

Optimierung der Frequenzstabilität bei Lastschaltungen im Inselnetz

**Christoph J. Steinhart¹⁽¹⁾, Michael Gratza¹⁽²⁾, Michael Fischer¹⁽¹⁾,
Michael Finkel⁽¹⁾, Rolf Witzmann⁽²⁾, Thomas Nagel⁽³⁾,
Kathrin Schaarschmidt^{1 (4)}, Georg Kerber⁽⁴⁾, Tobias Wopperer⁽⁵⁾**

⁽¹⁾ Hochschule Augsburg, An der Hochschule 1, 86161 Augsburg, Deutschland,
Tel.: +49 821 4486-3362, christoph.steinhart@hs-augsburg.de, www.hs-augsburg.de

⁽²⁾ TU München, Fachgebiet Elektrische Energieversorgungsnetze,
Arcisstraße 21, 80333 München, Deutschland,

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

⁽³⁾ Stellba Hydro GmbH & Co KG, Eiffelstr. 4, 89542 Herbrechtingen, Deutschland
Tel.: +49 7324 9680-16, t.nagel@stellba-hydro.de, www.stellba-hydro.de

⁽⁴⁾ LEW Verteilnetz GmbH, Schaezlerstraße 3, 86150 Augsburg, Deutschland,
Tel.: +49 821 328-1386, georg.kerber@lew-verteilnetz.de, www.lew-verteilnetz.de

⁽⁵⁾ Marquis Automatisierungstechnik GmbH, Toräckerstraße 19, 89542 Herbrechtingen,
Tel.: +49 7324 9635-13, wopperer@marquis-tech.de, www.marquis-tech.de

Kurzfassung:

Das Forschungsprojekt LINDA entwickelt ein Konzept für einen stabilen Inselnetzbetrieb mit dezentralen Erzeugungsanlagen, um im Fall eines langandauernden und großflächigen Stromausfalles das Versorgungsniveau für kritische Infrastrukturen zu erhöhen. Im Zuge des Forschungsprojektes wurden Inselnetz-Feldtests mit Lastschaltversuchen durchgeführt. Hierbei hat sich herausgestellt, dass bereits vergleichsweise geringe Lastsprünge starke Frequenzschwankungen auslösen. Deshalb werden Maßnahmen zur Erhöhung der Frequenzstabilität bei Lastschaltungen im Inselnetz vorgestellt. Der Fokus der Untersuchungen liegt dabei auf einer gezielten, zum ursprünglichen Lastsprung konträren Schaltung einer Lastbank. Durch diese Maßnahme lässt sich eine deutliche Verbesserung der Frequenzstabilität erreichen. Die Ergebnisse werden dem klassischen Lastabwurf in Anlehnung an den 5-Stufen-Plan gegenübergestellt, die Auswirkungen von Zeitverzug und Leistung der Lastbankschaltung aufgezeigt sowie ein Ausblick auf eine automatisch ROCOF-Regelung gegeben. Darüber hinaus wird der Einfluss des Einsatzes eines zusätzlichen Generatorsatzes eines Wasserkraftwerks auf die Frequenzstabilität aufgezeigt.

Keywords: Frequenzstabilität, Inselnetz, Lastbankkonzept, transientes Simulationsmodell, Inselnetzversuche, 5-Stufen-Plan, ROCOF-Regelung, Optimierungsmaßnahmen

¹ Jungautor

1 Einführung

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 Szenarien den Schaden erheblich reduzieren. [1] Das Forschungsprojekt LINDA (Lokale Inselnetzversorgung und beschleunigter Netzwiederaufbau mit dezentralen Erzeugungsanlagen) entwickelt ein Konzept für den stabilen Inselnetzbetrieb im Notversorgungsfall [2].

Beim LINDA-Konzept wird im Falle einer Großstörung ein schwarzstartfähiges Führungskraftwerk genutzt um die Notversorgungsinsel aufzubauen. Die weiteren dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA) im Inselnetzgebiet unterstützen das Führungskraftwerk bei der Bereitstellung der benötigten Wirk- und Blindleistung. Mit Hilfe von inselnetzoptimierten Reglerstatiken im Führungskraftwerk lassen sich die $P(f)$ - und ggf. $Q(U)$ -Funktionen der dezentralen Erzeugungsanlagen gemäß geltender Netzanschlussrichtlinien [3-7] für einen ausgeglichenen Wirk- und Blindleistungshaushalt nutzen. [3]

Die Methodik des Forschungsprojekts LINDA basiert auf gestaffelten Feldtests in einem realen süddeutschen Netzgebiet und einem transienten Simulationsmodell des Netzgebietes, welches mithilfe der Messdaten aus den Feldversuchen validiert und optimiert wurde. Mithilfe des Simulationsmodells lassen sich die gewonnenen Erkenntnisse auf andere Erzeugungs- und Lastkonstellationen übertragen.

2 Motivation und zentrale Aufgabenstellung

Aufgrund der geringen rotierenden Masse und der großen Lastsprünge im Verhältnis zur verfügbaren Erzeugungsleistung ist die Frequenzstabilität bei Lastschaltungen im Inselnetz eine große Herausforderung. Um die Frequenzschwankungen bei Lastschaltungen im untersuchten Netzgebiet zu quantifizieren, wurden in einem Feldtest Lastschaltversuche bei unterschiedlichen Erzeugungskonstellationen durchgeführt.

2.1 Untersuchung der Frequenzstabilität bei Lastschaltungen im Inselnetz-Feldtest

Abbildung 1 zeigt schematisch das Inselnetz, welches für den Feldversuch genutzt wurde. Die elektrische Last bestand hauptsächlich aus den Pumpen einer Trinkwasserversorgungsanlage mit zwei Hauptpumpen M_1 (700 kW bei 50 Hz) und M_2 (1200 kW bei 50 Hz) sowie drei kleineren Brunnenpumpen M_B mit je ca. 100 kW. An diesen Pumpenanlagen wurden während der nachfolgend beschriebenen Versuchsreihen keine Schalthandlungen durchgeführt.

Das Inselnetz wurde während der beiden Versuchsreihen des Feldtests hauptsächlich von einem Laufwasserkraftwerk (WKW) mit 6 MVA Nennleistung versorgt, welches die Frequenz- und Spannungshaltung im Netz übernahm. In der ersten Versuchsreihe wurde das Inselnetz ausschließlich von einem Generator des WKW versorgt. In der zweiten Versuchsreihe unterstützten drei Aggregate einer Biogasanlage (BGA) das Wasserkraftwerk. Die Biogasanlagen speisten hierbei mit einer konstanten Summenleistung von 940 kW ins Netz und deckten somit knapp die Hälfte der Grundlast.

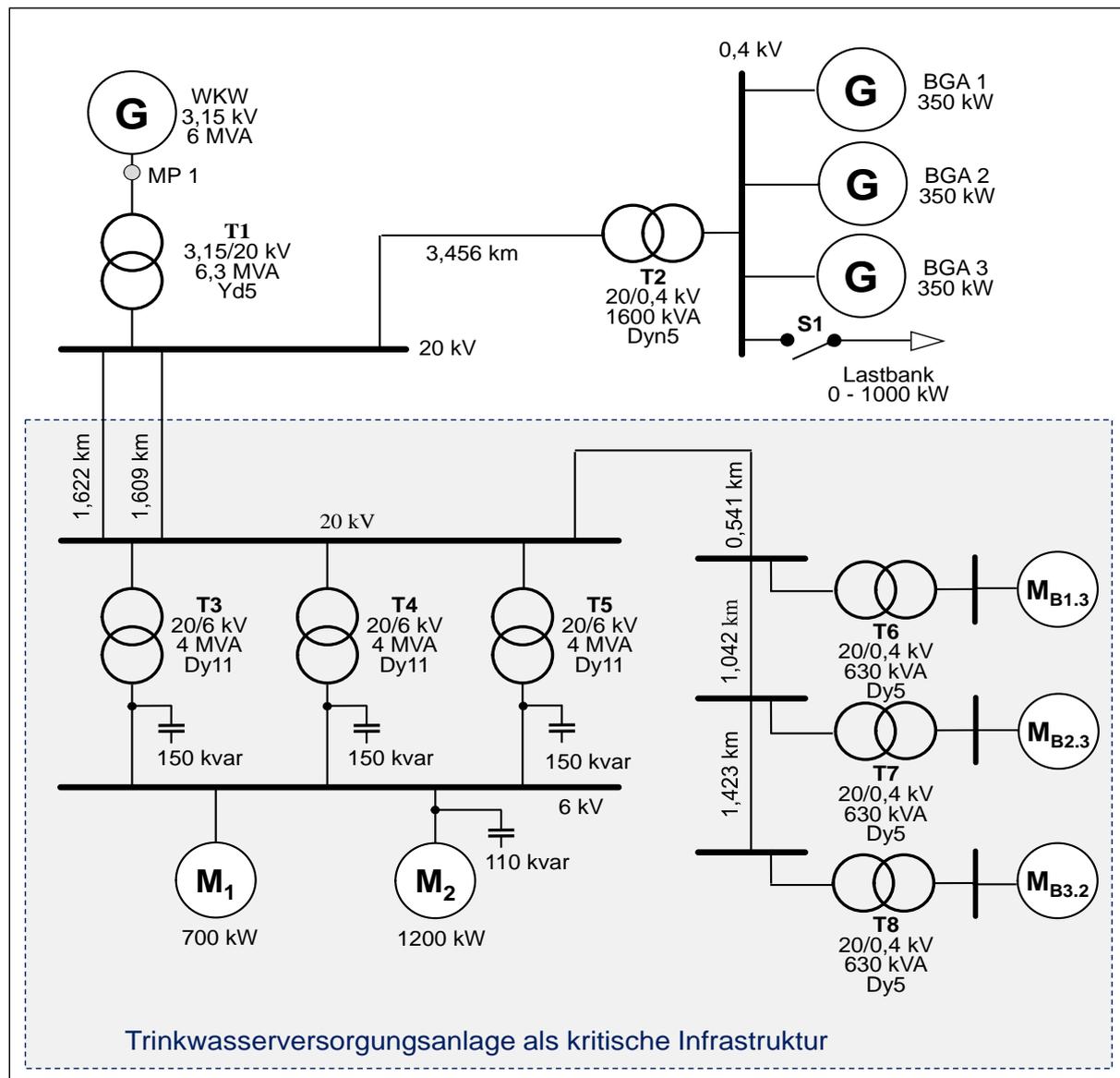


Abbildung 1: Übersichtsschaltbild der Lastschaltversuche während des Feldversuchs

Um das System dynamisch anzuregen und die dabei auftretende maximale Frequenzschwankung zu ermitteln wurden Lastschaltungen mit einer Lastbank durchgeführt. Die Lastbank besteht aus einem ohmschen Heizwiderstand mit einer maximalen Leistung von 1000 kW. Als Laststufen können Leistungen von 0 bis 1000 kW mit einer minimalen Schrittweite von 1 kW vorgewählt und anschließend zu- oder abgeschaltet werden.

Während der Versuchsreihe kamen als Laststufen 200 kW, 400 kW, 500 kW, 600 kW und 900 kW zum Einsatz. Diese Laststufen wurden jeweils in einem Schritt auf die Grundlast geschaltet, abgewartet bis die Frequenzschwankungen abgeklungen waren und anschließend in jeweils einem Schritt auf 0 kW abgeschaltet. Bei den Lastabschaltversuchen wurde also die Grundlast um die Last an der Lastbank erhöht. Gemäß dem LINDA-Konzept ändert sich bei Lastschaltungen die Frequenz im Inselnetz entlang der festgelegten $P(f)$ -Statik. Während der Feldtests hat sich gezeigt, dass sich der Wirkleistungsbezug der Pumpenanlagen bei quasistationären Frequenzänderungen mit ca. 8,5 %/Hz ändert [4]. Somit wurden zwar bei den Lastabschaltversuchen immer die gleichen rotierenden Massen versorgt, der Wirkleistungsbezug der Grundlast hat sich jedoch frequenzabhängig verändert.

In Abbildung 2 ist jeweils die maximal auftretende Frequenzschwankung bei positiven und negativen Lastsprüngen in beiden Versuchsreihen dargestellt. Lastzuschaltungen (positiver Lastsprung) haben ein Frequenzminimum und damit als Extremwert ein negatives Δf zur Folge. Lastabschaltungen (negativer Lastsprung) haben ein Frequenzmaximum und somit als Extremwert ein positives Δf . Im Diagramm sind nur diese Extremwerte eingezeichnet.

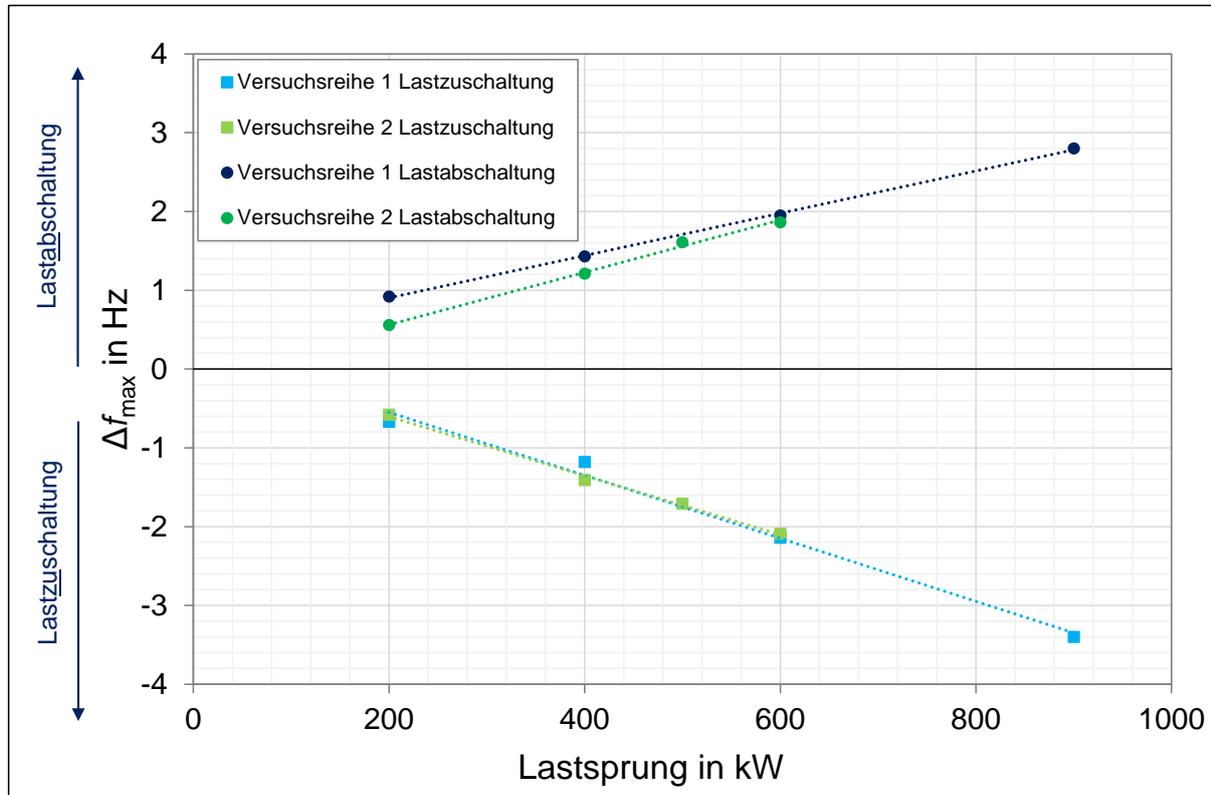


Abbildung 2: Maximale Frequenzschwankungen bei Lastschaltungen im Inselnetz

Es zeigt sich in beiden Versuchsreihen, dass die Frequenzstabilität bei Lastschaltungen im Inselnetz eine große Herausforderung darstellt. Bei Lastschaltungen von 400 kW, was ca. 20 % der Grundlast entspricht, sind Frequenzabweichungen in der Größenordnung 1,5 Hz aufgetreten, obwohl das Wasserkraftwerk und die Pumpenanlage eine vergleichsweise große rotierende Masse besitzen.

Da sich gemäß der Netzanschlussbedingungen [5] [6] [7] bei $f < 47,5$ Hz und $f > 51,5$ Hz die dezentralen Erzeugungsanlagen vom Netz trennen und gemäß DIN EN 50160 das Frequenzband von $47 \text{ Hz} < f < 52 \text{ Hz}$ einzuhalten ist, können keine beliebigen Frequenzschwankungen für einen stabilen Netzbetrieb toleriert werden. Die Norm DIN EN 50160 erlaubt zwar für Netze ohne synchrone Verbindung zu einem Verbundnetz prinzipiell ein größeres Frequenzband im Bereich $42,5 \text{ Hz} < f < 57,5 \text{ Hz}$. Das LINDA-Konzept bezieht sich jedoch auf Netzgebiete die üblicherweise eine synchrone Verbindung zum Verbundnetz haben. Deshalb wird auch im Inselnetzbetrieb die Einhaltung des strengeren Frequenzbandes angestrebt. [8]

Bei Schaltungen von Netzsträngen oder kritischen Verbrauchern wie z.B. die Pumpstationen einer Wasserversorgung sind Lastsprünge mit einem hohen Verhältnis an Last zu verfügbarer Erzeugungsleistung im Inselnetz nicht immer zu vermeiden. Deshalb werden im Folgenden Maßnahmen zur Optimierung der Frequenzstabilität bei Schalthandlungen in Netzen mit erhöhter Frequenzelastizität untersucht.

3 Maßnahmen zur Erhöhung der Frequenzstabilität im Inselnetz

Der Fokus dieses Kapitels liegt auf der Untersuchung eines Konzepts, bei dem mithilfe einer Lastbank eine zweite konträre Lastschaltung durchgeführt wird, wenn eine erste, ursprüngliche Schalthandlung dynamische Frequenzabweichungen im Inselnetz auslöst. Durch diese Maßnahme soll die Frequenzstabilität im Inselnetz erhöht werden. Das Konzept wird anhand eines transienten Simulationsmodells untersucht.

Die methodische Vorgehensweise gliedert sich in die Vorstellung des Konzepts, die Erklärung und Validierung des Simulationsmodells, die Untersuchung der Einflussgrößen Schaltversatz und Lastbankleistung auf das Ergebnis und den Vergleich mit einem Lastabwurf in Anlehnung an den 5-Stufen-Plan als Stand der Technik. Am Ende der Lastbankuntersuchungen wird noch ein Ausblick auf eine automatische ROCOF-Regelung gegeben.

Als weitere Einflussgröße auf die Frequenzstabilität wird die Versorgung des Inselnetzes mit einem oder zwei Turbinensätzen eines Wasserkraftwerks untersucht.

3.1 Lastbankkonzept

Aus Sicht des Gesamtsystems lässt sich die absolute Höhe eines Lastsprungs und damit die maximale Frequenzabweichung reduzieren, indem simultan zur Lastschaltung eine zweite Schaltung mit entgegengesetztem Vorzeichen, z.B. mit Hilfe einer Lastbank durchgeführt wird.

Dieses Konzept ist auch auf Batteriespeicher oder andere schaltbare Lasten übertragbar. Eine Lastbank bietet den Vorteil, dass diese vergleichsweise kostengünstig und wartungsarm ist. Der Nachteil an einer Lastbank ist, dass in ihrem Betrieb elektrische Energie an einem Heizwiderstand umgesetzt wird. Dies ist in einem Notversorgungskonzept gemäß LINDA allerdings tolerierbar, da das Inselnetz hauptsächlich die Versorgungskapazitäten aus dezentralen erneuerbaren Energien nutzt, welche im Blackout-Fall ansonsten ungenutzt bleiben würden. Es gilt also den Notversorgungsbetrieb im Inselnetz grundsätzlich vom klassischen Verbundbetrieb abzugrenzen.

Der Vorteil einer Lastbank liegt in der Möglichkeit einer kleinstufigen Schaltung der für den Anwendungsfall benötigten Last und führt somit bei der Vor- bzw. Nachkonditionierung der Lastbank zu deutlich geringeren Frequenzschwankungen als ein Gesamlastsprung. Wird beispielsweise im Inselnetz ein Motor mit 500 kW abgeschaltet, dann kann an der Lastbank simultan 500 kW zugeschaltet werden. Der Vorteil ist nun, dass die Lastbank nachher in kleinen Schritten auf 0 kW gebracht werden kann und damit deutlich geringere Frequenzabweichungen verursacht als die Abschaltung des Motors ohne Gegenmaßnahme hervorrufen würde.

In Abbildung 3 ist das Prinzip dargestellt, wie durch eine gezielte konträre Lastbankschaltung die maximale Frequenzabweichung reduziert werden kann. Nach 15 Sekunden wird in dem Inselnetz mit einer Grundlast von ca. 1,5 MW eine Pumpe mit einer Nennleistung von 710 kW zugeschaltet. Die blaue durchgezogene Linie zeigt den Wirkleistungsverlauf im Inselnetz und die blaue gestrichelte Linie den Frequenzverlauf. Die Zuschaltung der Pumpe löst eine maximale Frequenzschwankung von 2,4 Hz aus. Die grüne gestrichelte Linie kennzeichnet den optimierten Frequenzverlauf. Hier wurde 250 ms nach der Pumpenzuschaltung eine Lastbank mit 355 kW abgeschaltet. Durch die gezielte Gegenschaltung der Lastbank konnte die maximale Frequenzschwankung auf 1 Hz reduziert werden. Die Parameter für die Lastbank wurden willkürlich gewählt. Die Untersuchung des Optimums erfolgt in Kapitel 3.3.

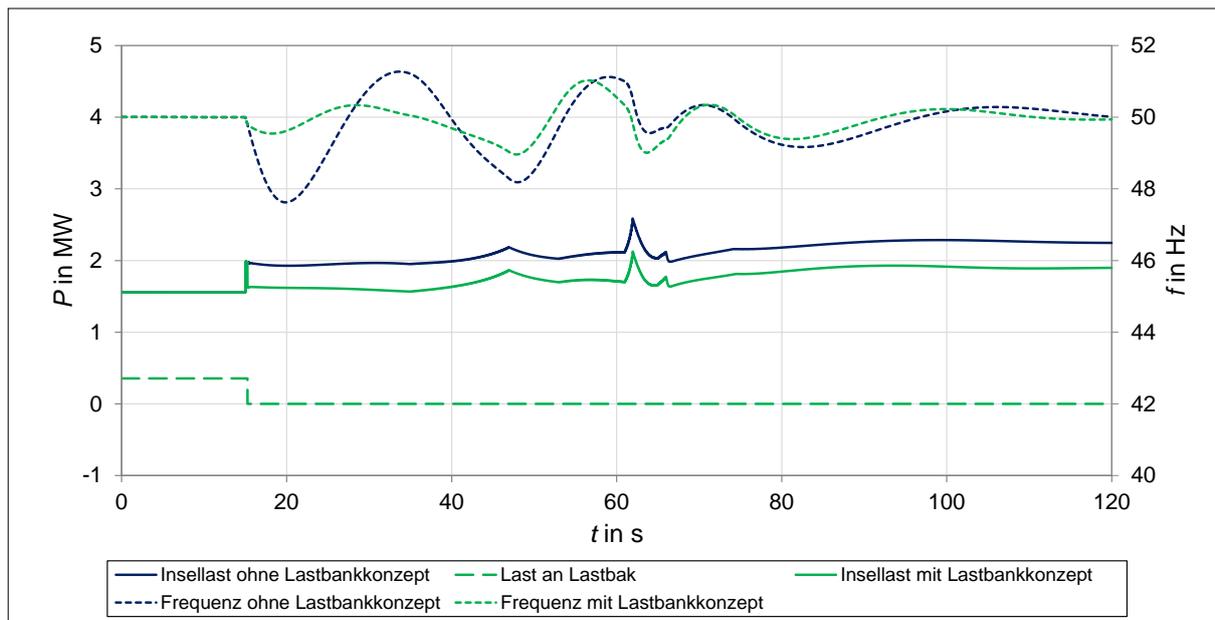


Abbildung 3: Reduktion der Frequenzschwankung durch eine gezielte Lastbankschaltung

Für die Auslösung der Schalthandlungen stehen prinzipiell folgende Optionen zur Verfügung:

- Zeitgleiche Auslösung einer Lastzuschaltung und -abschaltung durch eine Kommunikationsverbindung zwischen den Einheiten
- Automatische Reaktion der Lastbank auf Frequenzänderungsgeschwindigkeiten
- Automatische Reaktion der Lastbank auf feste Frequenzgrenzen

Die zeitgleiche Auslösung einer Lastschaltung mit einer konträren Lastbankschaltung ist eine vergleichsweise einfache Maßnahme zur Erhöhung der Frequenzstabilität. Eine Lastbank, die beispielsweise am Führungskraftwerk oder einem Umspannungsabgang angeschlossen ist, kann über eine gesonderte, auch im Inselnetzfall verfügbare Kommunikationsanbindung an die (Insel-)Netzleitstelle angebunden werden. Bei Schaltung von großen Lasten wie Netzsträngen oder kritischer Infrastrukturen (z.B. Pumpenanlagen) kann so zeitgleich eine konträre Schaltung der Lastbank ausgelöst werden. Die Vorwahl der Laststufe an der Lastbank beruht in diesem Fall auf einer Lastprognose der zu schaltenden Einheit.

Bei einer automatischen Reaktion der Lastbank auf feste Frequenzschwellwerte oder Frequenzänderungsgeschwindigkeiten (ROCOF) kann auf eine Kommunikationsanbindung verzichtet werden. Hierbei sind die Laststufen der Lastbank an die zu erwartenden dynamischen Frequenzänderungen anzupassen. Diese lassen sich bestimmen, wenn die Trägheit des Systems näherungsweise bekannt ist. Bei der Regelauslegung sind die Zeiten zur Messwerterfassung sowie die Gesamtschaltzeiten zu berücksichtigen.

Der Vorteil Last der Lastbank bei festen Frequenzschwellen abzuwerfen, bzw. zuzuschalten ist, dass Lastabwurfkonzepte im Verbundbetrieb erprobt sind. Nachteilig ist jedoch, dass bis zum Erreichen der Frequenzschwelle ein Totband entsteht, indem keine Gegenmaßnahme getroffen wird. Im Verbundbetrieb beträgt die Netzfrequenz üblicherweise 50 Hz und die erste Lastabwurfstufe gemäß des 5-Stufen-Plans liegt bei 49 Hz. Somit entsteht ein Totband von 1 Hz. [9] Bei einer Inselnetzversorgung gemäß dem LINDA-Konzept ist die stationäre Inselnetzfrequenz abhängig von der aktuellen Wirklast im Netz. Damit variiert auch das Totband abhängig vom momentanen stationären Arbeitspunkt.

Bei einer automatischen Reaktion der Lastbank auf Frequenzgradienten wird diese Totzeit vermieden. Die Herausforderung besteht in diesem Fall in der Regelparametrierung, welche die Systemstabilität nicht gefährden darf. Es muss in jedem Fall verhindert werden, dass es zu einem aufklingenden Schwingverhalten zwischen Lastbank und Kraftwerksregler kommt.

Bei den folgenden Untersuchungen wird, insofern nicht anders gekennzeichnet, als Reaktion auf eine Lastschaltung immer nur eine konträre Lastbankschaltung durchgeführt. Dies ist vergleichbar mit einer Verriegelung der Lastbank nach einer Auslösung bis die dynamischen Vorgänge abgeklungen sind. So wird ein aufklingendes Schwingverhalten in jedem Fall verhindert.

3.2 Simulationsmodell

Im Zuge des LINDA-Projekts entstanden detaillierte dynamische Simulationsmodelle, die das elektrische Verhalten der im Untersuchungsgebiet vorhandenen Erzeuger und Verbraucher realitätsnah nachbilden. Um die Fähigkeiten des Lastbankkonzepts zu belegen werden transiente Simulationen durchgeführt.

3.2.1 Inselnetzmodell

In Abbildung 4 ist ein Übersichtsschaltbild der relevanten Betriebsmittel für die folgenden Inselnetzsimulationen dargestellt. Das Inselnetz wird von einem Generator eines Wasserkraftwerks versorgt. Die Grundlast vor der Auslösung von Schalthandlungen hat eine Gesamtleistung von 1554 kW und besteht aus der Lastbank sowie drei Brunnenpumpen. Die drei Lasten Pumpe, Lüfter und ohmsche Last sind zu Beginn der Simulation immer vom Netz getrennt. Nach 15 Sekunden wird dann eine Schalthandlung ausgelöst. In einem Simulationsdurchlauf wird jeweils nur ein Lasttyp zugeschaltet. Aus der ursprünglichen Lastschaltung resultiert eine Frequenzabweichung. Bei einer darauffolgenden Auslösung der Lastbankschaltung zur Frequenzstabilisierung wird dann die Grundlast um die Lastbankschaltung reduziert.

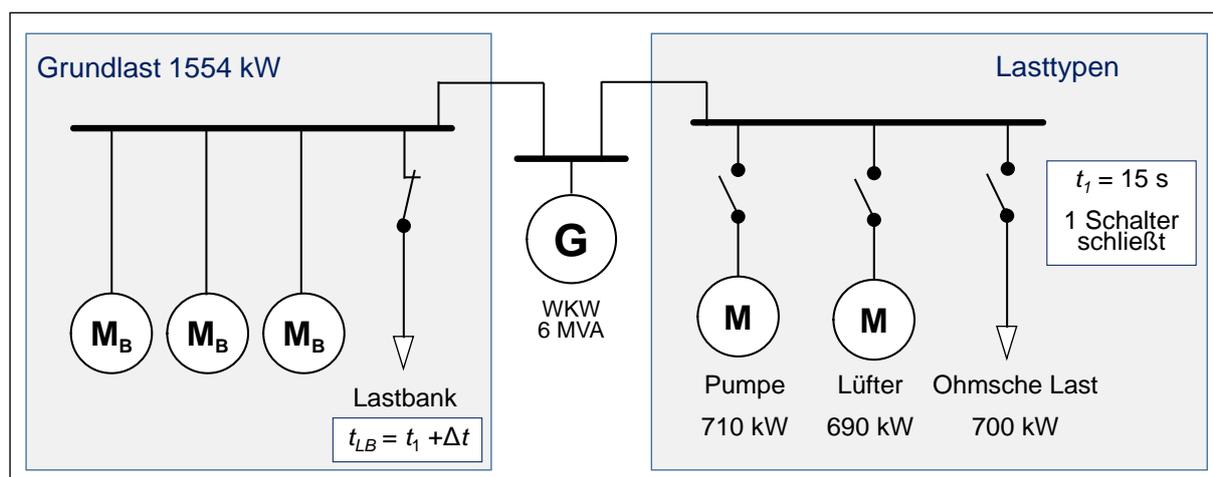


Abbildung 4: Übersichtsschaltbild Simulationsmodell für Lastbankkonzept

Auf Basis dieses Inselnetzmodells werden die nachfolgenden Untersuchungen zum Lastbankkonzept durchgeführt. Zunächst werden Teilmodelle näher beleuchtet.

3.2.2 Kraftwerksmodell

Die Inselnetzführung wird von einem Laufwasserkraftwerk mit einer Nennscheinleistung von 6 MVA, welches über eine 4,5-MW-Kaplanturbine angetrieben wird übernommen. Das Modell bildet alle wesentlichen Komponenten der Turbine, wie den Leitapparat, das Laufrad, das Turbinenkennfeld für den gesamten Arbeitsbereich sowie den Einfluss der Wasserfallhöhe nach. Die Frequenzregelung und das Erregermodell sind in Abstimmung mit den Herstellern implementiert worden. Zur Validierung des Modells wurde auf die real aufgezeichneten Messwerte aus den Feldtests zurückgegriffen. Diese liegen als 10-ms-Effektivwerte vor. Zunächst wurden dem Kraftwerk die gemessenen Leistungswerte über eine Last direkt vorgegeben und die simulierten Frequenzverläufe mit den gemessenen Werten verglichen. Abbildung 5 zeigt beispielhaft den Frequenzverlauf, wie er nach der Zuschaltung der Pumpe M_1 (vgl. Abbildung 1) im Inselnetz-Feldversuch auftrat und die entsprechenden Berechnungsergebnisse. Dem Diagramm ist zu entnehmen, dass die Simulation nur geringe Abweichungen von den Messwerten hat.

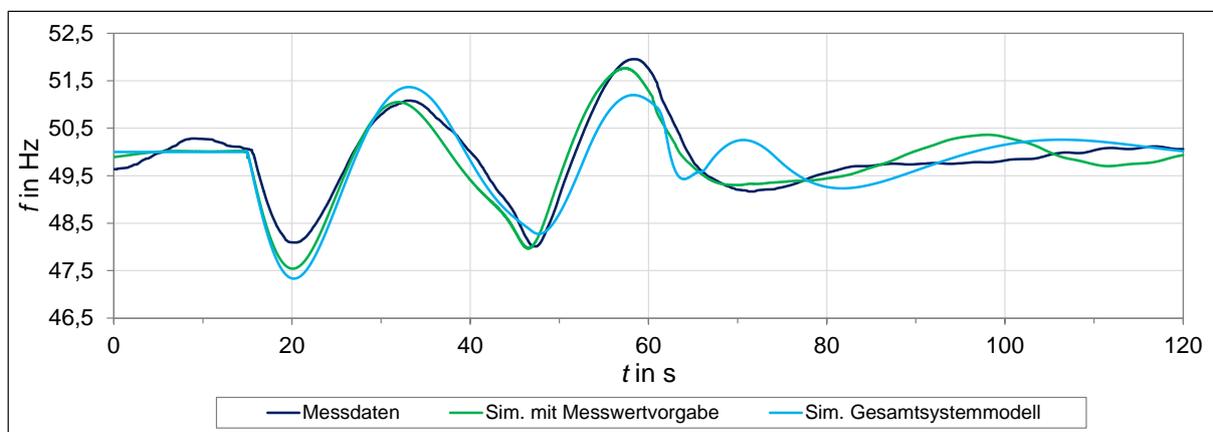


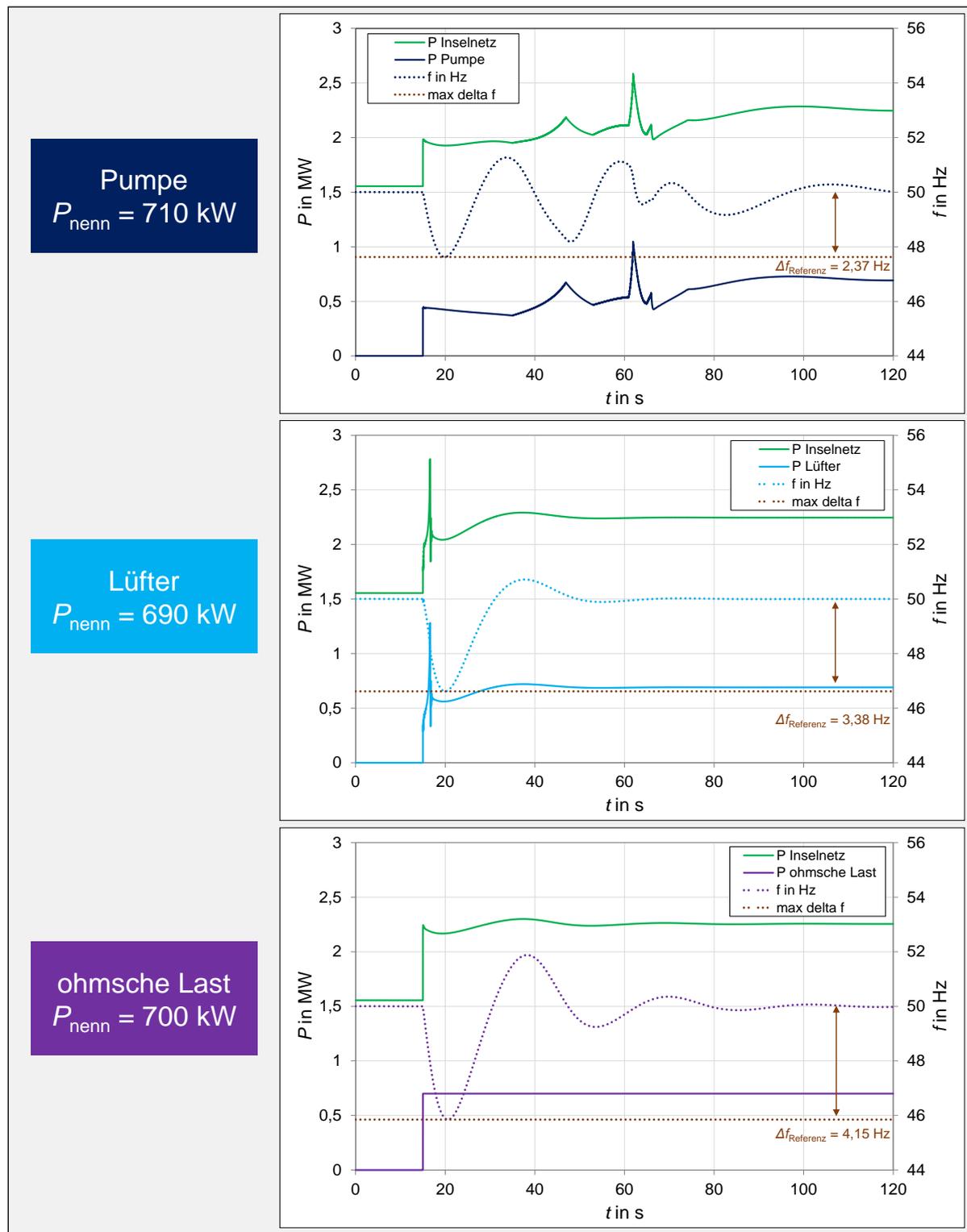
Abbildung 5: Vergleich Frequenzverläufe bei Vorgabe der gemessenen Leistungsverläufe nach der Zuschaltung von M_1

Das elektrische Verhalten der Maschine M_1 wird ebenfalls in einem transienten Modell nachgebildet. Es handelt sich um eine Trinkwasserversorgungspumpe, welche durch einen Schleifringläufermotor angetrieben wird. Für die Validierung des Pumpenmodells wird auf [10] verwiesen.

Um allgemeingültige Aussagen treffen zu können, ist es wichtig neben einer isolierten Einzelbetrachtung auch das Gesamtsystemverhalten zu validieren. Hierzu wurde der Schaltzustand wie in den Feldtests nachgebildet und eine Pumpenzuschaltung durchgeführt. Der zugehörige Frequenzverlauf ist ebenfalls in Abbildung 5 zu sehen. Auch hier zeigt der qualitative Verlauf wieder eine große Übereinstimmung mit den Messwerten. Die Simulationsergebnisse des Kraftwerks- und der Pumpenmodelle können daher als realitätsnah eingeschätzt werden und dienen als Basis für die folgenden Untersuchungen.

3.2.3 Lasttypen für die Anregung der Frequenzabweichung

Das Konzept wird anhand von drei unterschiedlichen Lasttypen untersucht. Der erste Lasttyp ist das bereits vorgestellte Pumpenmodell. Als zweiter Lasttyp wird ein Lüftermodell aus der DiGSILENT PowerFactory® Bibliothek eingesetzt. Es handelt sich um ein Käfigläufermodell, an das als Arbeitsmaschine ein Lüftermodell angeschlossen wurde. Als dritter Lasttyp kommt eine ohmsche Last zum Einsatz.



Alle drei sind Beispiele für typische Lasten, welche in einer Inselnetzversorgung für kritische Infrastrukturen auftreten können. Sie besitzen jeweils eine Nennleistung von ca. 700 kW und werden nach 15 Sekunden auf die Grundlast im Inselnetz geschaltet. In Abbildung 6 ist dargestellt, welche Frequenzschwankung die Lasten bei ihrer Zuschaltung im Inselnetz gemäß Abbildung 4 hervorrufen.

3.3 Einflussgrößen auf das Lastbankkonzept

Mithilfe des Simulationsmodells wird nun der Einfluss von Lastbankleistung zur Nennleistung der ursprünglich geschalteten Last und der Zeitversatz (Δt) zwischen den Schaltheftungen näher untersucht.

3.3.1 Konventionen für die folgenden Untersuchungen

In den folgenden Darstellungen werden die maximal auftretenden Frequenzabweichungen von 50 Hz als Δf bezeichnet. Abweichungen unterhalb von 50 Hz werden mit einem negativen Vorzeichen und über 50 Hz mit einem positiven Vorzeichen gekennzeichnet. Dies gilt sowohl für die absolute als auch die normierte Skala.

Zur besseren Vergleichbarkeit von Simulationsreihen werden auch normierte Skalen eingesetzt. Hierbei wird der aktuelle Wert in positive und negative Richtung auf den Referenzwert des Unterschingers (Referenz negativ) normiert. Dieser Referenzwert ist der maximale Betrag der Frequenzabweichung (Δf) bei einer Lastschaltung ohne Optimierungsmaßnahme. Im Zuge dieses Papers werden nur Lastzuschaltungen untersucht, deshalb tritt die maximale Frequenzabweichung immer beim ersten Frequenzeinbruch nach der Zuschaltung auf. Die Referenzwerte sind für alle drei Lasttypen in Abbildung 6 eingetragen.

$$\Delta f_{\text{Referenz}} = \max(|\Delta f|)$$

Um vergleichbare Ergebnisse zu erzielen wird die Grundlast ($P = 1555 \text{ kW}$), die vor Beginn der Lastschaltung anliegt, immer gleich gewählt. Das Kraftwerk ist zudem vor Beginn der Lastschaltungen in einem stationären Betriebspunkt.

Als Lasten werden die beschriebenen Lasttypen Pumpe, Lüfter und ohmsche Last bezeichnet. Dies gilt auch für den Begriff Lastschaltungen. Die Bezeichnung P_{nenn} bezieht sich immer auf die Nennleistung der Last und entspricht dem stationären Leistungsbezug nachdem alle transienten Vorgänge abgeklungen sind.

Als Lastbankschaltung wird die konträre Schaltung zur Optimierung der Frequenzschwankung bezeichnet. Für diese Aufgabe kommen aber grundsätzlich auch andere Lasttypen wie z.B. Batteriespeicher in Frage. Obwohl dies ebenfalls eine Last ist, wird diese immer mit Lastbank bezeichnet und ist so von der Frequenzschwankung auslösenden Last zu unterscheiden.

Um die Auslösung der Lastbank bei der Gegenüberstellung der Konzepte begrifflich klar zu trennen wird die Auslösung basierend auf festen Frequenzschwellen als Lastabwurf bezeichnet. Dieser ist vergleichbar mit dem klassischen Lastabwurf gemäß dem 5-Stufen-Plan. Auch hierfür kommen grundsätzlich weitere Lasten in Frage. Eine Lastbank hat den Vorteil, dass die Lastabwurfstufen gut auf die Anforderungen im Inselnetz abgestimmt werden können. Die Auslösung auf Grundlage einer automatischen ROCOF-Erkennung oder Kommunikationsanbindung wird im Folgenden als Lastbankkonzept bezeichnet.

3.3.2 Einfluss des Verhältnisses von Lastbankleistung zur Nennleistung des ursprünglichen Lastsprunges

Im Folgenden wird untersucht, wie sich das Verhältnis von konträr geschalteter Lastbankleistung zum ursprünglichen Lastsprung auf die maximal auftretende Frequenzabweichung auswirkt. Als Leistungsreferenzwert für die drei Lasttypen Pumpe, Lüfter und ohmsche Last wird die Nennleistung herangezogen. Es gilt zu beachten, dass diese nicht immer sofort nach der Zuschaltung am Netz anliegt. Weiterhin können während des Hochlaufprozesses kurzzeitig auch Lastspitzen auftreten, welche deutlich über die Nennleistung hinausgehen. Die Nennleistung wird dennoch als Referenz herangezogen, da diese im Regelfall bekannt ist, der Leistungsverlauf während des Anfahrvorganges jedoch typischerweise nicht.

Als Rahmenbedingung für diese Untersuchung wurde ein Zeitverzug zwischen ursprünglicher Lastschaltung und konträrer Lastbankschaltung von 250 ms definiert. Die Grundlage für diesen Wert ist eine konservative Abschätzung der notwendigen Zeiten für zwei Frequenzmessungen und der Auslösung des Schalters.

In Abbildung 7 ist am Beispiel Pumpe bei einem Verhältnis von $0,5 P_{\text{Lastbank}}/P_{\text{nenn}}$ dargestellt, wie die maximalen positiven und negativen Frequenzabweichungen ermittelt werden.

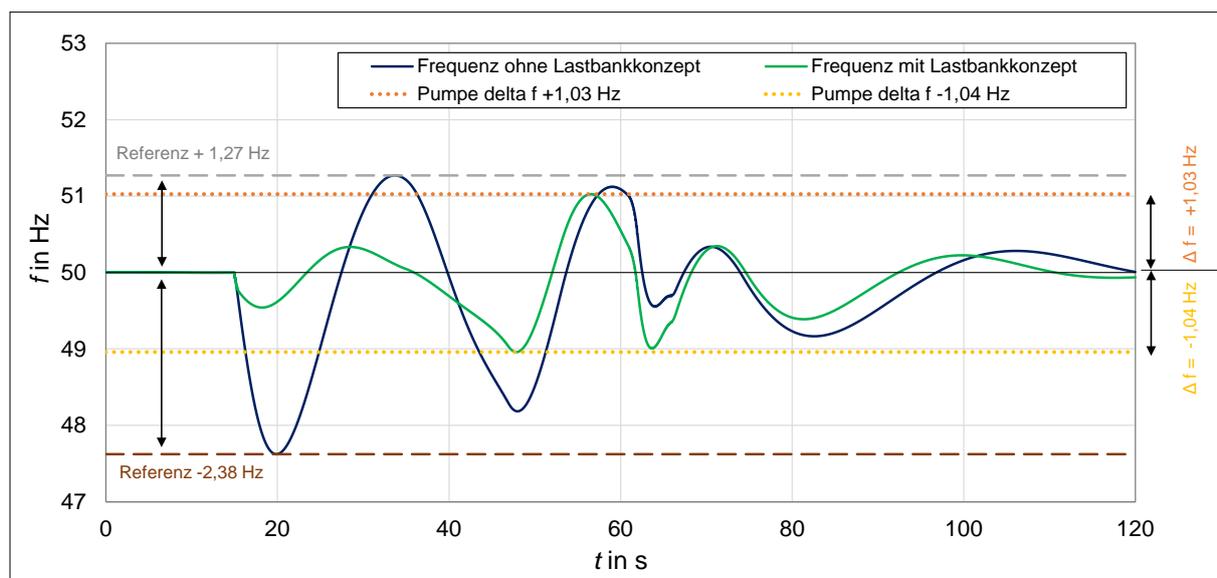


Abbildung 7: Beispiel für die Ermittlung der maximalen positiven und negativen Frequenzabweichung

Die so bestimmten maximalen Frequenzabweichungen werden in Abbildung 8 eingetragen. Die beiden in Abbildung 7 ermittelten Maxima sind in Abbildung 8 farbig markiert. Zusätzlich wird noch der Referenzwert ohne Gegenmaßnahme eingetragen. Der negative Referenzwert wird im Folgenden als Bezugswert für die normierte Darstellung benötigt.

Die normierten Werte berechnen sich wie folgt:

$$\begin{aligned} \text{Positive Richtung: } \frac{\Delta f_{\text{absolut}}}{\Delta f_{\text{Referenz}}} &= \frac{\Delta f_{\text{positiv}}}{\Delta f_{\text{Referenz}}} = \frac{+1,03 \text{ Hz}}{|-2,38 \text{ Hz}|} = +0,43 \\ \text{Negative Richtung: } \frac{\Delta f_{\text{absolut}}}{\Delta f_{\text{Referenz}}} &= \frac{\Delta f_{\text{negativ}}}{\Delta f_{\text{Referenz}}} = \frac{-1,04 \text{ Hz}}{|-2,38 \text{ Hz}|} = -0,44 \end{aligned}$$

Analog zu dem Beispiel werden die Werte für alle drei Lasttypen bei einem Verhältnis aus Lastbankleistung zu Nennleistung im Bereich 0,1 bis 1,5 ermittelt. Auf dieser Basis wird der Einfluss des angesprochenen Verhältnisses auf die maximale Frequenzabweichung untersucht.

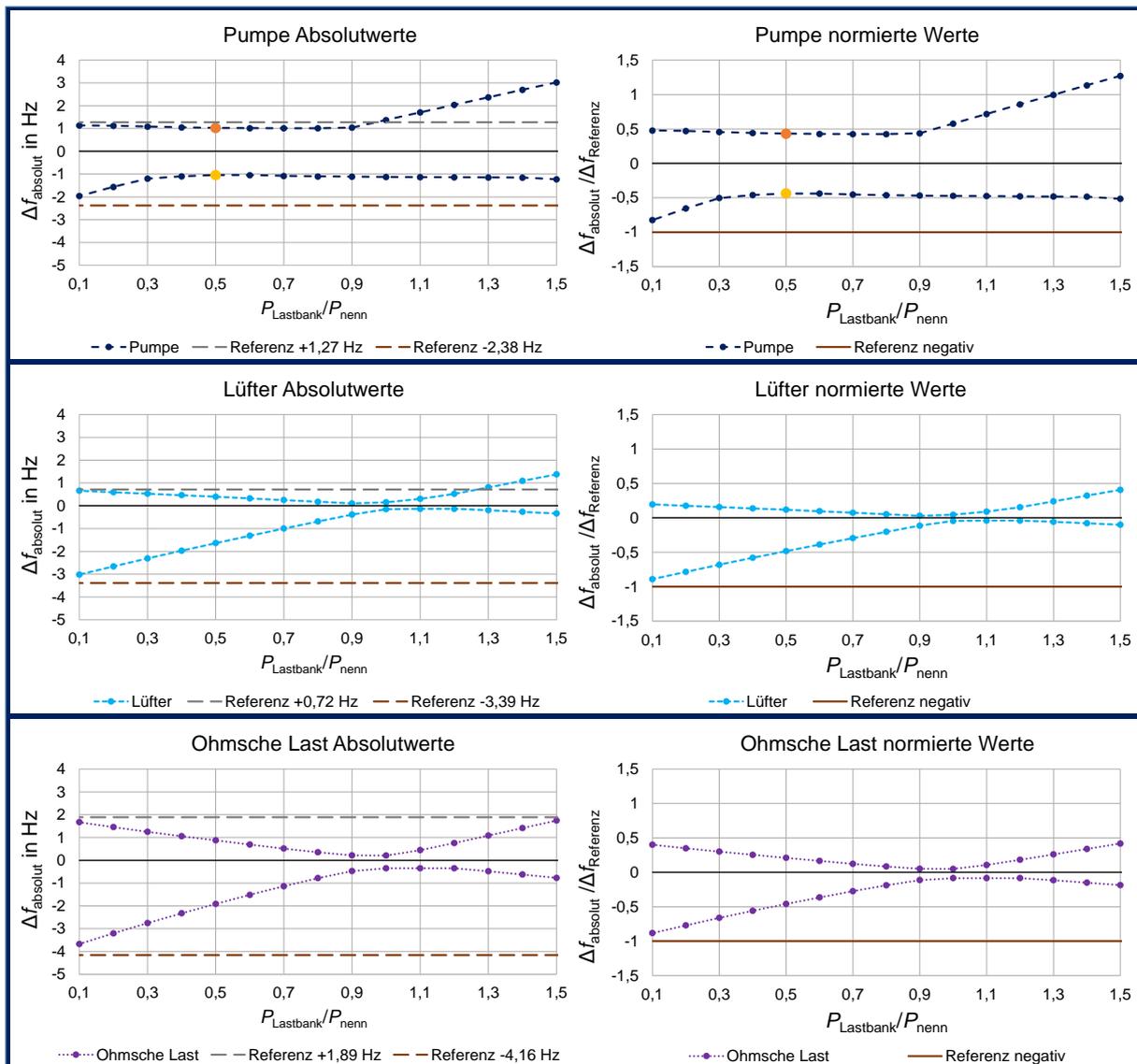


Abbildung 8: Einfluss $P_{\text{Lastbank}}/P_{\text{nenn}}$ bei unterschiedlichen Lasten in absoluter und normierter Darstellung

Der Vergleich der optimierten Lastschaltungen mit den Referenzwerten zeigt, dass in allen drei Fällen eine deutliche Reduktion der maximalen Frequenzschwankungen durch eine gezielte konträre Lastbankschaltung möglich ist. Die Pumpe mit den großen Leistungsspitzen im Anfahrvorgang hat ein geringeres Optimierungspotential als der Lüfter und die ohmsche Last. Dennoch kann bei der Pumpe die maximal auftretende Frequenzschwankung um mehr als die Hälfte reduziert werden. Bei der ohmschen Last kann eine Reduktion der maximalen Frequenzabweichung um Faktor 12 und beim Lüfter sogar um Faktor 22 erreicht werden.

In Abbildung 9 sind die normierten Werte aller drei Lasten dargestellt. Bei einer Lastbankleistung von 90 % der Nennleistung stellt sich für die Gesamtheit der drei Lasten ein Optimum ein. Es ist auch zu erkennen, dass bereits mit geringen Lastbankleistungen deutliche Verbesserungen erzielt werden können. Dies gilt insbesondere für die Pumpe, was auf den vergleichsweise geringen Anfangslastsprung von ca. 55% der Nennleistung zurückzuführen ist.

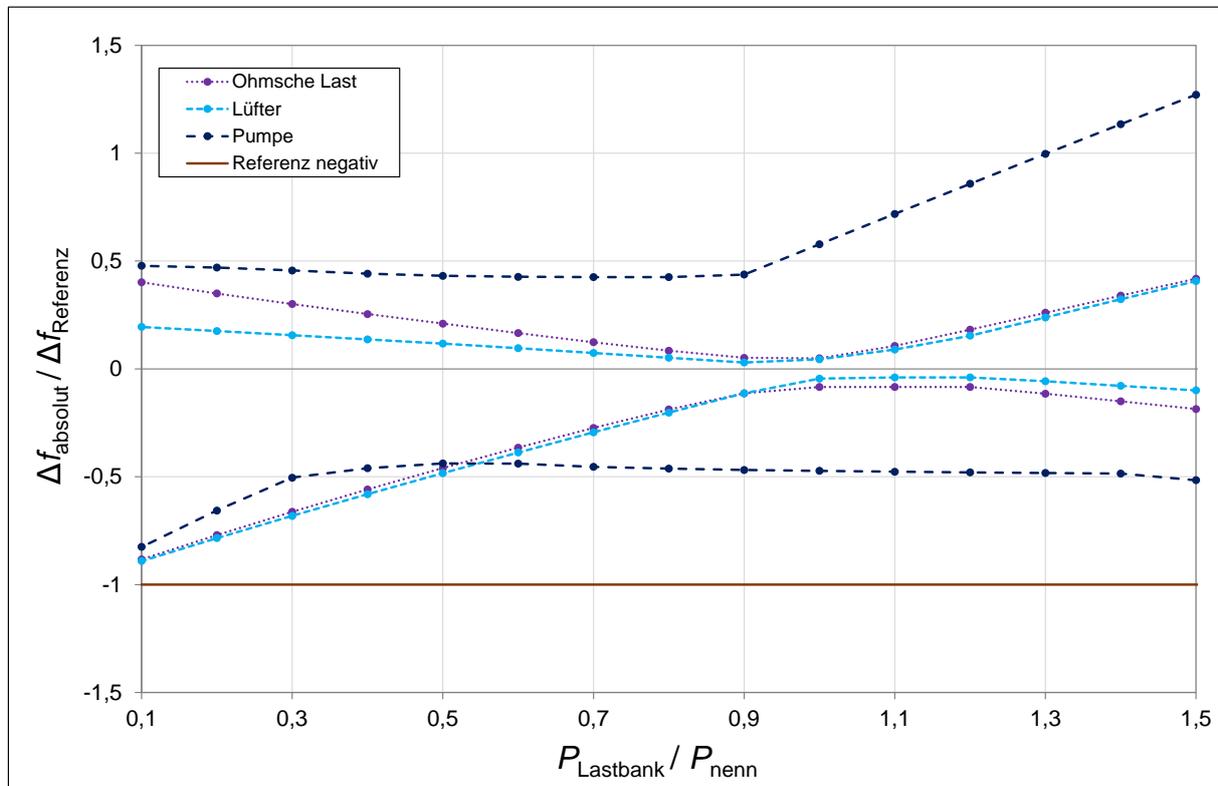


Abbildung 9: Einfluss des Verhältnisses von Lastbankleistung zur Nennleistung der ursprünglichen Lastschaltung

Es zeigt sich also, dass die bei Lastschaltungen im Inselnetz auftretenden Frequenzschwankungen durch eine gezielte konträre Schaltung einer Lastbank enorm reduziert werden können. Bei den vorangegangenen Betrachtungen lag der Zeitverzug zwischen Last- und Lastbankschaltung Δt stets konstant bei 250 ms. Im Folgenden wird nun untersucht, welchen Einfluss der Zeitversatz auf die maximale Frequenzschwankung hat.

3.3.3 Einfluss des Zeitversatzes zwischen den Schalthandlungen

Für die Untersuchung des Einflusses des Zeitversatzes zwischen Last- und Lastbankschaltung wird das Verhältnis von Lastbankleistung zu Nennleistung auf 0,9 festgelegt, da dieser Wert für alle drei Lasttypen nahe am Optimum liegt.

Im Rahmen der Untersuchung wird die Zeit zwischen Last- und Lastbankschaltung im Bereich von -1 bis 4 Sekunden in 250 ms Schritten untersucht. Eine Zeit mit negativem Vorzeichen bedeutet, dass die Lastbankschaltung vor der Lastschaltung erfolgt.

Als Referenz für die normierte Darstellung wird für alle drei Lasten wiederum ihre maximale Frequenzabweichung ohne Optimierungsmaßnahme herangezogen.

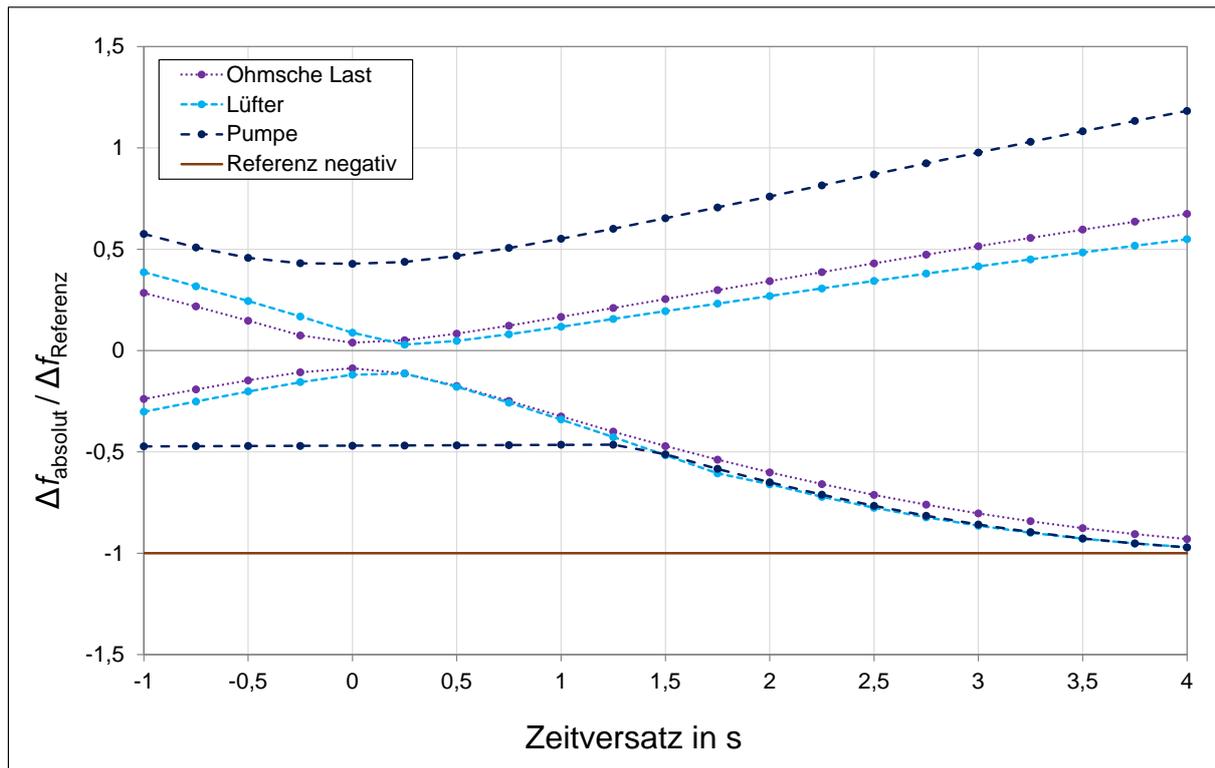


Abbildung 10: Einfluss des Zeitversatzes zwischen den Schaltungen von Last und Lastbank

In Abbildung 10 ist der Einfluss des Zeitversatzes zwischen Lastschaltung und Lastbankschaltung dargestellt. Für die ohmsche Last und die Pumpe liegt das Optimum bei einer zeitgleichen Schaltung. Beim Lüfter werden die besten Ergebnisse erreicht, wenn die Lastbank 250 ms nach der Last schaltet. Generell ist zu erkennen, dass sich das System träge verhält und ein Zeitversatz im Millisekunden-Bereich einen vergleichsweise geringen Einfluss auf das Ergebnis hat. Erst bei $\Delta t > 3$ Sekunden tritt bei der Pumpe eine größere Frequenzabweichung als im Referenzszenario auf. Bei der ohmschen Last und dem Lüfter kommt dies im betrachteten Zeitraum nicht vor.

Der Frequenzverlauf wird maßgeblich von der Trägheit im Inselnetz und dem Leistungsverlauf der Lasten im Anlaufvorgang bestimmt. Zwar wurden in dieser Untersuchung nur drei verschiedene Lasten im Zusammenspiel mit einer Erzeugungseinheit untersucht, da sich der Zeitversatz jedoch vergleichsweise gering auf das Ergebnis auswirkt lässt dies darauf schließen, dass die Methodik erfolgreich auf andere Netzgebiete übertragen werden kann.

3.4 Vergleich Lastbankkonzept mit klassischem Lastabwurf in Anlehnung an den 5-Stufen-Plan

Um die Ergebnisse der vorangegangenen Untersuchungen besser einordnen zu können, wird das Lastbankkonzept mit dem klassischen Lastabwurf in Anlehnung an den 5-Stufen Plan des Distribution Code 2007 verglichen [9].

Als Referenzszenario wird wiederum die Schaltung der Last ohne Optimierungsmaßnahme (Referenz ohne Gegenmaßnahme) herangezogen.

Für das Lastbankkonzept wird $\Delta t = 250$ ms und ein Verhältnis von Lastbankleistung zur Nennleistung der Last von 0,9 festgelegt. Dies entspricht einer Lastbankleistung von ca. 630 kW bei einer Nennleistung der Last von ca. 700 kW.

Als Bezugsgröße für den Betrag der Lastabwurfstufen wurde die Grundlast vor der Frequenzabweichung mit 1554 kW herangezogen. Die sonst im Verteilnetz übliche Bezugsgröße Jahreshöchstlast steht nicht zur Verfügung. Um eine Vergleichbarkeit der Ergebnisse zu ermöglichen wurde die Summenleistung der drei Lastabwurfstufen analog zur Lastbankleistung auf ca. 630 kW festgelegt. Die Aufteilung der drei Lastabwurfstufen erfolgt in Anlehnung an den 5-Stufen-Plan bei 12,0 %, 12,0 % und 16,5 % der Grundlast.

Tabelle 1: Lastabwurfstufen in Anlehnung an den 5-Stufen-Plan

	Lastabwurf absolut	Lastabwurf in % der Grundlast	Bereich der Stufen gemäß 5-Stufen-Plan	Frequenz
Stufe 1	186 kW	12,0	10-15 %	49,0 Hz
Stufe 2	186 kW	12,0	10-15 %	48,7 Hz
Stufe 3	256 kW	16,5	15-20 %	48,4 Hz
Summe	628 kW	40,5	35-50 %	

Für die Berücksichtigung der Zeiten zur Frequenzmessung und Auslösung des Schalters wird zwischen dem Unterschreiten der Frequenzschwelle und dem Lastabwurf ein Zeitversatz von 130 ms definiert.

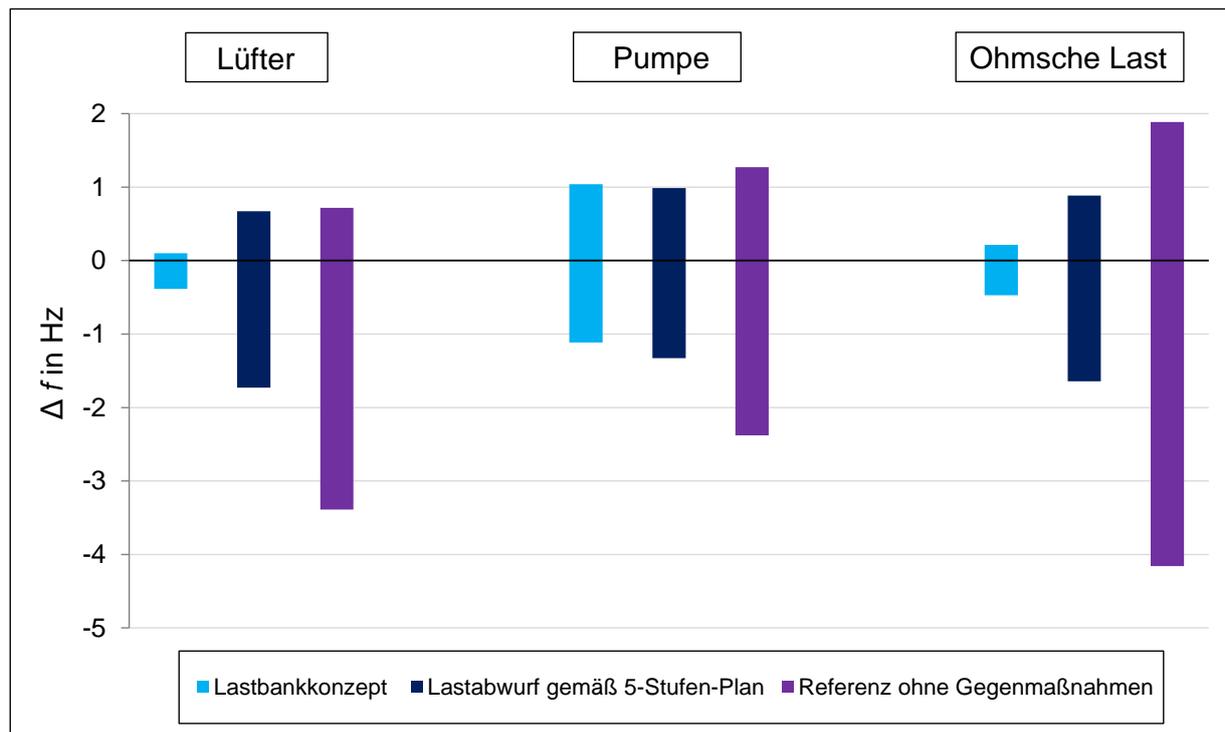


Abbildung 11: Vergleich des Lastbankkonzepts mit dem Lastabwurf in Anlehnung an den 5-Stufen-Plan

In Abbildung 11 werden die Ergebnisse von Lastbankkonzept, Lastabwurf und Referenzszenario gegenübergestellt. Es werden jeweils die maximal auftretenden Frequenzschwankungen in positive und negative Richtung für alle drei Lasttypen dargestellt. Hierbei stellt sich heraus, dass mit dem Lastabwurf in Anlehnung an den 5-Stufen-Plan eine deutliche Reduktion der Frequenzabweichung im Vergleich zum Referenzszenario erreicht wird. Mit dem Lastbankkonzept ist beim Lüfter und der ohmschen Last nochmals eine deutliche Optimierung im Vergleich zum klassischen Lastabwurf möglich. Dies ist hauptsächlich darauf zurückzuführen, dass die Lastbankschaltung bereits nach 250 ms reagiert und somit die Totzeit bis zum Erreichen der 49,0 Hz Schwelle vermeidet. Bei der Pumpe wird mit dem Lastbankkonzept eine leichte Verbesserung im Vergleich zum Lastabwurf erreicht. Die größere Frequenzabweichung im Vergleich zur ohmschen Last und dem Lüfter ist hauptsächlich, wie oben beschrieben, auf die mehrfachen Leistungssprünge während des komplexen Hochlaufvorganges zurückzuführen. Diese treten zu ungünstigen Zeiten in Bezug auf das Regelverhalten des Wasserkraftwerks auf. Bei dem untersuchten Lastbankkonzept wurde in jedem Untersuchungszeitraum nur eine konträre Lastbankschaltung vorgenommen. Eine mehrmalige Reaktion der Lastbank auf den Frequenzgradienten während der Hochlaufphase der Pumpe bietet hier weiteres Optimierungspotential.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass mit einem Lastabwurf in Anlehnung an den 5-Stufen-Plan deutliche Reduktionen der maximal auftretenden Frequenzschwankungen im Vergleich zum Referenzszenario möglich sind. Hier gilt es noch die optimale Höhe der Laststufen im Inselnetz zu untersuchen. Mithilfe des Lastbankkonzeptes sind im Vergleich zum klassischen Lastabwurf weitere deutliche Optimierungen möglich, da die Totzeiten minimiert werden. Ein weiterer Vorteil des Lastbankkonzeptes in Bezug auf das LINDA-Konzept ist, dass es unabhängig von der aktuellen stationären Frequenz vor der Lastschaltung ist, welche sich in Abhängigkeit von dem aktuellen Wirkleistungsumsatz in der Netzinsel ändert [2].

3.5 Ausblick automatische ROCOF-Regelung der Lastbank

In den vorangegangenen Kapiteln wurde das Optimierungspotential des Lastbankkonzepts mit nur einer gezielten Gegenschaltung der Lastbank untersucht. Nun wird anhand des Beispiels Pumpenhochlauf gezeigt, wie sich der Einsatz einer ROCOF-geregelten Lastbank auf die Frequenzstabilität auswirkt. Um eine Vergleichbarkeit der Ergebnisse zu gewährleisten ist der Betriebszustand des Inselnetzes genauso wie bei den vorangegangenen Pumpenzuschaltungen. Im Unterschied zum vorher untersuchten Konzept kann die Lastbank mehrmals automatisch auslösen sowie in beide Richtungen agieren. Die möglichen Schaltstufen mit den ROCOF-Auslöseschwellen sind in Tabelle 2 dargestellt.

Tabelle 2: Schaltstufen der ROCOF-geregelten Lastbank

	ROCOF in Hz/s		$\Delta P_{\text{Lastbank}}$ in kW	
Stufe 1	-0,083	+0,083	-100	+100
Stufe 2	-0,167	+0,167	-200	+200
Stufe 3	-0,250	+0,250	-300	+300
Stufe 4	-0,333	+0,333	-400	+400

Der Gesamtzeitverzug zwischen maßgeblicher Frequenzänderung und Auslösung der Lastbankschaltung wurde auf 250 ms festgelegt. In diesem Zeitraum finden zwei Frequenzmessungen im Abstand von 120 ms und die Auslösung des Schalters statt.

Die Lastbank kann nun mehrmals nacheinander schalten. Zwischen den Auslösungen wurde eine Sperrzeit von 1 Sekunde festgelegt. Bei der großstufigen Parametrierung der Lastbank ist es nötig diese Sperrung einzuführen, da sich die Lastbank bei ihren Schaltungen sonst selbst anregen würde.

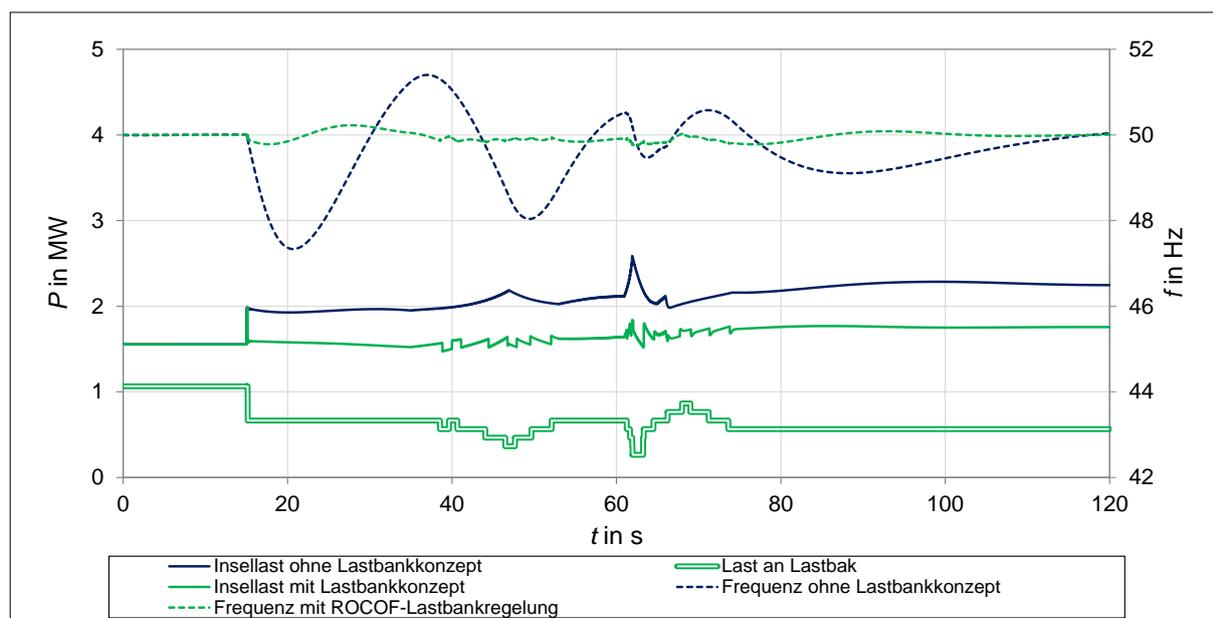


Abbildung 12: Optimierung der maximalen Frequenzabweichung durch automatische Reaktion der Lastbank auf Frequenzgradienten

In Abbildung 12 ist der Frequenzverlauf beim Pumpenanlauf ohne Gegenmaßnahme und mit ROCOF-geregelter Lastbank dargestellt. Es zeigt sich, dass mit der automatischen Reaktion der Lastbank auf den Frequenzgradienten eine deutliche Reduktion der maximalen Frequenzschwankung erreicht wird. Die maximale Frequenzabweichung beträgt nur noch 0,26 Hz, dies entspricht einer Reduktion um Faktor 10.

Es gilt zu beachten, dass die Stufenhöhe und Sperrzeit der Lastbank auf das Systemverhalten des betrachteten Inselnetzes abgestimmt wurden. Verallgemeinerbarkeit und Systemstabilität müssen noch näher untersucht werden. Bevor die ROCOF-Regelung in Inselnetzen zum Einsatz kommt, muss sichergestellt sein, dass die Lastbankschaltungen kein aufklingendes Schwingverhalten im Inselnetz hervorrufen können.

4 Vergleich des Lastbankkonzepts mit zweitem Generatorsatz

Eine naheliegende aber gleichzeitig teure Möglichkeit Frequenzschwankungen bei Lastsprüngen zu verringern ist die Trägheit im Netz zu erhöhen. Im LINDA-Projekt steht in dem beschriebenen Laufwasserkraftwerk ein zweiter, baugleicher Generatorsatz zur Verfügung. Das vorgestellte Lastbankkonzept soll deswegen mit einem Einsatz eines zweiten Generators und damit einem deutlich trägeren System verglichen werden.

In Abbildung 13 ist der Frequenzverlauf beim Betrieb des Kraftwerks mit einem und zwei Generatoren im Vergleich zu sehen. Dabei ist das Referenzszenario der Pumpenzuschaltung mit einer vorherigen Grundlast von 1554 kW dargestellt. Es wird deutlich, dass der zweite Generatorsatz die Frequenzschwankungen deutlich dämpft. Der Einbruch der Frequenz wird im Vergleich zu nur einem Generatorsatz von -2,38 Hz auf -1,12 Hz begrenzt. Die maximale Frequenzabweichung wird somit um Faktor 2 reduziert. Die deutliche Erhöhung der Trägheit im Netz durch einen zweiten Generator dämpft das System damit ähnlich gut wie das zuvor beschriebene Lastbankkonzept, wenn die Lastbankleistung 0,3-0,9 der Pumpennennleistung beträgt. Dabei sei aber erwähnt, dass zusätzliche Generatorleistung im Regelfall für eine Inselnetzversorgung nicht zur Verfügung steht, bzw. diese sowieso eingesetzt werden sollte. Aufgrund der extrem hohen Kosten wäre diese Variante für eine reine Schwingungsdämpfung daher nicht praktikabel. Des Weiteren steht die erhöhte Schwungmasse auch nicht in Konkurrenz zu dem Lastbankkonzept. Dieses lässt sich zusätzlich zu dem zweiten Generatorsatz anwenden und damit die Frequenzschwankungen weiter dämpfen.

Der gezielte und evtl. (ROCOF-) geregelte Lastbankeinsatz zeigt aber sogar teils bessere Dämpfungswerte bei gleichzeitig wesentlich geringeren Kosten.

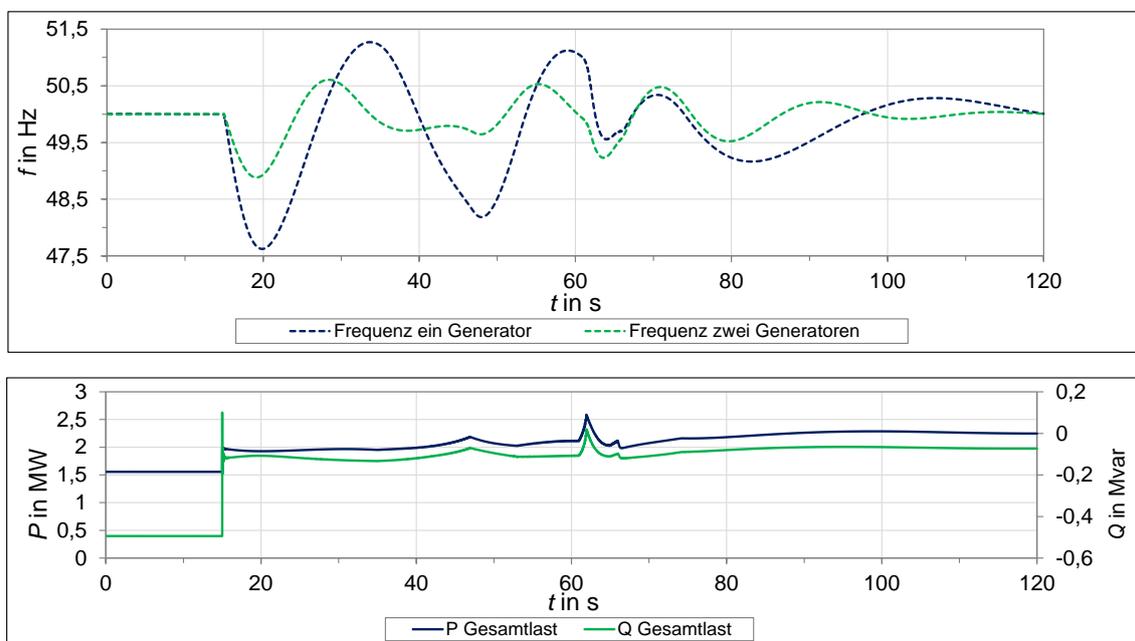


Abbildung 13: Frequenzverlauf bei der Zuschaltung der Pumpe M1 mit einem und mit zwei Generatoren (oben) Gesamte Leistung der Last (unten)

5 Zusammenfassung

Das LINDA-Projekt entwickelt ein Konzept für einen stabilen Inselnetzbetrieb mit dezentralen Erzeugungsanlagen im Falle eines großflächigen und langandauernden Stromausfalles. Mithilfe von stabilen Inselnetzen kann bei Großstörungen das Versorgungsniveau zumindest für kritische Infrastrukturen erhöht und damit der volkswirtschaftliche Schaden erheblich minimiert werden. Bei den im Zuge des LINDA-Projekts durchgeführten Inselnetzversuchen hat sich herausgestellt, dass die durch Lastschaltungen ausgelösten Frequenzschwankungen bereits bei vergleichsweise geringen Lastsprüngen eine große Herausforderung darstellen. Bei Lastschaltungen von 400 kW, was ca. 20 % der Inselnetzlast entsprach, sind Frequenzabweichungen in der Größenordnung 1,5 Hz aufgetreten, obwohl eine vergleichsweise große rotierende Masse durch das 6-MVA-Wasserkraftwerk vorhanden war. Da auch im Inselnetz keine beliebigen Frequenzschwankungen tolerierbar sind, werden Maßnahmen zur Erhöhung der Frequenzstabilität vorgestellt.

Durch eine gezielte, zum ursprünglichen Lastsprung konträre Lastbankschaltung kann die maximal auftretende Frequenzabweichung erheblich minimiert werden. Die Untersuchungsergebnisse zeigen ein Optimierungspotential der maximalen Frequenzabweichung um den Faktor 22 mit einer einzelnen Gegenschaltung. Das Optimierungspotential ist dabei abhängig vom Lasttyp.

Für die Untersuchungen wurden als geschaltete Lasten, eine Pumpe, ein Lüfter und eine ohmsche Last herangezogen. Betrachtet wurde der Einfluss der Lastbankleistung im Verhältnis zur Nennleistung der ursprünglich geschalteten Last sowie der Einfluss des Zeitversatzes zwischen den beiden Lastschaltungen. Beim Verhältnis von Lastbankleistung zur Nennleistung der Last stellt sich bei den untersuchten Lasttypen ein Optimum bei Faktor 0,9 ein. Aber auch mit kleineren Lastbankleistungen sind deutliche Verbesserungen möglich.

Beim Schaltverzug stellt sich ein Optimum zwischen 0 und 250 ms ein, wobei im untersuchten Netzgebiet der Schaltversatz einen verhältnismäßig geringen Einfluss auf die Reduktion der Frequenzschwankungen hat. Das Lastbankkonzept ermöglicht somit eine stabile, einfache und kostengünstige Möglichkeit zur Integration deutlich größerer Lasten im Inselnetz als dies ohne Optimierungsmaßnahme möglich wäre.

Zudem wurde das Lastbankkonzept dem klassischen Lastabwurf in Anlehnung an den 5-Stufen-Plan gegenübergestellt. Hierbei zeigt sich, dass mit dem Lastbankkonzept die maximal auftretenden Frequenzschwankungen im Vergleich zum 5-Stufen-Plan deutlich reduziert werden können.

Weiteres Optimierungspotential verspricht eine mehrmalige automatische Reaktion der Lastbank auf den Frequenzgradienten. Anhand eines Pumpenhochlaufs wurde gezeigt, dass mithilfe einer ROCOF-Regelung nochmals eine deutliche Reduktion der maximalen Frequenzschwankung im Vergleich zu einer einmaligen Auslösung der Lastbank möglich ist. Inwieweit sich dieses Konzept auf andere Systemkonstellationen anwenden und welche Parametrierungen einen stabilen Betrieb ermöglichen muss noch näher untersucht werden.

Im LINDA-Projekt steht ein Wasserkraftwerk mit zwei Turbinensätzen zur Verfügung. Durch den Einsatz eines zweiten Turbinensatzes kann die maximale Frequenzabweichung im Vergleich zu einem Turbinensatz um Faktor 2 reduziert werden. Die Möglichkeit die rotierende Masse zu vergrößern steht im Regelfall jedoch nicht zur Verfügung, bzw. ist wesentlich teurer als das Lastbankkonzept. Des Weiteren ließen sich diese Optionen verbinden und damit die Frequenzstabilität weiter optimieren.

Insgesamt konnte in der vorliegenden Arbeit gezeigt werden, dass durch alle untersuchten Konzepte eine deutliche Erhöhung der Frequenzstabilität bei Lastschaltungen im Inselnetz erreicht wird. Durch den Einsatz dieser kostengünstigen Maßnahmen kann das Integrationspotential großer Lastschaltungen im Inselnetz und damit auch die Fähigkeit zur Versorgung kritischer Infrastruktur erheblich verbessert werden.

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

6 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,“ Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag, Berlin, 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,“ CIRED, Helsinki, 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 Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2008.
- [5] ENTSO-E, *ENTSO-E Network Code for Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators*, Brüssel: ENTSO-E, 2013.
- [6] DIN CLC/TS 50549-1, *Requirements for generating plants to be connected in parallel with distribution networks - Part 1: Connection to a LV distribution network above 16 A*, Berlin: Beuth Verlag, 2015.
- [7] DIN CLC/TS 50549-2, *Requirements for generating plants to be connected in parallel with distribution networks - Part 2: Connection to a MV distribution network*, Berlin: Beuth Verlag, 2015.
- [8] G. Kerber, M. Finkel, K. Schaarschmidt, C. J. Steinhart, M. Gratza und R. Witzmann, *Konzept für eine lokale Inselnetzversorgung mit dezentralen Erzeugungsanlagen bei großflächigen Stromausfällen*, Graz: Technische Universität Graz, 2016.
- [9] C. J. Steinhart, M. Gratza, M. Finkel, R. Witzmann und G. Kerber, *Determination of Load Frequency Dependence in Island Power Supply*, Glasgow: IET, 2017.
- [10] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, *Verordnung zur Gewährleistung der technischen Sicherheit und Systemstabilität des Elektrizitätsversorgungsnetzes (Systemstabilitätsverordnung - SysStabV)*, Berlin: juris GmbH, 2012.
- [11] DIN EN 50160:2011-02, *Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen; Deutsche Fassung EN 50160:2010 + Cor.:2010*, Berlin: Beuth Verlag, 2011.
- [12] VDN, *Distribution Code 2007 - Regeln für den Zugang zu Verteilungsnetzen*, Berlin: Verband der Netzbetreiber - VDN -e.V. beim VDEW, 2007.
- [13] C. J. Steinhart, M. Fischer, B. Ludwig, M. Finkel, M. Gratza und R. Witzmann, *Weiterentwicklung eines Asynchronmaschinenmodells zur transienten Simulation von Pumpenanlagen*, Wien: TU Wien, 2017.