf [9] verwiesen.

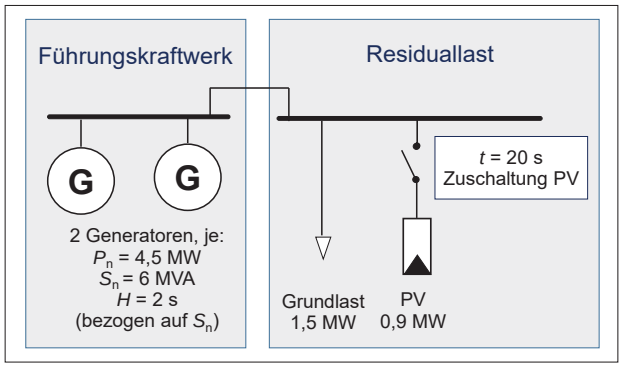

Abbildung 17: Simulationsmodell PV-Rücksynchronisation

Die auftretende Frequenzabweichung bei Rücksynchronisation von PV-Anlagen im Inselnetz ist von den Faktoren Trägheit im Inselnetz, Regelgeschwindigkeit der Kraftwerke, PV-Leistung und Leistungsgradient der rückkehrenden PV-Anlagen abhängig. Beim LINDA-Konzept ist zusätzlich die stationäre Frequenz von der aktuellen Residuallast im Inselnetz abhängig. Auch wenn die auftretende Frequenzabweichung vom entsprechenden Inselnetz abhängig ist, kann

ISBN 978-3-85125-586-7 DOI 10.3217/978-3-85125-586-7

der grundsätzliche Einfluss der Leistungssteigerung von PV-Anlagen auf die Frequenzstabilität mithilfe der folgenden Simulation demonstriert werden.

Um eine möglichst singuläre Betrachtung der Auswirkung des Leistungsgradienten von PV-Anlagen bei Rücksynchronisation zu ermöglichen, wurde das Führungskraftwerk auf eine Festfrequenzregelung mit 50,0 Hz parametriert und die übliche *P(f)*-Statik des LINDA-Konzepts deaktiviert. Die Abschaltung der PV-Anlagen bei Erreichen der Frequenzschwellwerte wurde ebenfalls deaktiviert.

Die Simulationsergebnisse sind in Abbildung 18 dargestellt. Es zeigt sich, dass das Rampenverhalten, im Vergleich zu einer sprunghaften Rücksynchronisation, die maximale Frequenzabweichung deutlich reduziert. Bereits die Rampe einer Einzelanlage mit einer gemessenen Laufzeit von 7 s reduziert bei den gegebenen Rahmenbedingungen die maximale Frequenzabweichung im Vergleich zum Worst-Case-Szenario eines Lastsprunges um 27 %. Die Rampe mit 70 s, welche das Summenverhalten aller PV-Anlagen nachbildet, reduziert die maximale Frequenzabweichung im Vergleich zum Lastsprung um 92 %. In diesem Fall wird der Schwellwert von 50,2 Hz nicht erreicht und alle PV-Anlagen verbleiben bei der Rücksynchronisation am Netz. In den anderen Fällen würde der starke Frequenzanstieg über 50,2 Hz zu einer erneuten Netztrennung, zumindest von einem Teil der dezentralen Erzeugungsanlagen, führen.

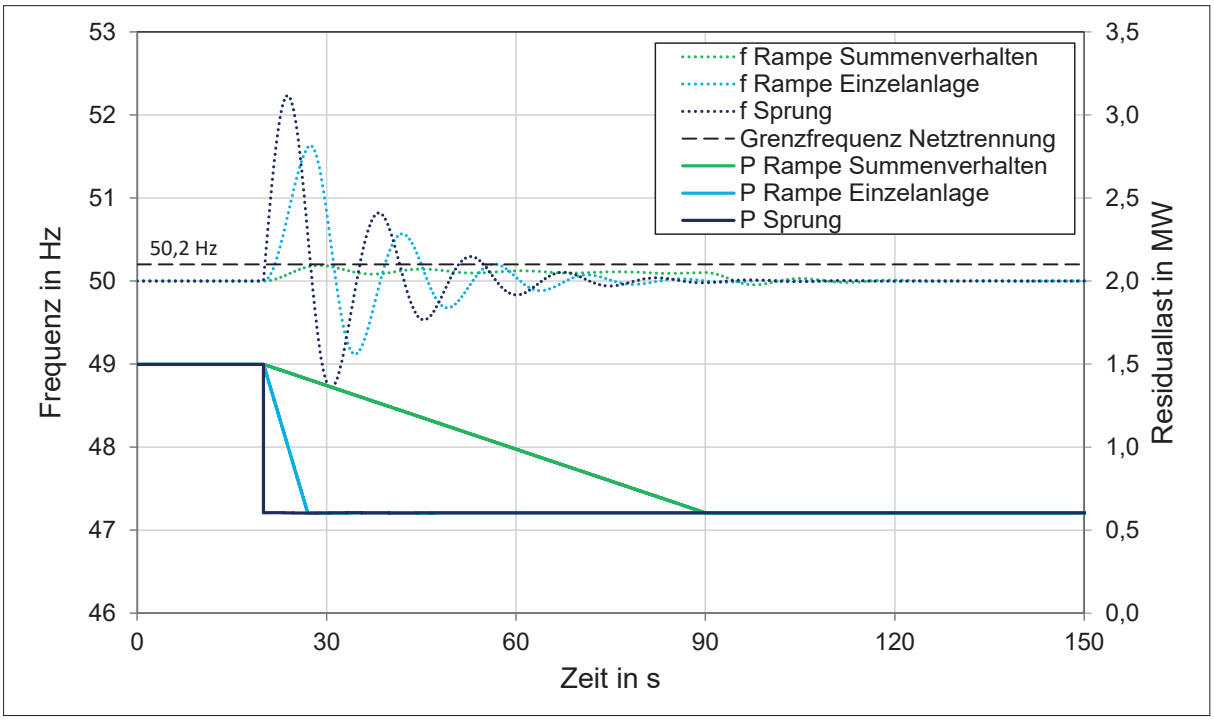

Abbildung 18: Simulationsergebnisse für PV-Rücksynchronisation mit unterschiedlichen Leistungsgradienten

Die Simulationsergebnisse zeigen, dass die rampenförmige Rücksynchronisation der Schaltschwellenanlagen, wie sie im Inselnetz-Feldversuch gemessen wurde, zu deutlich geringeren Frequenzabweichungen führt als eine sprunghafte Rücksynchronisation. Der flache Leistungsgradient ermöglicht daher eine deutlich höhere PV-Leistung bei Rücksynchronisation ohne erneute Netztrennung von dezentralen Erzeugungsanlagen bei 50,2 Hz verglichen mit einem zeitsynchronen Lastsprung aller Anlagen. Damit wird ein periodischer Effekt von Zuschaltung und Netztrennung der Schaltschwellenanlagen im 30-s-Rhythmus vermieden.

ISBN 978-3-85125-586-7 DOI 10.3217/978-3-85125-586-7

3.3 Zusammenfassung und Schlussfolgerung

Dezentrale Erzeugungsanlagen müssen, auf Basis der geltenden Netzanschlussrichtlinien, ihre Wirkleistung im Frequenzband 50,2 Hz ≤ *f* ≤ 51,5 Hz reduzieren. Im Zuge des LINDA-Projekts wurde ein Inselnetz-Feldversuch durchgeführt, um das reale Verhalten von PV-Anlagen in Überfrequenz-Situationen zu untersuchen. Diese Messungen führten zu einem Erkenntnisgewinn hinsichtlich des tatsächlichen Leistungsreduktionsverhaltens unterschiedlicher Anlagentypen und ermöglicht die Optimierung von dynamischen Simulationsmodellen.

Die Leistungsgradienten der PV-Anlagen bei Zuschaltung sind weniger kritisch für die Inselnetzstabilität als ursprünglich erwartet. Auch die Inselnetzerkennung der DEA hat in der gewollten Mittelspannungsinsel nicht zur Abschaltung geführt und damit das Systemkonzept unterstützt. Die dezentralen Erzeugungsanlagen können also bei Großstörungen für ein Notversorgungskonzept auf Basis von Inselnetzen genutzt werden.

Die Netztrennung von Anlagen mit Schaltschwellen bei festen Frequenzen erfolgt sehr schnell und führt im Inselnetz zu einer Dämpfung der bei Lastabschaltung auftretenden Frequenzüberhöhung. Die Messergebnisse lassen darauf schließen, dass bei der Netztrennung der Anlagen eine leichte Streuung bei den tatsächlichen Abschaltfrequenzen auftritt. Dadurch ergibt sich als Summenverhalten an einer Schaltschwelle eine Leistungsreduktion über einen Zeitraum von ca. 2 s und kein sprunghaftes Schaltverhalten. Nach einer vorgeschriebenen Mindestwartezeit erfolgt die Wiederzuschaltung dieser Anlagen. Die Messergebnisse zeigen, dass sich für die Wiederzuschaltung in Summe ein rampenförmiges Verhalten mit einer Leistungssteigerung über 70 s einstellt. Dies ist auf unterschiedlich lange Wartezeiten der Anlagen bis zur Zuschaltung und einen deutlich niedrigeren Leistungsgradienten im Vergleich zur Abschaltung zurückzuführen. Anhand von Simulationen wird gezeigt, dass sich dieses Verhalten sehr positiv auf die Frequenzstabilität im Inselnetz auswirkt.

Neuere Anlagen mit kontinuierlichen Methoden zur Wirkleistungsreduktion sind entsprechend der Normvorgabe mit ihrem frequenzabhängigen Leistungswert der aktuellen Inselnetzfrequenz gefolgt. Durch die lokal vorhandene Anlagenpopulation im untersuchten Netzgebiet ist der Beitrag dieser Leistungsrampe jedoch vergleichsweise gering. Aus diesem Grund war im Feldversuch bei Lastzuschaltung auch keine markante Dämpfung der Frequenzreduktion durch die PV-Anlagen feststellbar.

Bezüglich des stationären Verhaltens hat sich gezeigt, dass die frequenzabhängige Wirkleistungsreduktion der gesamten Netzinsel mit dem Erwartungswert gut übereingestimmt hat. Dennoch sind einzelne Anlagen von der anzuwendenden Norm abgewichen. Deshalb ist zu empfehlen das reale Verhalten vor einem Inselnetzbetrieb messtechnisch zu überprüfen, insofern einzelne Anlagen aufgrund ihrer Leistung systemrelevant werden.

Die frequenzabhängige Leistungsreduktion dezentraler Erzeugungsanlagen wird im LINDA-Konzept mithilfe eines Führungskraftwerks und einer flachen *P(f)*-Statik für einen ausgeglichenen Wirkleistungshaushalt des Inselnetzes genutzt. Hierbei gilt zu beachten, dass die Aufteilung der Schaltschwellenanlagen in einem Inselnetz deutlich von der Gleichverteilung im Verbundnetz abweichen kann.

ISBN 978-3-85125-586-7 DOI 10.3217/978-3-85125-586-7

Literaturverzeichnis

[1] T. Petermann, H. Bradke, A. Lüllmann, M. Poetzsch und U. Riemann, *Gefährdung und Verletzbarkeit moderner Gesellschaften - am Beispiel eines großräumigen Ausfalls der Stromversorgung,* Berlin: Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag, 2010.

[2] C. J. Steinhart, M. Finkel, M. Gratza, R. Witzmann, G. Kerber und K. Schaarschmidt, *Local Island Power Supply with Distributed Generation Systems in Case of Large-Scale Blackouts,* Helsinki: CIRED, 2016.

[3] VDE, *VDE-AR-N 4105 Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz - Technische Mindestanforderung für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz,* Berlin: VDE Verlag, 2011.

[4] BDEW, *Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz (Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz),* Berlin: BDEW Beundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2008.

[5] VDE, *DIN V VDE V 0126-1-1:2013-08 - Selbsttätige Schaltstelle zwischen einer netzparallelen Eigenerzeugungsanlage und dem öffentlichen Niederspannungsnetz,* 2013.

[6] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, *Verordnung zur Gewährleistung der technischen Sicherheit und Systemstabilität des Elektrizitätsversorgungsnetzes (Systemstabilitätsverordnung - SysStabV),* Berlin, 2012.

[7] VDEW, *Eigenerzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz,* Frankfurt am Main, Heidelberg: VWEW Energieverlag GmbH, 2001.

[8] S. Palm und P. Schegner, *Fundamentals of Detectability and Detection Methods of Unintentional Electrical Islands,* Eindhoven: PowerTech, 2015.

[9] C. J. Steinhart, M. Gratza, M. Fischer, M. Finkel, R. Witzmann, T. Nagel, K. Schaarschmidt, G. Kerber und T. Wopperer, *Optimierung der Frequenzstabilität bei Lastschaltungen im Inselnetz,* Wien: TU Wien, 2017.

Gefördert durch:

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages