Schwarzstart und Inselbetrieb eines Netzabschnitts mit Windenergieeinspeisung mithilfe eines Batteriespeichers

Jürgen Marchgraber¹⁽¹⁾, Christian Alács⁽¹⁾, Sabina Nemec – Begluk⁽¹⁾, Wolfgang Gawlik⁽¹⁾, Peter Jonke⁽²⁾, Manfred Wurm⁽³⁾, Günter Wailzer⁽⁴⁾, Wolfgang Vitovec⁽⁴⁾

⁽¹⁾ TU Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Gusshausstraße 25, 1040 Wien, +43 1 58801 370101, [Nachname]@ea.tuwien.ac.at

⁽²⁾ AIT Austrian Institute of Technology GmbH, Giefinggasse 2, 1210 Wien, +43 50550 6027, peter.jonke@ait.ac.at

⁽³⁾ Netz Niederösterreich GmbH, EVN Platz, 2344 Maria Enzersdorf, +43 2236 201 12593, manfred.wurm@netz-noe.at

⁽⁴⁾ EVN AG, EVN Platz, 2344 Maria Enzersdorf, +43 2236 200 -12652 und -12269, [Vorname.Nachname]@evn.at

Kurzfassung:

Die Einbindung eines inselfähigen Batteriespeichers eröffnet die Möglichkeit, einen Netzabschnitt als Inselnetz zu betreiben, in dem sonst keine anderen inselfähigen Erzeugungsanlagen vorhanden sind. Vorhandene dezentrale Erzeugungsanlagen können sich auch in diesem Inselnetz synchronisieren und bieten damit grundsätzlich die Möglichkeit, einen kontinuierlichen Inselbetrieb aufrecht zu erhalten, bei dem die jeweilige Residuallast eine Entladung bzw. Aufladung des Speichers bewirkt. In nachfolgendem Beitrag wird beschrieben, wie sich solch ein Inselbetrieb umsetzen lässt und es werden die Ergebnisse aus einem Feldtest, während dem solch ein Inselbetrieb erprobt wurde, vorgestellt.

<u>Keywords:</u> Batteriespeicher, Schwarzstart, Inselbetrieb, dezentrale Erzeugungsanlagen, Feldtest

1 Einleitung

Dezentrale Erzeugungsanlagen (DEA) bieten im Fall geplanter Revisionsarbeiten an der Verbundnetzanbindung eines Netzabschnitts (z.B. bei einem Trafotausch) bzw. im Störfall des Verbundnetzes grundsätzlich die Möglichkeit, den betreffenden Netzabschnitt autark weiter zu versorgen.

Bei Revisionsarbeiten werden üblicherweise Dieselaggregate zur Ersatzversorgung des betroffenen Netzabschnitts verwendet. Die Nennfrequenz des Dieselaggregats wird dann, im Fall vorhandener DEA im Netzabschnitt, üblicherweise etwas höher gewählt als im Verbundbetrieb (z.B. 52 Hz), sodass DEA im Inselbetrieb vom Netzabschnitt getrennt bleiben und sich nicht mit dem Inselnetz synchronisieren. Andernfalls würde die Gefahr bestehen, dass die eingespeiste Leistung der DEA zu bestimmten Zeiten die Leistung der Lasten im

¹ Jungautor

Inselnetz überschreitet. Dies würde zu einem Zusammenbruch des Inselnetzes führen, da mit einem Dieselaggregat keine negative Residuallast versorgt werden kann. Mithilfe eines vorhandenen Batteriespeichers im betroffenen Netzabschnitt besteht die Möglichkeit, für solche Revisionsarbeiten den Einsatz eines Dieselaggregats zu vermeiden und mit geeigneter Steuerung gleichzeitig die Energie der DEA auch im Inselbetrieb vollständig nutzen zu können. Im Falle einer Störung im Verbundnetz (Blackout) besteht mithilfe eines vorhandenen Batteriespeichers im Netzabschnitt ebenfalls die Möglichkeit solch einer Betriebsweise. Auf diese Weise können im Fall von Revisionsarbeiten Brennstoffkosten eingespart werden und im Fall eines Blackouts kann die Versorgungssicherheit erhöht werden. Der Einsatz eines Batteriespeichers rein zum Zweck der Inselversorgung ist jedoch derzeit in den allermeisten Fällen wirtschaftlich nicht darstellbar. Ein wirtschaftlicher Einsatz eines Batteriespeichers im Verbundbetrieb muss also vorausgesetzt werden, sodass solche Überlegungen zu einem Inselbetrieb überhaupt erst möglich sind.

1.1 Steuerung von Inselnetzen mit einspeisenden DEA

Um einen Inselbetrieb in einem Netzabschnitt aufrechterhalten zu können, muss ein netzbildendes Element zur Verfügung stehen. Dieses Element kann ein Umrichter oder ein klassischer Generator sein. In beiden Fällen werden die Spannung und die Frequenz durch das netzbildende Element üblicherweise auf konstante Nennwerte geregelt. Dadurch können Änderungen im Lastverhalten ausgeglichen werden. Die Bereitstellung der Energie für das netzbildende Element kann grundsätzlich sowohl für Umrichter als auch für klassische Generatoren aus speicherbegrenzten, wie auch nicht-speicherbegrenzten Quellen stammen. Üblicherweise stammt die Energie für klassische Generatoren aus Brennstoffen und kann damit als nicht-speicherbegrenzt betrachtet werden. Ein Dieselaggregat stellt solch einen Fall dar. Im Folgenden wird also angenommen, dass die Netzbildung durch einen klassischen Generator nicht-speicherbegrenzt aus Brennstoffen erfolgt und damit Leistung ausschließlich zur Verfügung gestellt, aber nicht aufgenommen werden kann. Die Energie zur Netzbildung durch Umrichter stammt üblicherweise aus einem vorgeschalteten Speicher, welcher den DC-Kreis des Umrichters speist. Im Folgenden wird also davon ausgegangen, dass die Netzbildung durch einen Umrichter mit einer Speicheranbindung erfolgt und damit Leistung sowohl geliefert als auch aufgenommen werden kann. Obwohl eine Vielzahl an Speichern möglich ist, werden im Folgenden ausschließlich Batteriespeicher betrachtet.

Handelt es sich bei dem netzbildenden Element um einen Umrichter, muss eine geeignete Steuerung dafür Sorge tragen, dass vor Erreichen der unteren Ladezustandsgrenze des speisenden Speichers die Lasten vom Netz getrennt werden. In diesem Fall ist lediglich ein zeitlich begrenzter Inselbetrieb möglich. Sind neben dem netzbildenden Element im Inselnetz DEA vorhanden, muss außerdem die Möglichkeit der Begrenzung der Ausgangsleistung dieser Anlagen bestehen. Ist das netzbildende Element ein klassischer Generator, muss durch diese Begrenzung gewährleistet sein, dass die aktuelle Einspeiseleistung aller weiterer DEA jederzeit unter der aktuellen Summenleistung der Lasten liegt bzw. dieser gleicht. Damit wird gewährleistet, dass sich die Leistungsrichtung nicht Richtung Generator umkehrt. Im Fall eines Umrichters als netzbildendes Element muss die Begrenzung der Leistung der DEA eine Überschreitung der oberen Ladezustandsgrenze des Speichers am Umrichter verhindern. Bei der Möglichkeit zur Begrenzung der Ausgangsleistung von DEA und der Möglichkeit zu Lastabwürfen im Inselnetz ist es grundsätzlich möglich, einen kontinuierlichen Inselbetrieb aufrecht zu erhalten.

1.2 Umsetzung eines Inselbetriebs

Auf Haushaltsebene gibt es bestehende Systeme [1], welche in kleinem Rahmen genau den letztgenannten Fall einer Netzbildung durch Umrichter, welcher durch einen Speicher gespeist wird, unterstützen und dabei auch den Betrieb einer im Haushalt vorhandenen PV-Anlage im Inselbetrieb ermöglichen. Die Unterschreitung der unteren Ladezustandsgrenze am Speicher des netzbildenden Umrichters wird dadurch verhindert, dass vordefinierte Lastabwurfgruppen stufenweise bei verschiedenen Ladezuständen im unteren Prozentbereich vom Netz getrennt werden. Zur Umsetzung dieser Lastabwürfe sind jedoch Lastabwurfschütze erforderlich, welche bereits in der Planung der Elektroinstallation im Haushalt berücksichtigt werden müssen. Die Überschreitung der oberen Ladezustandsgrenze am Speicher des Umrichters wird dadurch verhindert, dass die im Haushalt vorhandene PV-Anlage entweder durch ein Kommunikationssignal oder durch eine frequenzabhängige Steuerung abgeschaltet wird. Die frequenzabhängige Steuerung bietet den Vorteil, dass diese unabhängig von der Anzahl an vorhandenen PV-Anlagen im Haushalt funktionsfähig ist und zudem keine zusätzliche Verlegung von Signalleitungen erfordert. Bei dieser Steuerung wird die nach VDE-AR-4105 [2] geforderte "frequenzabhängige Wirkleistungsreduktion" von DEA ausgenützt, welche sich auch in der TOR D4 [3] wiederfindet. Diese Richtlinie beschreibt, dass DEA ab einer Netzfrequenz von 50,2 Hz ihre aktuell eingespeiste Wirkleistung linear mit weiter steigender Netzfreguenz reduzieren müssen. Die Nennfrequenz, auf welche der netzbildende Umrichter regelt, wird abhängig vom Ladezustand im oberen Prozentbereich so erhöht, dass die frequenzabhängige Wirkleistungsreduktion der DEA die Einspeiseleistung reduziert und damit die Überschreitung der oberen Ladezustandsgrenze des Speichers verhindert. Diese Art der Steuerung wird häufig "Frequency Shift Power Control (FSPC)" genannt (z.B. in [1]).

Grundsätzlich lässt sich das soeben beschriebene Konzept zum Inselbetrieb von der Haushaltsebene auch auf einen Netzabschnitt übertragen. Die Begrenzung der Ausgangsleistung von DEA im Inselnetz lässt sich dabei sehr einfach durch die Implementierung einer Frequenzsteuerung ähnlich der beschriebenen FSPC umsetzen. Dieser Ansatz wurde in anderen Arbeiten ebenfalls verfolgt und erfolgreich getestet [4, 5].

Die Realisierung von Lastabwürfen ist im Netzabschnitt durch das Verlegen von Signalleitungen zur Steuerung von Lastabwurfschützen nicht wirtschaftlich umsetzbar. Eine Erweiterung der Frequenzsteuerung auf frequenzabhängige Lastabwürfe erspart zwar die Verlegung von zusätzlichen Signalleitungen, jedoch müssten trotzdem Lasten lokal mit einem frequenzgesteuerten Lastabwurfschütz nachgerüstet werden. Der zusätzliche Installationsaufwand ist aber ebenfalls nicht wirtschaftlich darstellbar. Sind solche Lastabwürfe nicht möglich, bleibt zur Vermeidung der Unterschreitung einer unteren Ladezustandsgrenze des Speichers am Umrichter lediglich eine umrichterseitige Abschaltung im unteren Prozentbereich des Ladezustands. Im Anschluss an solch eine Trennung des netzbildenden Umrichters vom Inselnetz kann gegebenenfalls eine ungewollte Insel weiterbestehen, da die weiteren DEA im ersten Moment die Lasten weiter mit Energie versorgen. Ohne netzbildendes Element kann jedoch davon ausgegangen werden, dass sowohl Spannung als auch Frequenz sehr rasch Werte erreichen, die außerhalb der Betriebsspezifikation der DEA liegen. Eine Abschaltung aller DEA infolge Unter/Überfrequenz oder Unter/Überspannung ist die Folge.

2 Methodik

Im Folgenden werden die Durchführung eines Feldtests und die Simulation der relevanten des Feldtests beschrieben. in welchem ein Inselbetrieb in Schritte einem Mittelspannungsnetzabschnitt umgesetzt wurde. Als netzbildendes Element diente ein "Smart Grid Batteriespeicher (SGBS)" der Größe 2,5 MW / 2,2 MWh, welcher im Rahmen des Forschungsprojekts BatterieSTABIL [6] auch zu anderen Zwecken eingesetzt wird [7-10]. Der Feldtest setzte sich aus mehreren Teilen zusammen. Neben der Durchführung eines Schwarzstarts zur Bespannung des Netzabschnitts wurde eine Windenergieanlage an das Inselnetz synchronisiert, welche anschließend, abhängig von den Windverhältnissen, ins Inselnetz Energie eingespeist hat. Abschließend wurden Laststoßversuche durchgeführt.

2.1 Beschreibung des Mittelspannungsnetzabschnitts

Der SGBS ist im Netzgebiet der Netz Niederösterreich GmbH (NNÖ) im Umspannwerk (UW) Prottes an das 30 kV-Netz angeschlossen und besteht aus zwei Speichereinheiten SE1 und SE2. Der naheliegende Windpark Prottes / Ollersdorf besteht aus 12 Windenergieanlagen (WEA) a 3 MW und ist ebenfalls im Umspannwerk Prottes an das Netz angebunden. Abbildung 1 zeigt den relevanten Netzabschnitt. Das untersuchte Inselnetz erstreckt sich vom SGBS bis zur ersten, dem SGBS nächstgelegenen WEA01. Dabei stellt die 30-kV-Sammelschiene das Umspannwerk Prottes dar, welches in das übergeordnete 110-kV-Netz der NNÖ eingebunden ist. Das Umspannwerk besitzt mehrere 30-kV-Abgänge. An drei Abgängen sind jeweils mehrere WEA des Windparks angebunden, ein Abgang wird zur Eigenbedarfsversorgung des Umspannwerks und des SGBS herangezogen und an einen Abgang ist der SGBS angebunden. Um ein Inselnetz herzustellen, wird der 30-kV-Netzabschnitt vom übergeordneten 110-kV-Netz durch Öffnen des 30-kV-Umspanner-Leistungsschalters getrennt, wodurch auch die Eigenbedarfsversorgung des Umspannwerks nicht mehr über den Netzanschluss erfolgt. Die Eigenbedarfsversorgung schaltet in diesem Fall unterbrechungsfrei auf Notstromversorgung (Stationsbatterie) um. Der Eigenbedarf des SGBS umfasst neben der Versorgung der Steuerung auch die Versorgung der Klimageräte, welche Umrichter und Batteriezellen kühlen. Im Fall einer Inselnetzbildung erfolgt die Eigenbedarfsversorgung des SGBS über eine eigene Notstromversorgung (Pufferbatterie des SGBS). In Abbildung 1 sind weiters die verwendeten Messgeräte eingezeichnet, welche zur Erfassung der Messgrößen während des Feldtests eingesetzt werden. Es handelt sich dabei um folgende Messsysteme:

- M1: 1 x KoCoS EPPE-CX, 30-kV-SGBS-seitig
- M2: 4 x KoCoS EPPE-CX, 550-V-seitig
- M3: 1 x A. Eberle PQ-Box 200, 30-kV-SGBS-seitig
- M4: 1 x DEWETRON DEWE-3020, 30-kV-UW-seitig

Die ersten beiden genannten Messsysteme M1 und M2 sind fix installierte Messsysteme im SGBS. Die anderen beiden Messsysteme sind mobile Messsysteme, welche ausschließlich zur Messung während des Feldtests installiert wurden. Detaillierte Informationen zu den Messsystemen sind in Kapitel 2.2 beschrieben. In Abbildung 1 ist außerdem der Netzentkupplungsschutz F1 des SGBS dargestellt, bei dem zum Zweck des Inselbetriebs die Funktionen Unterspannungs- und Überfrequenzschutz deaktiviert werden mussten.



Abbildung 1: Netzabschnitt zur Untersuchung des Schwarzstarts und Inselbetriebs. Die Schalterstellungen entsprechen dem Zeitpunkt des aktiven Inselbetriebs mit einspeisender WEA01.

2.2 Messsysteme

Nachstehend werden die für die Inselbetriebsversuche relevanten Details zu den oben angeführten Messsystemen M1 – M4 beschrieben.

Messsystem M1: KoCoS EPPE-CX (30-kV-SGBS-seitig)

Das Messgerät misst kontinuierlich die drei Leiter-Erde-Spannungen und die drei Leiterströme an der 30-kV-Sammelschiene des SGBS mit einer Abtastrate von 1 Hz. Die Polarität aller Strommessungen wurde so orientiert, dass das Erzeugerzählpfeilsystem anzuwenden ist. Die Messdaten werden zur Ergebnisanalyse von Langzeitbetrachtungen des Feldtests herangezogen.

Messsystem M2: KoCoS EPPE-CX (550-V-SGBS-seitig)

Die Messgeräte messen kontinuierlich die drei Leiter-Neutral-Spannungen und die drei Leiterströme direkt an den Klemmen des jeweiligen Umrichters (= 550-V-seitig) mit einer Abtastrate von 1 Hz. Die Polarität aller Strommessungen wurde so orientiert, dass das Verbraucherzählpfeilsystem anzuwenden ist. Zusätzlich zeichnen diese Messgeräte kontinuierlich weitere Messgrößen auf (ebenfalls mit einer Abtastrate von 1 Hz), von denen für den Feldtest lediglich der Ladezustand relevant ist. Die Messdaten werden zur Ergebnisanalyse von Langzeitbetrachtungen des Feldtests herangezogen.

Messsystem M3: A. Eberle PQ-Box 200 (30-kV-SGBS-seitig)

Das Messgerät misst kontinuierlich die drei Leiter-Erde-Spannungen und die drei Leiterströme an der 30-kV-Sammelschiene des SGBS mit einer Abtastrate von 5 Hz. Zusätzlich wurde für das Messgerät ein externes Triggersignal eingerichtet, welches aus der Leittechnik generiert wird und bei Änderungen von Parametersätzen an der Leittechnik ein Triggersignal erzeugt. Mit diesem Triggersignal wurden am Messgerät hochauflösende RMS-Schriebe mit einer Abtastrate von 100 Hz und Oszilloskopschriebe mit einer Abtastrate von 20 kHz ausgelöst. Die Polarität aller Strommessungen wurde so orientiert, dass das Erzeugerzählpfeilsystem anzuwenden ist. Die Messdaten werden zur Ergebnisanalyse von Kurz- und Langzeitbetrachtungen des Feldtests herangezogen.

Messsystem M4: Dewetron DEWE-3020

Gemessen wurden jeweils die drei Leiter-Erde-Spannungen und die drei Leiterströme direkt am 30-kV-Abgang des Netzanschlusspunkts des SGBS. Die Polarität aller Strommessungen wurde so orientiert, dass das Verbraucherzählpfeilsystem anzuwenden ist. Die Messgrößen wurden mit einer Abtastrate von 10 kHz aufgezeichnet und manuell getriggert. Die Auswahl und Dauer der Messzeitpunkte und Messzeiträume richtete sich nach dem Ablauf des Feldtests, welcher in Kapitel 2.4 näher beschrieben wird. Die Messwerte werden aufgrund der hohen Abtastrate zur Ergebnisanalyse von Kurzzeitbetrachtungen des Feldtests verwendet.

2.3 Realisierung der Frequenzsteuerung

Eine Frequenzsteuerung, ähnlich der in Kapitel 1.2 beschriebenen FSPC, wurde am SGBS implementiert. Die Funktionsweise der Frequenzsteuerung ist in Abbildung 2 dargestellt und kann in zwei Kennlinien unterteilt werden:

• Die erste Kennlinie erhöht die Nennfrequenz des SGBS in Abhängigkeit des Ladezustands (= State of Charge, kurz SoC) des SGBS.

• Die zweite Kennlinie erhöht die Nennfrequenz am SGBS in Abhängigkeit der bezogenen Leistung des SGBS.

Die erste Kennlinie gewährleistet im Inselbetrieb die Bedingung SoC ≤ 1 und verhindert dadurch die Überladung des SGBS. Mit der zweiten Kennlinie wird erreicht, dass die Nennleistung des SGBS nicht überschritten wird. Da die im Feldtest zu synchronisierende WEA01 eine Nennleistung von 3 MW aufweist, besteht die Möglichkeit, dass bei ausreichender Windgeschwindigkeit die von der WEA01 eingespeiste Leistung vom SGBS nicht mehr aufgenommen werden kann, da die Nennleistung des SGBS lediglich bei 2,5 MW liegt. Aufgrund der laut TOR D4 [3] geforderten frequenzabhängigen Wirkleistungsreduktion, welche an der WEA01 wirksam ist, wird die aktuell abgegebene Leistung P^{WEA} gemäß der in Abbildung 2 gezeigten Kennlinie bei Frequenzen größer als 50,2 Hz reduziert. Abbildung 2 zeigt dazu schematisch den Ablauf des Arbeitspunktverlaufs der WEA. Überschreitet die Leistung der WEA einen oberen Prozentbereich (parametrierbar durch p_0 , siehe Abbildung 2) der bezogenen Leistung des SGBS (beispielhaft 0,95 p.u.), erhöht der SGBS gemäß Kennlinie die Frequenz, woraufhin die WEA ihre aktuelle Leistung reduziert. Auf diese Art ergibt sich ein stabiler Arbeitspunkt der WEA, welcher unterhalb der Nennleistung des SGBS zu liegen kommt. Da während des Inselbetriebs der SGBS lediglich geladen wird, zeigt Abbildung 2 auch ausschließlich den zugehörigen Bereich, in dem der SGBS Leistung aufnimmt.

Ähnlich verhält es sich mit der zweiten Kennlinie zur Einhaltung der oberen Ladezustandsgrenze. Bei Überschreitung eines parametrierbaren Werts SoC₀ (siehe Abbildung 2) des Ladezustands erhöht der SGBS die Nennfrequenz und gewährleistet damit, dass WEA01 bezogen auf ihre potentiell mögliche Leistungsabgabe nur mehr reduziert Leistung ins Inselnetz einspeist. Eine Überladung des SGBS wird dadurch verhindert, dass sich WEA01 ab einer Frequenz von 51,5 Hz (1,03 p.u.) gänzlich vom Netz trennt. Bei einem kontinuierlichen Inselnetzbetrieb mit aktiven Lasten würde im Anschluss an solch eine Situation der Leistungsbezug der Lasten ausschließlich vom SGBS zur Verfügung gestellt werden und den SoC wieder verringern, sodass sich WEA01 im Anschluss daran wieder ans Inselnetz synchronisieren kann.



Abbildung 2: Frequenzsteuerung am SGBS. Als Zählpfeilsystem wird das Verbraucherzählpfeilsystem angewendet. Das Diagramm weist in positiver Richtung zwei Abszissen auf: Wirkleistung des SGBS (in p.u., schwarz) und Ladezustand des SGBS (in p.u., blau). In negativer Richtung wird die aktuelle Wirkleistung P^{WEA} der WEA bezogen auf die potentiell vorhandene Wirkleistung P^{WEA}_{Pot} aufgetragen.

2.4 Ablauf des Feldtests

Die Planung zum Ablauf des Feldtests wurde in mehrere Schritte gegliedert, welche folgend genannt und kurz beschrieben werden.

- Vorbereitung: Sämtliche WEA werden manuell gestoppt. Alle 30-kV-Abgänge mit WEA-Anbindung werden im UW abgeschaltet, ausgenommen der 30-kV-Abgang Richtung WEA01. Der Abgang Richtung WEA01 wird ausgehend vom UW Prottes bis zur 400-V-Seite von WEA01 durchgeschaltet. Die WEA02 wird vom Netz getrennt. Der SGBS wird vom Netz getrennt.
- Übergang in den Inselbetrieb: Das UW Prottes wird vom übergeordneten 110-kV-Netz durch Öffnen des 30-kV-Umspanner-Leistungsschalters getrennt. Der SGBS wechselt aufgrund interner Logik in der Steuerung in den netzbildenden Inselbetriebsmodus, ist jedoch durch den offenen 30-kV-Leistungsschalter weiterhin vom Netz getrennt.
- Schwarzstart: Der Leitungsweg vom SGBS bis zur 400-V–Seite von WEA01 ist bis auf den Leistungsschalter "LS SGBS" durchgeschaltet. Die Nennspannung des SGBS wird auf einen geringen Wert parametriert und die Insel durch Schließen des Leistungsschalters "LS SGBS" hergestellt. Die Umrichterspannung wird anschließend rampenförmig auf ihren Nennwert von 550 V gesteigert. Diese Vorgehensweise verhindert Inrushströme der im Leitungsweg vorhandenen Transformatoren.
- Synchronisation von WEA01: Ein manueller Startbefehl der WEA01 leitet eine automatisierte Startprozedur ein, welche nach Messung einer geeigneten Mindestwindgeschwindigkeit die WEA in Windrichtung ausrichtet, die Rotoren in Betriebsposition bringt und nach Vorliegen einer gewissen Mindestleistung die Synchronisation der WEA01 ans Inselnetz durchführt.
- Inselnetzbetrieb: Während des aufrechten Inselnetzbetriebs wurden drei Tests durchgeführt und untersucht:
 - Laden des SGBS durch die aktive WEA01
 - Testen der implementierten Frequenzsteuerung am SGBS
 - Laststoßversuche mit dem 30/0,4-kV-Eigenbedarfstransformator EB1

2.5 Simulation von relevanten Schritten des Feldtests

Um das Verhalten des in Kapitel 2.4 beschriebenen Ablaufs einschätzen zu können, wurde das Inselnetz aus Abbildung 1 in der Netzberechnungssoftware DIgSILENT PowerFactory modelliert, um es schrittweise simulieren zu können. Die nötigen Betriebsmitteldaten wurden von NNÖ zur Verfügung gestellt.

Schwarzstart:

Wird der Schwarzstart des Inselnetzes durch Schließen des Leistungsschalters LS SGBS unter Nennspannung vollzogen, werden mehrere Transformatoren im Leitungsweg bespannt. Die nichtlinearen Magnetisierungskennlinien von Transformatoren können zu Einschaltströmen führen welche - je nach Einschaltzeitpunkt - deren Nennströme überschreiten können. Die höchsten Einschaltströme sind demnach bei einem sinusförmigen

Spannungsverlauf im Nulldurchgang der Spannung zu erwarten. Den simulierten Verlauf der Einschaltströme (niederspannungsseitig) an TR1 zeigt Abbildung 3. Der Einschaltstrom muss von SE1 des SGBS geliefert werden, welcher eine Nennscheinleistung von 1,3 MVA besitzt und niederspannungsseitig einen Nennstrom von 1,36 kA aufweist. Dieser Wert wird durch den Einschaltstrom um den Faktor drei überschritten.



Abbildung 3: Einschaltströme beim Zuschalten des Inselnetzes unter Nennspannung zum Zeitpunkt des Nulldurchgangs von u_{L1} . Die Ergebnisse stammen von der 550-V-Seite des Transformators TR1. Der Bezugswert für die Ströme beträgt 1,36 kA. Der Bezugswert der Spannungen ist $\sqrt{2} / \sqrt{3}$ 550 V.

Um diese Einschaltströme zu vermeiden, wurde der Schwarzstart mit einem rampenförmigen Anstieg der Umrichterspannung am SGBS durchgeführt. Dadurch werden unabhängig vom Einschaltzeitpunkt große Einschaltströme verhindert.

Laststoß durch Zuschaltung von EB1:

Durch Zuschaltung des 30/0,4-kV-Transformators EB1 (Nennscheinleistung: 250 kVA) wird die Regelfähigkeit des SGBS untersucht. Genauso wie beim Schwarzstart können beim Zuschalten von EB1 Einschaltströme auftreten, die die Nennströme übertreffen. Abbildung 4 zeigt die simulierten Ergebnisse der Zuschaltung von EB1. Um einen Vergleich mit den Messergebnissen zu ermöglichen, wird ein entsprechender Arbeitspunkt vor dem Einschalten berücksichtigt und der Einschaltzeitpunkt entsprechend gewählt. Der untere Teil der Abbildung 4 zeigt dabei die Wirk- und Blindleistungsverläufe am SGBS während der Zuschaltung von EB1, welcher währenddessen stoßförmig vorwiegend Blindleistung aufnimmt. In den Messungen wird untersucht, ob der SGBS in der Lage ist, diese pulsförmige Belastung auszuregeln. Die Momentanleistungen werden dabei nach Gleichung (1) und Gleichung (2) nach [11] gebildet.

$$p = \begin{pmatrix} u_{L1} & u_{L2} & u_{L3} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} i_{L1} \\ i_{L2} \\ i_{L3} \end{pmatrix}$$
(1)



Abbildung 4: Einschaltströme beim Zuschalten des Transformators EB1 unter Nennspannung zum Zeitpunkt des negativen Spitzenwerts von u_{L1} . Die Ergebnisse stammen von der 30-kV-Seite des SGBS. Der Bezugswert der Spannungen ist $\sqrt{2} / \sqrt{3}$ 30 kV. Der Arbeitspunkt des SGBS vor Einschalten des EB1 ist P = -200 kW und Q = 150 kVar im Erzeugerzählpfeilsystem, der SGBS nimmt also vor dem Zuschalten von EB1 Wirkleistung auf und gibt Blindleistung ab. Die Wirk- und Blindleistungen im unteren Teil der Abbildungen zeigen die zugehörigen Momentanleistungen.

3 Ergebnisse

Der Feldtest konnte nur zu einem Zeitpunkt mit geringen Windgeschwindigkeiten durchgeführt werden. Der Arbeitspunkt von WEA01 befand sich deshalb in einem Bereich zwischen 20 kW und 500 kW.

3.1 Schwarzstart

Wie in Kapitel 2.5 beschrieben, werden die Einschaltströme der Transformatoren durch einen rampenförmigen Anstieg der Umrichterspannung am SGBS vermieden. Abbildung 5 zeigt die zugehörigen Messergebnisse beim Schwarzstart des Inselnetzes. Der dabei maximal auftretende Strom liegt mit 2,7 A weit unter dem 30-kV-seitigen Nennstrom des SGBS von ca. 47 A.



Abbildung 5: Messung des rampenförmigen Spannungsanstiegs und den dabei resultierenden Strömen am Messsystem M4.

3.2 Synchronisation und Energieeinspeisung der Windenergieanlage

Der SGBS bietet die Möglichkeit, die Frequenzsteuerung gemäß Abbildung 2 zu aktivieren bzw. zu deaktivieren. Für die Synchronisation der WEA01 und den Test zum Inselbetrieb mit variabler Einspeisung derselben wurde die Frequenzsteuerung deaktiviert.

Nach dem manuellen Betätigen des Startschalters am Steuerschrank der WEA01 wird die Eigenbedarfsversorgung der WEA eingeschaltet und die Rotorblätter aus der Fahnenstellung vorgefahren und der Trudelbetrieb² wird aufgenommen. Die WEA beginnt mit der eigentlichen Startprozedur für den Betrieb, wenn in drei aufeinanderfolgenden Minuten die mittlere Windgeschwindigkeit größer als die erforderliche Anlaufgeschwindigkeit ist. Ist dies gegeben, beginnt die Anlage mit der Synchronisation, schließt automatisch den Netzschütz und beginnt mit der Wirkleistungseinspeisung in das Inselnetz. Die Abbildung 6 zeigt diesen Vorgang im Detail. Einige Minuten vor der tatsächlichen Einspeisung der WEA weisen Wirkleistungssprünge auf den Startvorgang der WEA hin. Der Frequenzverlauf und der Spannungsverlauf in Abbildung 6 zeigen, dass der SGBS die Synchronisation und die Einspeisung der WEA01 präzise ausregeln kann. Nach der erfolgreichen Synchronisation der WEA steigt die eingespeiste Wirkleistung auf ca. 500 kW und lädt damit den SGBS.

² Pitch-geregelte Anlagen drehen ihre Blätter dabei in Segelstellung.



Abbildung 6: Messung der Frequenz, der drei Leiter–Leiter–Spannungen und der Wirk- und Blindleistung während der Synchronisation von WEA01 am Messsystem M3.

Abbildung 7 zeigt zu Beginn den Synchronisationsvorgang und anschließend den Anlaufvorgang der einspeisenden WEA01. Die Einspeiseleistung der WEA01 wurde auf 200 kW bis 400 kW gesteigert, wodurch der SGBS aufgeladen wurde. Ein erfolgreicher Inselbetrieb mit dem SGBS als netzbildendes Element und mit einspeisender WEA konnte somit nachgewiesen werden



Abbildung 7: Messung des Inselnetzbetriebs bei einspeisender WEA01 am Messsystem M1 (P, Q) und M2 (SoC).

3.3 Frequenzsteuerung

Für die in Abbildung 2 gezeigten Kennlinien wurden die Parameter mit $p_0 = 200$ kW und SoC₀ = 50 % so eingestellt, dass eine Prüfung der Funktionsfähigkeit der entsprechenden Frequenzsteuerungen möglich ist. Um die Kennlinien aufzunehmen, wurde die Frequenzsteuerung am SGBS aktiviert.

Messung der leistungsabhängigen Frequenzerhöhung:

Im Zeitraum der Aufnahme der zugehörigen Messergebnisse wies die WEA01 einen Arbeitspunkt im Bereich 40 kW bis 250 kW auf. Abbildung 8a zeigt die zugehörigen Messergebnisse und die Sollkennlinie. Aufgrund des eingestellten Werts von p₀ war eine Messung der gesamten Kennlinie zur leistungsabhängigen Frequenzerhöhung nicht möglich. Trotzdem ist erkenntlich, dass eine leistungsabhängige Frequenzerhöhung gemäß Kennlinie durchgeführt wird.

Messung der ladezustandsabhängigen Frequenzerhöhung:

Um die Kennlinie der ladezustandsabhängigen Frequenzerhöhung aufnehmen zu können, wurde schrittweise die Skalierung des SoC-Bereichs am SGBS angepasst, um die Zeitdauer zur Aufnahme der Kennlinie zu verkürzen. Abbildung 8b zeigt die zugehörigen Messergebnisse und die Sollkennlinie. Jede Anpassung der Skalierung führt zu einem kurzen Frequenzsprung der sich in den vertikalen Verläufen in der Abbildung wiederfindet.

Messung der frequenzabhängigen Wirkleistungsreduktion nach VDE-AR-4105 [2] an WEA01:

Während der Aufnahme der Kennlinie zur ladezustandsabhängigen Frequenzerhöhung konnte auch die frequenzabhängige Wirkleistungsreduktion der WEA01 aufgenommen werden. Zum Startzeitpunkt der Aufnahme der Kennlinie lag der Arbeitspunkt von WEA01 bei etwa 90 kW. Da die Aufnahme der Kennlinie in relativ kurzer Zeit durchgeführt wurde, war dieser Arbeitspunkt relativ konstant. Abbildung 8c zeigt die zugehörigen Messergebnisse mit der Kennlinie nach VDE AR 4105 gegenübergestellt. Abgesehen vom geringfügigen Arbeitspunktwechsel der WEA01 ist deutlich die frequenzabhängige Wirkleistungsreduktion der WEA01 ersichtlich. Aufgrund der geringen Windgeschwindigkeiten fand eine Abschaltung der WEA01 bei einer Frequenz von ca. 51 Hz statt. Die WEA muss zum Betrieb am Netz eine gewisse Mindestleistung aufweisen. Die Windgeschwindigkeit hat während der Aufnahme der Kennlinie abgenommen. Die damit zusammenhängende Wirkleistungsreduktion zusammen mit der frequenzabhängigen Wirkleistungsreduktion führte zum Unterschreiten dieser Mindestleistung bei einer Frequenz von etwa 51 Hz.



Abbildung 8: Gegenüberstellung von Messdaten und parametrierten (Soll-) Kennlinien der Frequenzsteuerung am SGBS. Abbildung a) zeigt dabei die leistungsabhängige Frequenzerhöhung am SGBS, Abbildung b) zeigt die ladezustandsabhöngige Frequenzerhöhung und Abbildung c) zeigt die frequenzabhängige Wirkleistungsreduktion der WEA01 bei einem Arbeitspunkt von ca. 90 kW.

3.4 Laststöße durch Zuschalten von EB1

Abbildung 9 zeigt die Messergebnisse beim Zuschalten des Transformators EB1. Abgesehen von den Oberschwingungen³, deckt sich der Verlauf gut mit den simulierten Ergebnissen in Abbildung 4. Der Phasensprung im Strom I_{L1} entsteht durch die Lasten an der 400-V-Seite des EB1, was auch an der Wirkleistung ersichtlich ist, welche zu diesem Zeitpunkt das Vorzeichen wechselt.

³ Die Oberschwingungen sind auf den Arbeitspunkt des SGBS zurückzuführen. Bei geringen Leistungen gegenüber Nennleistung treten Oberschwingungen aufgrund der Messungenauigkeiten in der Regelschleife des Umrichters auf.



Abbildung 9: Messung beim Zuschalten des Transformators EB1 unter Nennspannung zum Zeitpunkt des negativen Spitzenwerts von u_{L1} . Die Aufnahme erfolgte mit dem Messsystem M3 bei einer Abtastfrequenz von 40 kHz. Der Bezugswert der Spannungen ist $\sqrt{2} / \sqrt{3}$ 30 kV. Der Arbeitspunkt des SGBS vor Einschalten des EB1 ist -200 kW im Erzeugerzählpfeilsystem, der SGBS nimmt also vor dem Zuschalten von EB1 Wirkleistung auf. Die Wirk- und Blindleistungen im unteren Teil der Abbildungen zeigen die zugehörigen Momentanleistungen.

Abbildung 10 zeigt eine niedrig aufgelöste Messung im Zeitbereich vor und nach der Zuschaltung des EB1. Der kurze Blindleistungsstoß in der Abbildung zeigt den Zeitpunkt der Zuschaltung des EB1. Die Abbildung zeigt, dass nach der Zuschaltung und dem Ausgleichsvorgang, welcher in Abbildung 9 dargestellt ist, die Arbeitspunkte gemäß Einspeisung der WEA01 schnell wieder erreicht werden. Der SGBS ist demnach mühelos in der Lage, den Laststoß infolge Zuschaltung des Transformators EB1 auszuregeln.



Abbildung 10: Messung beim Zuschalten des Transformators EB1 unter Nennspannung zum Zeitpunkt des negativen Spitzenwerts von u_{L1} . Die Aufnahme wurde mit dem Messsystem M3 mit einer Abtastfrequenz von 1 Hz getätigt. 30 s nach Messstart erfolgte die Zuschaltung von EB1.

4 Zusammenfassung

In der vorliegenden Arbeit wurde darauf eingegangen, wie mithilfe eines bestehenden Batteriespeichers als netzbildendes Element in einem Mittelspannungsnetzabschnitt ein Inselbetrieb mit gleichzeitig einspeisenden dezentralen Erzeugungsanlagen hergestellt werden kann. Dabei wurde unter Ausnützung der frequenzabhängigen Wirkleistungsreduktion gemäß VDE-AR-4105 eine Frequenzsteuerung vorgestellt, welche eine Überladung des Batteriespeichers verhindert und eine Aufrechterhaltung des Inselbetriebes auch bei Erreichung des maximalen SoC's ermöglicht. Während eines Feldtests wurde der Inselbetrieb erprobt und die dabei aufgezeichneten Messergebnisse wurden diskutiert. Einige Messergebnisse wurden Simulationen gegenübergestellt. Der erfolgreich durchgeführte Feldtest zeigt, dass ein stabiler Inselbetrieb möglich ist.

Danksagung: Diese Arbeit ist Teil des Forschungsprojektes "BatterieSTABIL", gefördert aus Mitteln des Klima- und



Energiefonds der österreichischen Bundesregierung. Die Forschungspartner des Projektes sind die Netz NÖ GmbH, die



Technische Universität Wien, Institut für Ein Projekt mit TU Wien und AIT Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Arbeitsgebiet Elektrische Anlagen und das Austrian Institute of Technology (AIT).

Literatur

- [1] SMA. Auslegung von Inselnetzsystemen mit Sunny Island. Available: http://files.sma.de/dl/1353/Designing-OffGridSystem-PL-de-24.pdf
- [2] Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz (VDE-AR-N 4105).
- [3] "Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen," in Teil D: Besondere technische Regeln. Hauptabschnitt D4: Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen mit Verteilernetzen, ed: E-CONTROL, 2016.
- [4] L. Wilkening, G. Ackermann, and T. T. Do, "Entwicklung einer Strategie zur dezentralen Netzregelung eingebetteter Inselnetze," in *15. Symposium Energieinnovation*, Graz, 2018: Technische Universität Graz, 2018.
- [5] C. J. Steinhart, M. Gratza, S. Baumgartner, M. Finkel, R. Witzmann, and G. Kerber, "Analyse des realen Verhaltens einer heterogenen PV-Anlagenpopulation bei Überfrequenz-Situationen mithilfe eines Inselnetz-Feldversuchs," in *15. Symposium Energieinnovation*, Graz, 2018: Technische Universität Graz.
- [6] J. Marchgraber *et al.*, "Batteriespeicher im multimodalen Betrieb für Netzdienstleistungen und Netzstabilisierung erste Erkenntnisse aus dem Forschungsprojekt BatterieSTABIL," in *15. Symposium Energieinnovation*, Graz, 2018: Technische Universität Graz, 2018.
- [7] M. Wurm, "110- und 30-kV-Netzkurzschlussversuche mit einem 2,2-MWh-Batteriespeicher," *e&i*, vol. 136, no. Heft 2, 2019.
- [8] J. Marchgraber, W. Gawlik, and M. Wurm, "Modellierung der dynamischen Netzstützung von über Umrichter angebundenen Erzeu-gungsanlagen und Speichern," *e&i*, vol. 136, no. Heft 2, 2019.
- [9] P. Jonke, A. Anta, and C. Seitl, "Validation of advanced grid functions of battery storage systems through a controller hardware-in-the-loop setup," *e&i*, vol. 136, no. Heft 2, 2019.
- [10] J. Marchgraber, C. Alács, and W. Gawlik, "Modellierung und Simulation von Batteriespeichern bei der Erbringung von Primärregelleistung," *e&i*, vol. 136, no. Heft 2, 2019.
- [11] R. Teodorescu, M. Liserre, and P. Rodríguez, *Grid converters for photovoltaic and wind power systems*. Wiley, 2011.