

REGIONALER NETZWIEDERAUFBAU – VORAUSSETZUNGEN UND HERAUSFORDERUNGEN

**Stefan Polster^{1,*}, Herwig Renner¹, Robert Schmaranz², Christian Rupp³,
Christian Tengg³**

1) Institut für Elektrische Anlagen und Netze, TU Graz, 8010 Graz

2) KNG – Kärnten Netz GmbH, Arnulfplatz 2, 9020 Klagenfurt

3) KELAG – Kärntner Elektrizitäts-Aktiengesellschaft, Arnulfplatz 2, 9020 Klagenfurt

Kurzfassung: Der Erzeugungsanteil von RES (Renewable Energy Sources), überwiegend Wind und Photovoltaik, steigt gegenüber dem Anteil an konventioneller Erzeugung stark an. Die dadurch bedingte Änderung der Systemcharakteristik, im Besonderen die räumliche Verschiebung von Last- und Erzeugungszentren und höheren Frequenzgradienten, führt in Kombination mit einem im Verhältnis zur neu installierten Leistung zu langsamen Netzausbau zu einem erhöhten Risiko eines Black-Outs.

Ausgehend von dieser Situation wurden von den österreichischen Netzbetreibern in Zusammenarbeit mit Forschungseinrichtungen Netzwiederaufbaustrategien anhand von Simulationen und Schwarzstart- bzw. Inselbetriebsversuchen entwickelt, wobei die im ENTSO-E Network Code on Emergency and Restoration festgehaltenen Rahmenrichtlinien eingehalten werden müssen. Die resultierenden NWA-Strategien lassen sich prinzipiell in Top-Down- und Bottom-Up-Ansätze unterteilen, wobei sich diese ergänzen und die tatsächliche Auswahl des angewandten Ansatzes von den Betriebsverhältnisse in den Nachbarnetzgebieten abhängt. Unter Top-Down-Netzwiederaufbau versteht man das Weiterschalten der Spannung aus einem benachbarten, nicht gestörten Netz. Der Bottom-Up-Ansatz hingegen startet mit dem Aufbau von Netzsinseln mit Hilfe von im Eigenbedarf abgefangenen bzw. schwarzstartfähigen Kraftwerken. Die Netzinsel wird entsprechend der NWA-Strategie sukzessive erweitert und mit parallelen Inseln synchronisiert, bis der Normalbetrieb wiederhergestellt ist.

In Österreich hat, nach aktueller Rechtslage, der Übertragungsnetzbetreiber (TSO) Austrian Power Grid AG (APG) die alleinige gesetzliche Verantwortung für den Netzwiederaufbau nach Großstörungen des Übertragungsnetzes (§ 40 Abs. 1 Z 15 EIWOG 2010). Die NWA-Strategie für das österreichische Übertragungsnetz [APG NWA] basiert, wie oben beschrieben, auf einer Spannungsweiterschaltung der RG CE-Spannung bzw. auf überregionalem Inselbetrieb ausgehend von den Bundesländern Kärnten und Salzburg (Kraftwerksgruppen Malta und Kaprun). Die Verteilnetzbetreiber (DSOs) haben sich entsprechend den vertraglichen Richtlinien zwischen ihnen und der APG an dem Netzwiederaufbau zu beteiligen. Eventuell vorhandene Wiederversorgungskonzepte der DSOs sind grundsätzlich mit der APG abzusprechen und dürfen den überregionalen Netzwiederaufbau nicht negativ beeinflussen.

Die Fokussierung des Netzwiederaufbaus auf das Übertragungsnetz birgt allerdings das Risiko, dass bei großflächiger Schwächung des Übertragungsnetzes durch äußere Umstände (z.B. Sturmschäden, Überflutung oder auch terroristischer Angriffe) oder bei Problemen mit Kommunikationsverbindungen zwischen Übertragungsnetz- und Verteilnetzbetreiber keine zeitnahe Spannungsvorgabe an die Verteilnetze möglich ist. Vor dem Hintergrund einer möglichst schnell zu erreichenden Wiederversorgung von kritischer Infrastruktur und ihrer fast ausschließlichen Versorgung aus dem Verteilnetz zeigt sich die Notwendigkeit einer redundanten Wiederversorgungsstrategie. Eine Möglichkeit dafür ist ein koordinierter

* Stipendiat der Österreichischen Akademie der Wissenschaft (DOC) am Institut für Elektrische Anlagen und Netze, TUG

dezentraler Netzwiederaufbau, welcher als Ergänzung bzw. zusätzliche Option zu den überregionalen Konzepten zu sehen ist und auf dem Errichten von regionalen Inselnetzen beruht. Die spezielle Erzeugungsstruktur in Österreich mit großen Leistungen im 110-kV-Verteilnetz und die vorhandene Erfahrung mit Schwarzstart- und Inselversuchen der Verteilnetzbetreiber können auf diesem Weg zusätzlich genutzt werden.

Der regionale Netzwiederaufbau ist als zusätzliche bzw. Backup-Strategie zum traditionellen Netzwiederaufbau anzusehen. Sein Ziel ist es einen möglichst schnellen Wiederaufbau des Gesamtsystems zu ermöglichen und nicht eine erweiterte Notversorgung von kritischer Infrastruktur bereit zu stellen.

Keywords: Netzwiederaufbau, Inselnetze, Frequenzregelung, Inselsynchronisation

1 Regulatorische Bestimmungen und Richtlinien

Die Bestimmungen zum Netzwiederaufbau unterliegen im ENTSO-E-Netz einerseits dem ENTSO-E-Network Code on Emergency and Restoration auf europäischer Ebenen und den entsprechenden nationalen Regelwerken. In Österreich sind diese im Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz (EIWOG) und in den Technischen und Organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (TOR) festgelegt.

1.1 Europäische Regelung

Auf Europäischer Ebene ist mit dem Beschluss der EU-Verordnung 2017/2196 der Kommission am 24.11.2017 und ihrer Bekanntmachung am 28.11.2017 der ENTSO-E-Network Code on Emergency and Restoration (ER NC) am 18.12.2017 in Kraft getreten. Ziel des ER NC ist es durch eine EU-weite Harmonisierung der Maßnahmen und Koordinierung des Netzbetriebes während Not-, Blackout- und NWA-Betrieb die Störung einzugrenzen bzw. eine rasche Wiederversorgung und Überführung in den Normalbetrieb zu erreichen [1].

Die im ER NC angeführten Regeln und Richtlinien gelten für die Übertragungs-, Verteilnetzbetreiber, signifikanten Netznutzer und Anbietern von Systemdienstleistungen und legen die geforderten Minimalmaßnahmen fest. Die tatsächliche Umsetzung mit entsprechenden technische und organisatorische Maßnahmen sind in Systemschutz- und Netzwiederaufbauplänen festgelegt.

1.2 Regelung auf Österreichischer Ebene

Die aktuell gültige Österreichische Regelung sieht, anders als im allgemein formulierten ENTSO-E-Network Code, gesetzlich den Netzwiederaufbau im alleinigen Zuständigkeitsbereich des Übertragungsnetzbetreibers und verpflichtet diesen im § 40 Abs. 1 Z 15 EIWOG 2010 dazu

ein sicheres, zuverlässiges und effizientes Elektrizitätsnetz zu unterhalten, dh. die Bereitstellung aller notwendigen Hilfsdienste, einschließlich jener, die zur Befriedigung der Nachfrage

erforderlich sind, zu gewährleisten, sofern diese Bereitstellung unabhängig von jedweden anderen Übertragungsnetz ist, mit dem das Netz einen Verbund bildet, und Maßnahmen für den Wiederaufbau nach Großstörungen des Übertragungsnetzes zu planen und zu koordinieren, indem er vertragliche Vereinbarungen im technisch notwendigen Ausmaß sowohl mit direkt als auch indirekt angeschlossenen Kraftwerksbetreibern abschließt, um die notwendige Schwarzstart- und Inselbetriebsfähigkeit ausschließlich durch die Übertragungsnetzbetreiber sicherzustellen,

während in den Pflichten der Verteilnetzbetreiber (§ 45 EIWOG 2010) der Netzwiederaufbau keine Erwähnung findet. Im Gegensatz dazu wird der NWA in den entsprechenden TOR-Absätzen allgemeiner behandelt und alle Netzbetreiber, unabhängig ob es sich um TSO oder DSO handelt, zur Entwicklung von Konzepten für präventive und operative Maßnahmen für die schnelle Wiederherstellung eines geordneten Netzbetriebes im Rahmen seines Verantwortungsbereichs (TOR B, 3.2.5) [2] verpflichtet. Die entsprechenden Konzepte sind mit angrenzenden Netzbetreibern und Erzeugern abzustimmen (TOR C, 3.2.4) [3].

Die Umsetzung des ENTSO-E-Network Code on Emergency and Restoration ER NC in nationalen Regelungen erfordert allerdings eine Änderung oder Ersatz der TOR, wobei es insbesondere zu Änderungen in den Pflichten von DSOs und Netznutzern kommen muss. Durch die Österreichische Erzeugungs- und Netzstruktur mit schwarzstart- und inselnetzfähigen Kraftwerken in der Verteilnetzebene bietet sich eine Einarbeitung regionaler Inselnetze in den Netzwiederaufbauplan als Sicherheits- bzw. Alternativszenario an. Eine Änderung des EIWOG ist für die Umsetzung der ER NC voraussichtlich nicht notwendig, da dieses zwar alleinig den TSO in der Verantwortung für den Netzwiederaufbau sieht allerdings die aktive und selbstständige Beteiligung anderer Akteure nicht ausschließt.

2 Technische und organisatorische Voraussetzungen für den Netzwiederaufbau unter Einbeziehung regionaler Inselnetze

Der Betrieb eines Inselnetzes stellt an die beteiligten Kraftwerke und Netzwarten deutlich höhere Anforderungen als der Normalbetrieb. Im Folgenden werden die notwendigen technischen und betrieblichen Anforderungen für den Aufbau, stabilen Betrieb und Synchronisierung beschrieben.

Schwarzstartfähigkeit: Im Inselnetzes muss zumindest ein Kraftwerk angeschlossen sein, dass auch ohne Vorgabe einer externen Spannung in Betrieb genommen werden kann. Dafür muss die Versorgung der Kraftwerksleittechnik und der Eigenbedarf für die notwendigen Hilfsantriebe (Erregung, Turbinenregelung, Lagerschmierung, Verschlussorgane der Triebwasserwege) der Hauptmaschine selbstständig mit Hilfe von Notstromaggregaten oder selbsterregten Hilfsmaschinen sichergestellt werden können. Ein Abfangen des Kraftwerkes im Eigenbedarf, wie es z. B. für thermische Kraftwerke üblich ist, ermöglicht keine Schwarzstartfähigkeit.

Inselnetzfähige Regelung: Die Regelung der Erzeugungseinheit muss in der Lage sein die Anforderungen des Inselbetriebes hinsichtlich Spannungs- und Frequenzhaltung zu erfüllen.

Die Generatoren des Inselnetzes müssen in der Lage sein, sowohl die Spannung als auch die Frequenz bei Lastzu- und -abschaltungen in vorgegeben Grenzen zu halten. Die Spannungsregelung erfüllt im Allgemeinen die dynamischen Voraussetzungen. Eine größere Herausforderung stellt aufgrund der höheren Reglerzeitkonstanten die Frequenzregelung dar, da durch die im Allgemeinen geringe vorhandene rotierende Energie hohe Frequenzgradienten df/dt auftreten.

Mindestlast: Für den Inselnetzaufbau muss mindestens eine Maschine zur Verfügung stehen, die über den gesamten Leistungsbereich, also ohne Mindestlast, betrieben werden kann. Insbesondere muss eine präzise Regelfähigkeit im unteren Leistungsbereich gegeben sein. Peltonturbinen erfüllen diese Bedingung im Allgemeinen sehr gut. Ist diese Voraussetzung nicht gegeben, muss von Anfang an eine Grundlast zur Verfügung gestellt werden. Aus organisatorischen Gründen ist eine Last zu bevorzugen, welche direkt einem der am Schwarzstart beteiligten Akteure verfügbar ist, z.B. Speicherpumpen oder Power-to-Heat-Anlagen. Wird die stabilisierende Belastung von einem Dritten bereitgestellt, muss sichergestellt sein, dass sie jederzeit verfügbar ist und die entsprechende Fernsteuerbarkeit und Kommunikation auch bei Netzausfall funktioniert.

Fernsteuerbarkeit: Ein wesentliches Kriterium für einen schnellen Netzwiederaufbau ist die Verfügbarkeit von Information über den aktuellen Schaltzustand und die Möglichkeit ferngesteuerte Schalthandlungen zu tätigen. Neben der dafür nötigen Einbindung in die Leittechnik der zentralen Schaltwarte muss die Hilfsspannung für die Kommunikation und Hilfsantriebe der Schalter auch ohne Netzspannung sichergestellt sein. Im Allgemeinen kann man von einer flächendeckenden Fernsteuerbarkeit von Schaltern in Netzen über einer Nennspannung von 110 kV und wichtiger Schaltknoten, sprich Umspann- und Schaltwerken, in Mittelspannungsnetzen.

Netzsynchrisation: Die Beteiligung am Netzwiederaufbau setzt vom Inselnetz voraus, dass die Möglichkeit besteht es mit anderen Inselnetzen bzw. im fortgeschrittenen Stadium mit übergelagerten Netzen zu synchronisieren. Dazu ist es erforderlich, die beteiligten Netze gezielt frequenz- und spannungsmäßig zusammen zu führen. Dies setzt eine koordinierte Sollwertvorgabe für die beteiligten Kraftwerke voraus. Neben der Kommunikation zwischen den frequenzführenden Stellen der Inseln ist dafür ein Schaltgerät, dass die Synchronisationsbedingungen überprüft (Syncrocheck), notwendig. Im Allgemeinen sind Leistungsschalter in der Hochspannungsebene mit einem Syncrocheck ausgeführt und können dementsprechend zur Inselnetzsynchrisation genutzt werden.

Wenn diese, zur Netzsynchrisation notwendigen, Voraussetzungen nicht gegeben sind, kann das betrachtete Netz zwar eventuell zur Notstromversorgung (Notstrominsel) eingesetzt werden, nicht jedoch als aktiver Partner in einem regionalen Inselaufbaukonzept.

Training: Netzwiederaufbaukonzepte müssen regelmäßig trainiert werden. Dies muss unter möglichst realistischen Bedingungen erfolgen. Auf dynamischen Netzsimulatoren können die einzelnen Abläufe zusammen mit mehreren Partnern realitätsnah durchgespielt werden. Schwachstellen des Konzeptes können dabei aufgedeckt und korrigiert werden. Daneben spielen Schwarzstart- und Inselnetzversuche mit ausgewählten Kraftwerken eine wichtige Rolle. Nur mit Versuchen können die oben aufgeführten notwendigen Eigenschaften sicher überprüft werden.

3 Versuchsauswertung Inselnetzversuche Kärnten 2017

Im Netzgebiet Kärnten werden seit dem Jahr 2005 regelmäßig Inselnetzversuche von dem lokalen Verteilnetzbetreiber Kärnten Netz GmbH (KNG), dem Übertragungsnetzbetreiber Austrian Power Grid (APG) sowie den Kraftwerksbetreibern KELAG und Verbund in Kooperation mit der Technischen Universität Graz durchgeführt. Der Fokus der Inselnetzversuche 2017 liegt auf der Verbesserung des Frequenzverhaltens bei Lastzuschaltungen im Frühstadium des Netzwiederaufbaus, sowie der Synchronisation von lokalen Netzinseln.



Abbildung 1 Netzübersicht und beteiligte Kraftwerke

3.1 Verbesserung des Frequenzverhaltens

Im Frühstadium des Netzwiederaufbaus ist das Frequenzverhalten bei schnellen Lastsprüngen ein ausschlaggebend für die Stabilität der Insel. Im Allgemeinen sind zu diesem Zeitpunkt nur wenige Generatoren am Inselnetz und dementsprechend nur geringe rotierende Energie vorhanden. Dies führt bei Laständerungen zu im Vergleich zum Normalbetrieb großen Frequenzgradient df/dt und somit zu einer Begrenzung der maximal zuschaltbaren Lastblöcke. Im Fall des Netzwiederaufbaus bedeutet die Begrenzung der Belastungsänderung einen erhöhten Aufwand in der Betriebsführung durch vermehrte Schalthandlungen und kann bei Fehleinschätzung der zugeschalteten Last zum Zusammenbruch der Insel führen. Um einen schnellen und sicheren Netzwiederaufbau sicherzustellen ist folglich eine Verbesserung des Frequenzverhaltens und somit die Erhöhung von maximal möglichen Lastsprüngen anzustreben.

Prinzipiell kann dies mit den folgenden Möglichkeiten erreicht werden:

- Erhöhung der rotierenden Energie im Inselnetz
- Schnellere Regelung

Zusätzliche rotierende Energie: Der Frequenzgradient df/dt ist im ersten Moment nach einer sprunghaften Laständerung von der rotierenden Energie der Generatoren und direkt – also ohne Umrichter – mit dem Netz verbundenen Motoren abhängig. Zusätzliche rotierende Energie flacht den Frequenzgradienten ab und lässt dementsprechend eine langsamere Regelzeitkonstante der Frequenzregelung oder größere Lastsprünge unter Einhaltung der Frequenzgrenzen zu.

Die rotierende Energie eines Netzes wird aus der Summe der rotierenden Energien der direkt angeschlossenen rotierenden Betriebsmittel berechnet. Für eine einzelne rotierende Maschine kann die rotierende Energie E_{rot} aus dem Trägheitsmoment J und der Drehzahl n in Umdrehungen pro Minute berechnet werden:

$$E_{rot} = \frac{J}{2} \cdot \left(\frac{2\pi \cdot n}{60} \right)^2 \quad (1)$$

Sind anstelle des Trägheitsmomentes die mechanische Anlaufzeitkonstante T_J oder das Schwungmoment GD^2 bekannt, wird das Trägheitsmoment aus den folgenden Gleichungen berechnet, wobei S_n die elektrische Bemessungsscheinleistung des Generators ist:

$$T_J = \frac{J}{S_n} \cdot \left(\frac{2\pi \cdot n}{60} \right)^2 \quad (2)$$

$$GD^2 = 4 \cdot J \quad (3)$$

Bei einer sprunghaften Laständerung gibt es, bevor die Frequenzregelung reagiert, eine Leistungsdifferenz zwischen der Last und der mechanisch zugeführten Leistung der Generatoren. Um das Leistungsgleichgewicht ΔP zu erhalten wird dem System rotierende Energie entzogen bzw. zugeführt, wobei die zeitliche Änderung der rotierenden Energie der Leistungsdifferenz entspricht. Durch die im Allgemeinen unterschiedlichen Drehzahlen der Maschinen wird die Betrachtung durch Einführung eines auf eine Frequenz von 50 Hz bezogenes äquivalentes Trägheitsmomentes J_{eq} vereinfacht. Das äquivalente Trägheitsmoment ist die Summe der Maschinenträgheitselemente bezogen auf 50 Hz.

$$\Delta P(t) = \frac{dE_{rot}(t)}{dt} = 4 \cdot J_{eq} \cdot \pi^2 \cdot f(t) \cdot \frac{df(t)}{dt} \quad (4)$$

Der Frequenzgradient zum Zeitpunkt t_0 einer sprunghaften Laständerung kann durch Umformung von Glg. 4 bestimmt werden:

$$\frac{df(t_0)}{dt} = \frac{\Delta P(t_0)}{4 \cdot J_{eq} \cdot \pi^2 \cdot f(t_0)} \quad (5)$$

Um den zeitlichen Verlauf der Frequenz und des Frequenzgradienten bestimmen zu können, muss die Differentialgleichung 4 gelöst werden, wobei $\Delta P(t)$ vom Regelverhalten der Generatoren abhängig ist.

Der Zusammenhang zwischen dem anfänglichen Frequenzgradienten zur im System vorhandenen rotierenden Energie ist dementsprechend indirekt proportional – eine Verdopplung der rotierenden Energie bewirkt eine Halbierung des Frequenzgradienten.

Ein Vergleich der berechneten und gemessenen Frequenzgradienten zeigt eine sehr gute Übereinstimmung.

						Berechnung	Messung
						df/dt	df/dt
						Hz/s	Hz/s
		$f(t_0)$ Hz	ΔP MW	E_{rot} MWs	J_{eq} tm ²		
Versuch 1	Vergleichsmessung	50	-15	939	19	-0,40	-0,38
Versuch 2	zusätzliche rot. Energie	50	-15	1658	34	-0,23	-0,23

Tabelle 1 Vergleich der berechneten und gemessenen Frequenzgradienten

Schnellere Regelung durch Düsenvorhaltung (DVH): Die Regelgeschwindigkeit, d. h. in diesem Fall die mögliche Änderungsgeschwindigkeit der mechanischen Leistung der Turbine, ist in erster Linie von der mechanischen und hydraulischen Belastbarkeit der Zuleitungen und der Turbine begrenzt. Bei Peltonturbinen begrenzen die zulässigen Druckänderungen in der Rohrleitung, welche durch Abbremsen bzw. Beschleunigen der Wassersäule durch Verstellung der Düsenöffnung entstehen, die möglichen Leistungsgradienten der Düsenregelung auf Werte im Bereich von 2 Prozent der Turbinenbemessungsleistung pro Sekunde. Eine schnellere Regelreaktion ist nur durch die Einbindung des Strahlablenkers zu erreichen, da dieser so gut wie keine Rückwirkung auf die Rohrleitung hat. Im Normalbetrieb wird der Strahlablenker nur bei plötzlichen Lastverringern und Notabschaltungen zur Vermeidung von Überdrehzahlen für die schnelle Reduktion der mechanischen Leistung der Turbine verwendet, welche wegen der begrenzten Stellgeschwindigkeit nicht mit der Regelung der Düsen beherrscht werden können.

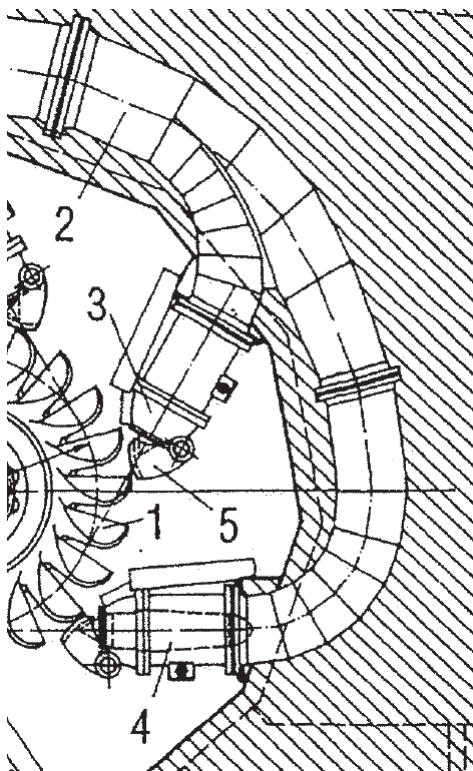


Abbildung 2 Schnitt einer Peltonturbine, 1 Laufrad, 2 Ringleitung, 3 Düse, 4 innenregulierte Düsennadel, 5 Strahlablenker, [4, p. 98]

Durch Erweiterung der Regelung mit einer Düsenvorhaltung (DVH) kann die schnelle Änderung der Turbinenleistung durch den Strahlablenker auch für sprunghafte Lasterhöhungen ausgenutzt werden. Bei der DVH wird ein Teil des Wasserstrahls im stationären Betrieb vom Strahlablenker abgeschnitten und somit die mechanische Leistung der Turbine reduziert. Im Fall eines Lastsprunges kann nun je nach Erfordernis durch den Strahlablenker die Leistung weiter reduziert oder um die durch die Ablenkung des Wasserstrahls reduzierte Leistung erhöht werden. In Abbildung 3 sind die zeitlichen Verläufe der abgegebenen Wirkleistung sowie der Strahlablenker- und Düsennadelposition für eine Peltonturbine dargestellt. Die DVH wird bei $t = 160$ s aktiviert. Es wird dabei die Düse geöffnet und gleichzeitig der Strahlablenker in den Wasserstrahl geführt um die Leistung konstant zu halten.

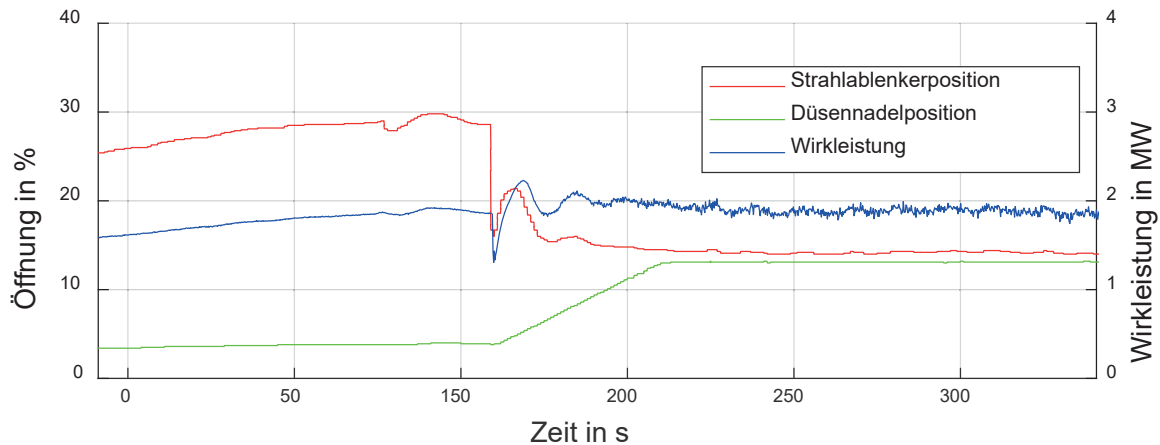


Abbildung 3 Wirkleistung, Strahlblenker- und Düsennadelposition bei Aktivierung der DVH in einer schwachbelasteten Insel mit 5 parallelen Generatoren

Ein positiver Nebeneffekt der DVH ist die abgeminderte bzw. gänzlich ausbleibende inverse Reaktion der Leistung auf die Verstellung der Düsenposition – im ersten Moment bewirkt eine Öffnung der Düse ohne DVH anstelle der gewünschten Leistungserhöhung eine Leistungsreduktion. Das ist an der Reaktion auf einen Lastsprung - Abbildung 4 - ersichtlich, wobei durch die Messung der elektrischen Wirkleistung des Generators eine Überlagerung mit der aus rotierender Energie und Frequenzänderung resultierende Leistung zu beachten ist.

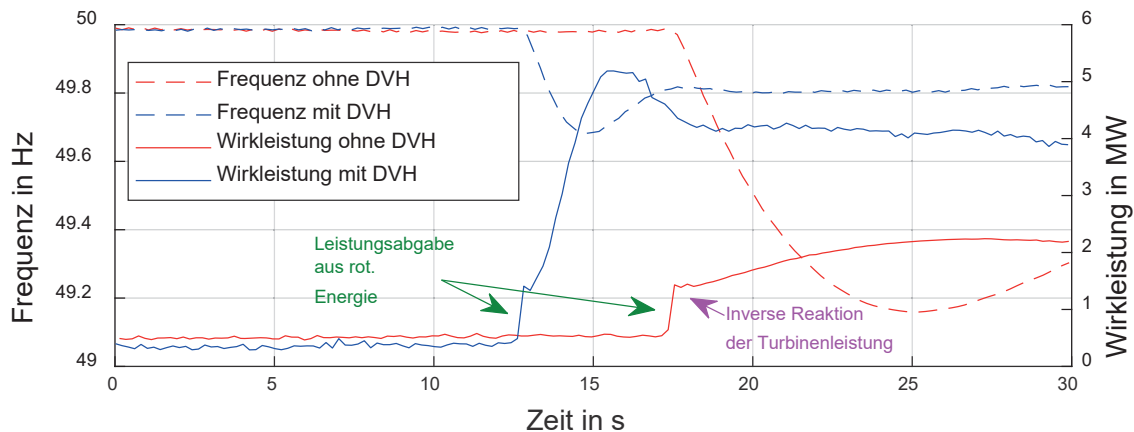


Abbildung 4 Inselfrequenz und Generatorwirkleistung bei gleichem Lastsprung mit und ohne DVH

Vergleich zusätzliche rotierende Energie und DVH: Um einen Vergleich der Verbesserung im Frequenzverhalten der beiden untersuchten Möglichkeiten zu erhalten wird in einem Inselnetz die maximale Frequenzabweichung und die Zeit bis zur minimalen Frequenz nach einer sprunghaften Lastzuschaltung von 15 MW ermittelt. Um einen möglichst idealen Sprung zu erhalten wird die Laständerung durch eine Trennung des Inselnetzes vom ENTSO-E-Netz bei einem Leistungsbezug von 15 MW aus dem ENTSO-E-Netz verursacht.

In Tabelle 2 sind die rotierenden Energien während der durchgeführten Versuche angeführt. Die Maschinenkonfiguration von Versuch 2 bleibt zu Versuch 1 (Referenzmessung) unverändert, allerdings ist die DVH mit einer vorgehaltenen Leistung von 5 MW aktiviert. Die zusätzliche rotierende Energie im Versuch 3 entspricht 43% der resultierenden rotierenden

Energie und wird durch einen zusätzlichen Generator im motorischen Leerlauf in die Versuchinsel eingebracht.

		E_{rot} MWs	df/dt Hz/s	Δf Hz	t bis f_{min} s
Versuch 1	Referenzmessung	939	-0,38	1,4	6,6
Versuch 2	DVH aktiv	939	-0,38	0,67	5,6
Versuch 3	zusätzliche rot. Energie	1658	-0,23	1,14	9,4

Tabelle 2 Frequenzgradienten, max Frequenzänderung und Zeit bis Frequenzminium für die untersuchten Maschinenkonfigurationen

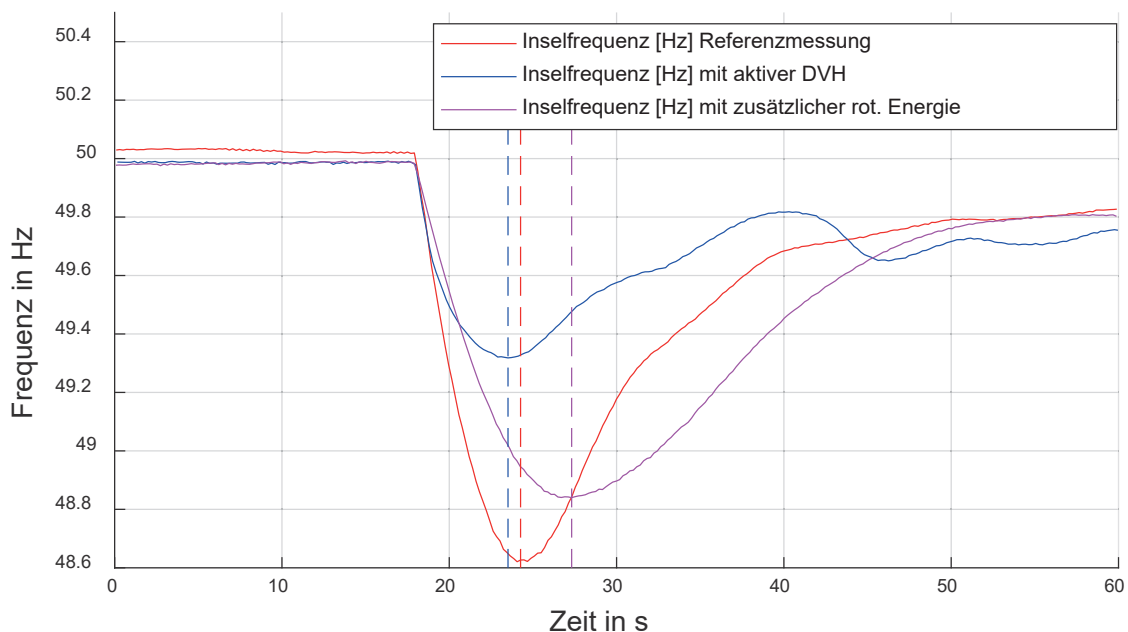


Abbildung 5 Frequenzverlauf bei sprunghafter 15 MW Lastzuschaltung für die untersuchten Maschinen- und Regelkonfigurationen

Fazit: Die Frequenzänderung wird durch beide untersuchten Maßnahmen reduziert. Das Verbesserungspotential der Maßnahmen im Einzelnen ist stark von den Regelmöglichkeiten der frequenzführenden Generatoren in der Insel abhängig. Zusätzliche rotierende Energie und die damit einhergehende Verringerung des Frequenzgradienten ist zwar bei Turbinenreglern mit kleinen möglichen Leistungsgradienten vorteilhaft, kann aber bei unter Umständen bei schnellen Turbinenreglern zu einer unnötigen Verzögerung der Regelreaktion führen. Die Möglichkeiten zur Verkürzung der Regelzeitkonstanten ist andererseits von den mechanischen Grenzen der Erzeugungseinheiten abhängig und kann im Allgemeinen nicht mit einfachen Konzepten wie der Düsenvorhaltung bei Pelton-turbinen durchgeführt werden. Für das untersuchte Inselnetz konnte der Frequenzeinbruch mittels der DVH halbiert werden, wodurch eine merkbare Verbesserung der Stabilität im Inselaufbau zu erwarten ist.

3.2 Inselfynchronisation

Die Möglichkeit zur Synchronisation von zwei unabhängigen Inselnetzen ist die Grundvoraussetzung für den regionalen Netzwiederaufbau, wobei allerdings nicht nur das Erreichen der Synchronisationsbedingungen – Inselfrequenzen, Spannungshöhe und Phasenlage an der Synchronisationsstelle – betrachtet werden müssen, sondern auch die Möglichkeiten zur Übergabe der Frequenzführung und gezielte Lastaufteilung zwischen den Generatoren der Inseln nach Synchronisation. Insbesondere bei einer Inselfrequenz abweichend von 50 Hz ist auf das Verhalten der Wirkleistungsregelung in Abhängigkeit der Statik zu achten.

Im durchgeführten Versuch erfolgte die Synchronisation der Netzinseln bei der in der Frühphase des Netzwiederaufbaus üblichen Frequenz von 51 Hz über bereits bespannte 110-kV-Leitungen zwischen den beteiligten Kraftwerken. In Tabelle 3 sind die Bemessungsleistungen der Inseln und die Inselast vor der Synchronisation angeführt.

	Bemessungsleistung Erzeugung	Inselast (Pumplast)
Insel KELAG/KNG	180 MVA	6 MW
Insel VHP/APG	220 MVA	60 MW

Tabelle 3 Erzeugungsleistung und Inselast vor Synchronisation

Wie in Abbildung 6 ersichtlich ist, vergehen zwischen dem Erreichen der Sollfrequenz von 51 Hz in beiden Inseln und der Synchronisation mehrere Minuten. Dies ist durch den nur minimalen Frequenzunterschied der Inseln bedingt, wodurch die Synchronisationsbedingung der Spannungsphasenlage erst nach entsprechend langer Zeit erfüllt wird – im Extremfall zweier absolut gleicher Inselfrequenz bleibt die Phasenlage zwischen den Inseln konstant und für eine Synchronisation ist eine Änderung der Sollfrequenz in einer Insel notwendig. In der Praxis ist es allerdings meistens ausreichend das Zeitfenster für den Synchrocheck auf Werte von drei Minuten einzustellen und zusätzlich mit Hilfe von Phasor Measurement Units die Spannungszeiger an der Synchronisationsstelle in der Leitstelle zu visualisieren.

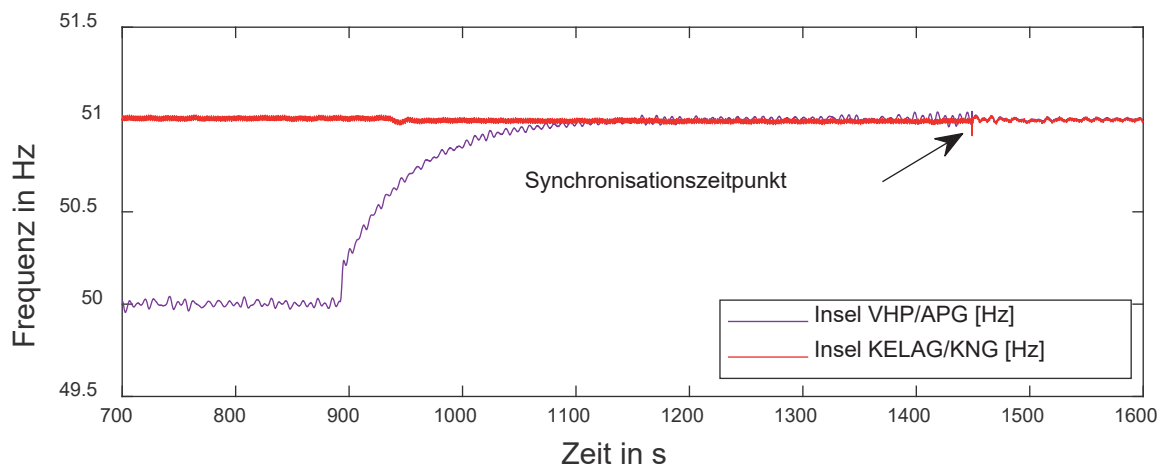


Abbildung 6 Inselfrequenzen vor bzw. nach Synchronisation

Der kritische Vorgang bei der Synchronisation von zwei Inselnetzen ist allerdings die Umsetzung einer gezielten Lastübergabe zwischen den Inseln, insbesondere bei einer Inselfrequenz ungleich 50 Hz – in Abbildung 7 ist die Übergabeleistung für den durchgeführten Versuch dargestellt. Direkt nach der Synchronisation wird zwischen den vormalig getrennten Inseln quasi keine Leistung ausgetauscht, da beide Inseln davor eine ausgeglichene Leistungsbilanz und die gleiche Inselfrequenz aufweisen. Die geringe Leistungspendelung an der Übergabestelle ist auf das unterschiedliche Frequenzregelverhalten der vormalig alleine frequenzführenden Generatoren zurückzuführen. Eine Übernahme der Frequenzführung durch einen einzelnen Generator erfolgt durch Verstellung der Sollfrequenz der Frequenzregelung, wobei beachtet werden muss, dass sich dadurch die Leistung aller Generatoren entsprechend der Statikkennlinien ändert. Bei Umschaltung von Frequenz- auf Wirkleistungsregelung kann die durch die Statik bedingte Leistungsdifferenz zur Sollleistung bei Inselfrequenzen ungleich 50 Hz zu Überlastung und Ausfall des frequenzführenden Generators führen, falls keine Vorkehrung für eine stoßfreie Umschaltung getroffen werden.

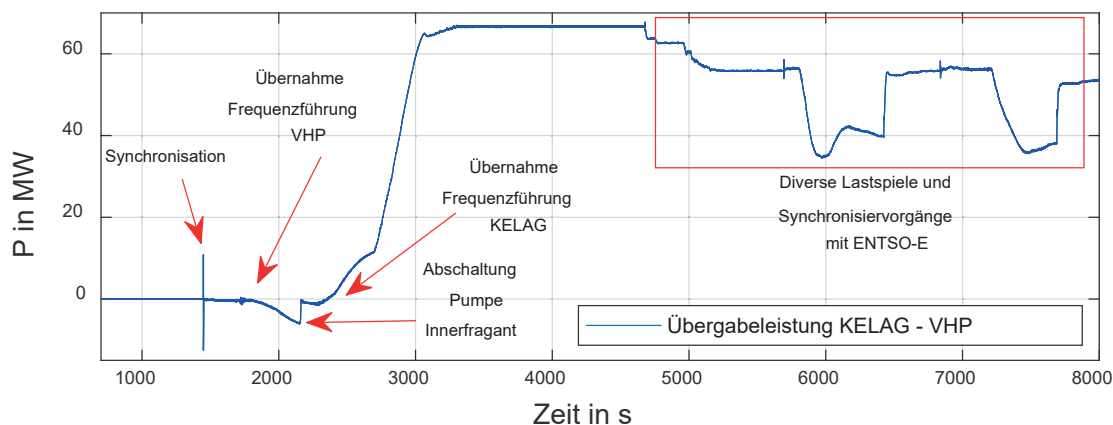


Abbildung 7 Übergabe Leistung zwischen den vormaligen Inseln

Fazit: Die durchgeführten Versuche zeigen, dass es mit den bestehenden schwarzstartfähigen Kraftwerken möglich ist Inselnetze auch bei Frequenzen ungleich 50 Hz zu synchronisieren und gezielte Leistungsaufteilungen zu erreichen. Allerdings stellt dies an die Betriebsmannschaft der Kraftwerke Anforderungen in der Betriebsführung, welche ohne Training schwer bewältigbar sind. Die Komplexität der Synchronisierung steigt mit der Inselgröße – sprich der Anzahl der Generatoren der Inselnetze – an und sollte im Ernstfall daher möglichst früh durchgeführt werden.

4 Literaturverzeichnis

- [1] ENTSO-E, "ENTSO-E Network Code on Emergency and Restoration," no. 714, 2015.
- [2] Energie-Control Austria, "TOR - Teil B," no. September, pp. 2–7, 2013.
- [3] Energie-Control Austria, "TOR - Teil C," no. September, pp. 2–7, 2013.
- [4] D. Oeding and B. R. Oswald, *Elektrische Kraftwerke und Netze*. 2016.