

Frequenzstabilität bei Netzauffrennungen im umrichterdominierten Verbundsystem

Maria Nuschke

Fraunhofer Institut IEE, Kassel

Abstract

Steigende Anteile von erneuerbaren Energieanlagen, die über Umrichter mit dem Netz gekoppelt sind, wirken sich auf die Stabilität des Energieversorgungsnetzes aus. Dieser Beitrag beleuchtet den Begriff der Trägheit in Zusammenhang mit dem elektrischen Stromnetz und stellt eine Analyse der Frequenzstabilität mit steigenden Anteilen umrichtergekoppelter Energieanlagen vor. Dabei werden neben den üblicherweise am Netz eingesetzten stromeinprägenden Umrichtern auch spannungseinprägende Umrichter untersucht, welche bisher nur in Inselnetzen und Mikronetzen ohne Verbindung zum Verbundnetz eingesetzt werden.

1. Einleitung – Was ist Trägheit im elektrischen Energiesystem?

Wachsende Anteile umrichterbasierter Erzeugung im Stromnetz auf Übertragungs- und Verteilungsebene wirken sich auf die Stabilität des Stromnetzes aus. Bei steigenden Anteilen an umrichtergekoppelten, erneuerbaren Energieanlagen und einer damit perspektivisch einhergehenden, abnehmenden Erzeugung durch rotierende Generatoren sinkt die synchron gekoppelte Trägheit im Energiesystem. Die Trägheit im Energiesystem hat Einfluss auf das transiente Frequenzverhalten im Netz. Die Bewegungsgleichung (1) und (2) einer Synchronmaschine spiegelt dieses Verhalten wieder [1].

$$\frac{d\omega}{dt} \frac{S_N T_N}{\omega_0} = P_{mech} - P_{el} \quad (1)$$

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_0 \quad (2)$$

Mit:

$\frac{d\omega}{dt}$	Drehzahländerung pro Zeit
ω_0	Nenn Drehzahl
δ	Rotorwinkel
S_N	Nennscheinleistung Generator
T_N	Anlaufzeitkonstante
P_{mech}	Mechanische Antriebsleistung der Turbine
P_{el}	Elektrische Bremsleistung

Der Rotor beschleunigt dann, wenn die Antriebsleistung die Bremsleistung übersteigt und damit der Generator weniger belastet wird als Antriebsleistung erbracht wird. Die Drehzahländerung, bzw. Rotorwinkelbeschleunigung, hat dann ein positives Vorzeichen. Im umgekehrten Fall hat die Rotorwinkelbeschleunigung ein negatives Vorzeichen und der Rotor wird abgebremst. Die Drehzahl eines Generators hat unmittelbar Einfluss auf die elektrische Frequenz. Wie schnell der Rotor nach einer Störung beschleunigt oder abgebremst wird, wird durch die Anlaufzeitkonstante T_N maßgeblich mitbestimmt. Die Anlaufzeitkonstante wird auch als Trägheitszeitkonstante bezeichnet und ist die kinetische Rotationsenergie E_{kin} des Generators und der Turbine bei Nenn Drehzahl bezogen auf die Nennscheinleistung, Gleichung (3). Die kinetische Energie wird durch das Trägheitsmoment J und die Drehzahl bestimmt.

$$T_N = \frac{E_{kin}}{S_N} = \frac{J\omega_0^2}{2 S_N} \quad (3)$$

Diese Gleichungen gelten sowohl für einen einzelnen Generator-Turbinen-Satz als auch für eine kohärente, zusammenhängende Generatorgruppe und damit für ein synchrones Netzgebiet. Daher sind diese Gleichungen grundlegend für die Bewertung der Kurzzeit-Frequenzstabilität eines Netzgebietes geeignet. Kriterien der Kurzzeit-Frequenzstabilität sind die Einhaltung der Grenzwerte für die maximal auftretende Frequenzabweichung und die Frequenzänderungsrate nach einer Störung. Folgende Grenzwerte müssen zur Gewährleistung der Frequenzstabilität eingehalten werden:

- Die transient auftretenden Frequenzen f_{min}, f_{max} verbleiben zwischen 47,5Hz und 51,5 Hz, nach [2]. In bezogenen Größen ausgedrückt: zwischen 0,95 p.u. und 1,03 p.u.. Verlässt die Frequenz diesen Rahmen, besteht keine Anforderung an Generatoren zum Verbleib am Netz und damit können Ausfallkaskaden zum vollständigen Netzausfall führen.
- Der Anlagenschutz von Generatoren sieht zum mechanischen Schutz der Antriebswelle eine Schutzfunktion bzgl. Frequenzänderungen vor. Die verträglichen Grenzwerte können je nach Generatortyp unterschiedlich sein. In [2] wird ein Grenzwert von 2Hz/s im Europäischen Verbundnetz angesetzt.

Abbildung 1 zeigt einen qualitativen Frequenzverlauf nach einem Leistungsdefizit, z.B. nach einem Generatorausfall.

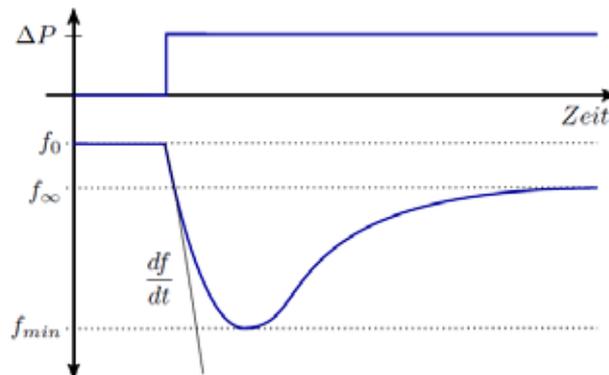


Abb. 1: Frequenzverlauf nach einer Störung

Je weniger Trägheit im Energiesystem vorhanden ist, desto höher und steiler werden Frequenzausschläge nach Leistungsungleichgewichten. Die Grenzwerte dieser Indikatoren können zunehmend häufiger auch schon bei kleineren Leistungsungleichgewichten überschritten werden. Die Aktivierungsdauern von aktuellen Regelleistungsprodukten zur Frequenzhaltung und -rückführung wurden mit der Trägheit eines Energiesystems auf Basis von Synchronmaschinen dimensioniert. Es stellt sich also die Frage, welche Trägheit für die Gewährleistung einer sicheren und zuverlässigen Energieversorgung vorzuhalten ist.

2. Soll-Ist-Abgleich – Wie viel Trägheit brauchen wir und was ist verfügbar?

Wird die Bewegungsgleichung (1) auf ein synchrones Netzgebiet übertragen, so sind direkte Einflussfaktoren ablesbar:

$$\frac{df_{max}}{dt} \frac{T_{N,min,res}}{f_0} = \frac{\Delta P}{S_N} \quad (4)$$

Die Höhe der zu bewältigenden Störung ΔP unter Einhaltung eines Grenzwertes für die maximale Frequenzänderungsrate erfordert eine resultierende Mindestträgheit $T_{N,min,res}$. Die resultierende

Trägheitszeitkonstante ist dabei das gewichtete Mittel der Trägheitszeitkonstanten aller im Betrieb befindlichen Erzeugungsanlagen, Gleichung (5).

$$T_{N,res} = \frac{\sum v_i T_{N,i} \cdot S_{N,i}}{\sum v_i S_{N,i}} \tag{5}$$

Die zu bewältigende Störung ist eine Designfrage welche in der Verantwortung der Netzbetreiber liegt. Legt man bisher geschene Störungen zu Grunde, changieren die Störungen zwischen 20% Leistungsdefizit (Italien 2003) und 40% Leistungsüberschuss (Türkei 2016) [3]. Abb. 2 stellt den Betrag der Mindestträgheit über der Störgröße bei 2Hz/s nach Gleichung (4) dar. Die Störgröße wurde auf die verbleibende Last bezogen.

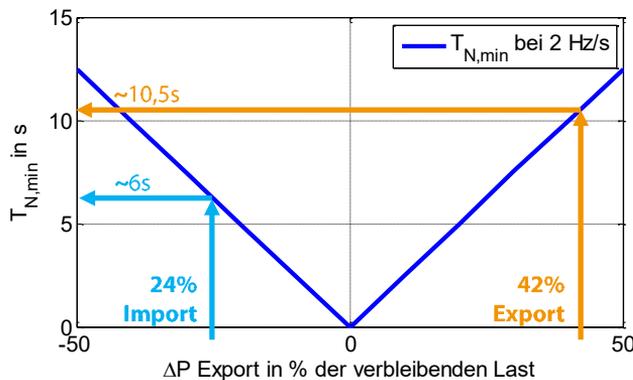


Abb. 2: Mindestträgheit über Höhe der Störung bei einer erlaubten maximalen Frequenzänderungsrate von 2Hz/s, nach Gleichung (4)

Die eingezeichneten Störungen in Abb. 2 lassen überschlägig auf erforderliche Mindestträgheiten zwischen 6 und 10,5s schließen. Dabei wurden Dämpfungseffekte wie bspw. die frequenzabhängige Wirkleistungsaufnahme von Lasten, der sog. Netzselbststregereffekt, vernachlässigt. Deren Einfluss auf die erforderliche Mindestträgheit ist jedoch nicht entscheidend. Im direkten Vergleich ist in Abb.3 die geschätzte vorhandene Trägheit in Deutschland als geordnete Jahresdauerlinie dargestellt. Dort lässt sich ablesen, dass im Jahr 2030 zu keiner Zeit im Jahr die erforderliche Trägheit zur Bewältigung der Störung von 2016 bereitsteht!

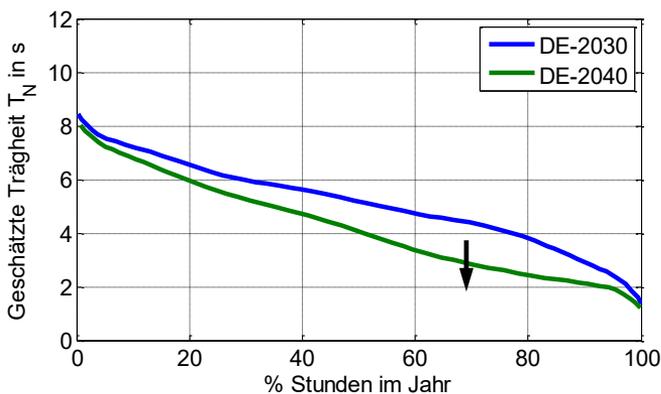


Abb. 3: Geordnete Jahresdauerline der geschätzten Trägheit in 2030 und 2040 nach [4]

Es besteht also dringender Handlungsbedarf zur Weiterentwicklung der Konzepte zur Netzregelung. Hier wird die Bereitstellung von Trägheit durch Umrichter untersucht.

3. Testsystem zur simulativen Untersuchung

Im folgenden Abschnitt werden das verwendete Testnetz, die untersuchten Umrichterregelungsansätze sowie die Testszenarien beschrieben.

3.1 Testnetz

Das verwendete Testnetz wurde von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern [5] erarbeitet und für eine Untersuchung zu Netzauftrennungen auf Basis von Momentanwertsimulationen durchgeführt. Das Testnetz besteht aus zwei großen, aggregierten Umrichterparcs in jeweils 50km Entfernung zu einem aggregierten Lastzentrum und einer aggregierten, lastnahen Synchronmaschine. Die Verbindung zum vorgelagerten Netz wird für die Simulation der Netzauftrennung geöffnet. Die Last wird als konstante Impedanzlast modelliert. Die Synchronmaschine trägt im Testsystem nur zur Trägheit bei, alle weiteren Regeleinheiten zur Spannungs- und Frequenzhaltung werden nicht berücksichtigt.

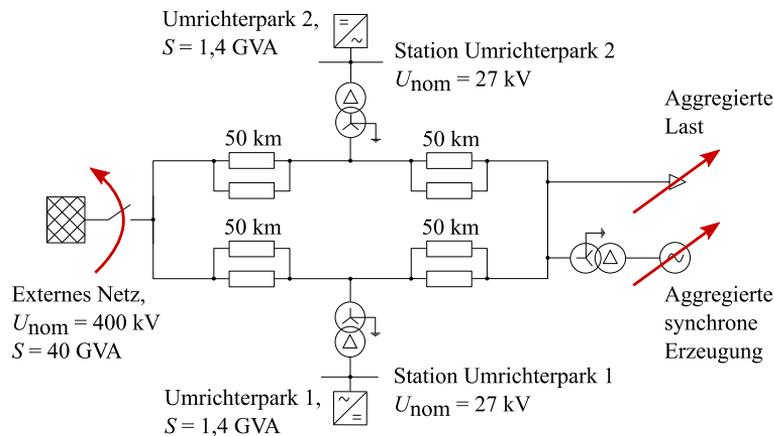


Abb. 4: Testnetz zur Bewertung der Stabilität nach Netzauftrennungen

3.2 Regelverfahren der Umrichterstationen

Die Umrichter wurden für die Simulationen jeweils als stromeinprägende oder spannungseinprägende Umrichter betrachtet. Dabei sind unter stromeinprägenden Regelverfahren jene Verfahren zu verstehen, welche die Stellgröße (Spannung der inneren Spannungsquelle) so führen, dass Sollwerte für Wirk- und Blindstrom bei der gemessenen Spannung am Netzanschlusspunkt (*engl.: Point of Common Coupling, PCC*) eingehalten werden. Damit werden die Ströme eingepreßt, siehe Abb. 4. Dieses Verfahren wird derzeit im Verbundnetz verwendet. Dem gegenüber stehen spannungseinprägende Verfahren, welche direkt die Spannungsamplitude und -frequenz bzw. den Spannungswinkel der (inneren) Spannungsquelle führen. Die Stellwerte für Amplitude und Frequenz der Spannung werden entsprechend der Messwerte von Wirk- und Blindleistung am PCC angepasst. Bei sog. virtuellen Synchronmaschinen wird der Spannungswinkel entsprechend der Bewegungsgleichung einer Synchronmaschine, siehe Gleichungen (1) und (2), angepasst. Damit erhält der Spannungszeiger ein Beharrungsvermögen gegenüber netzseitigen Änderungen und weist so eine parametrierbare Trägheit auf.

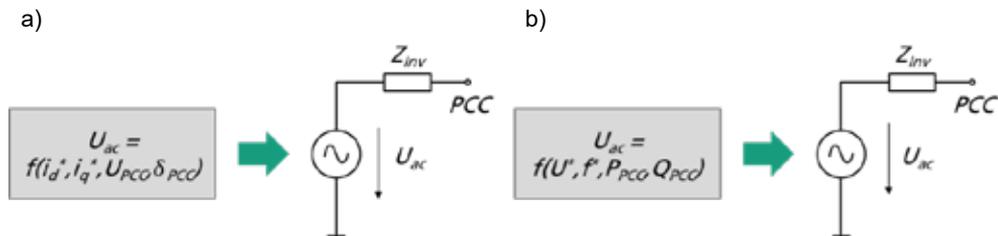


Abb. 4: Verallgemeinerte Darstellung Regelverfahren Umrichter:
a) stromeinprägend (konventionell), b) spannungseinprägend.

Die stromeinprägenden Umrichter wurden nach dem herstellerübergreifenden, generischen WECC Modell [6, 7] modelliert. Für die spannungseinprägenden Umrichter wurde ein Regelungsansatz nach [8] implementiert.

3.3 Testszenarien

Die Untersuchung zeigt den Einfluss von reduzierter, synchron gekoppelter Trägheit auf die Frequenzstabilität im Fall einer Netzauftrennung. Dazu wurden Simulationen mit Netzauftrennung durchgeführt und jeweils die installierte Leistung der Synchronmaschine reduziert. Die Einspeisung der Umrichter wurde über alle Simulationen konstant gehalten. Die Last wurde so dimensioniert, dass sich vor Netzauftrennung eine Austauschleistung mit dem vorgelagerten Netz entsprechend der gewählten Störung einstellt. Als Störgröße wurde exemplarisch 40% Leistungsüberschuss bezogen auf die aktuelle Einspeisung gewählt. Damit ergibt sich ein Überfrequenzfall und die Umrichterstationen müssen die Einspeiseleistung reduzieren, um wieder ein Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Last herzustellen.

Es wurden getrennt voneinander die in Abschnitt 3.2 erläuterten Regelverfahren eingesetzt.

4. Ergebnisse

Die folgenden Untersuchungen wurden als Momentanwertsimulation mit dem Netzberechnungsprogramm DigSILENT/PowerFactory 2018 durchgeführt.

4.1 Ergebnisse bei Einsatz von stromeinprägenden Umrichtern

Abb. 5a) zeigt Simulationsergebnisse für Frequenz und Spannung am Netzanschlusspunkt von Umrichterpark 1 für alle simulierten Umrichteranteile mit einem Parametersatz gemäß Herstellerangaben für den Auslieferungszustand und entsprechend Stand der Technik sowie aktuell geltenden Netzanschlussbedingungen. Je dunkler die Kurven, desto höher der Umrichteranteil (Ratio). Die grau eingefärbten Flächen zeigen Bereiche mit Verletzung der Stabilitätskriterien an. Die Frequenzverläufe verdeutlichen einen maximalen Umrichteranteil von 20% ohne Verletzung der maximal erlaubten Frequenz von 1,03p.u.. Insbesondere die Simulationsergebnisse der Spannung bei einer Durchdringung von 50% zeigen Unregelmäßigkeiten, welche auf mangelnde Blindleistungsreserven und Betriebsführungsaspekte der Umrichter zurückzuführen sind. Mit entgegenwirkenden Parameteranpassungen können höhere Umrichteranteile erzielt werden. Folgende Anpassungen wurden durchgeführt:

- Verringerung der Einregelzeit für die Wirkleistungsregelung auf Parkebene von 10s auf 1s
- Aktivierung einer Blindleistungsregelung auf Parkebene mit Spannungsvorgabe
- Bei Unterschreiten der Spannung am PCC von 90% des Nominalwertes wird die dynamische Spannungsstützung aktiviert. Die aktuellen Netzanschlussbedingungen [9–11] fordern, nach Fehlerklärung den Arbeitspunkt vor dem Fehler anzufahren. Dazu werden die Sollwerte auf Parkebene festgehalten und die Regelungsfunktionen Überfrequenz-Leistungsreduktion und Blindleistungsregelung auf Parkebene werden blockiert. Diese Blockierung wurde aufgehoben.

Abb. 5b) zeigt die Simulationsergebnisse mit den obigen Anpassungen. Damit kann die maximale Durchdringung der Umrichter ohne Verletzung der maximal erlaubten Frequenz auf 60% erhöht werden.

Die gezeigte Kurve für 70% überschreitet diesen Grenzwert. Das Blindleistungsdefizit kann nun durch die Umrichter gedeckt werden und die Spannung bleibt entsprechend innerhalb des tolerablen Bereichs.

Um jedoch Durchdringungen von über 60 % zu erreichen, sind Erweiterungen im Funktionsumfang der stromeinprägenden Umrichterregelung notwendig. Spannungseinprägende Regelungsverfahren sind eine weitere Möglichkeit, die Umrichteranteile zu erhöhen. Im nächsten Abschnitt werden Simulationsergebnisse unter Einsatz von spannungseinprägenden Umrichtern vorgestellt.

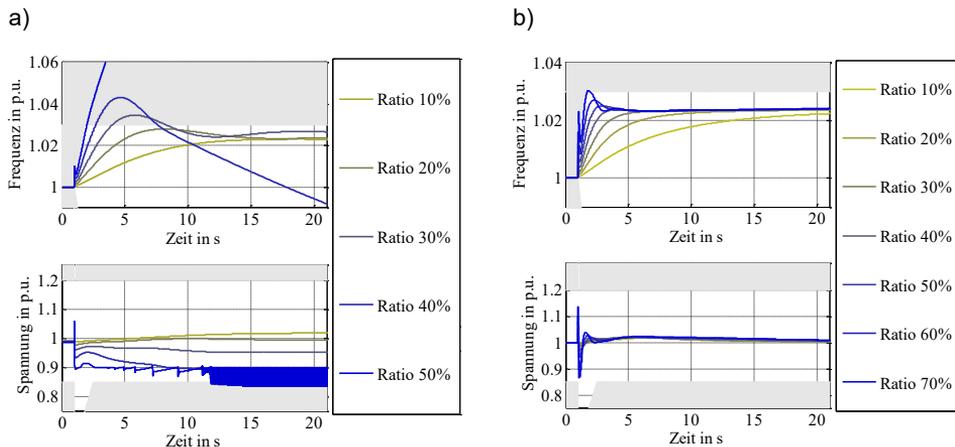


Abb. 5: Simulationsergebnisse Frequenz und Spannung am PCC Umrichterpark 1 bei stromeinprägender Umrichterregelung und steigender Umrichterdurchdringung:
a) Default Parameter Hersteller ohne stationäre Blindleistungsbereitstellung,
b) Angepasste Parametrierung mit stationärer Blindleistungsbereitstellung.

4.2 Ergebnisse bei Einsatz von spannungseinprägenden Umrichtern

Wie in Abbildung 6a) ersichtlich, kann die maximale Umrichterdurchdringung unter Verwendung von spannungseinprägenden Umrichtern ohne Einbußen in der Frequenzstabilität auf 100 % gesteigert werden. Das Frequenzverhalten nach der Netzauffrennung ist bei allen simulierten Durchdringungsszenarien gut gedämpft und ohne Überschwingen oder transiente Ausgleichsvorgänge. Auch die Spannungsabweichungen bleiben gegenüber denen aus den vorherigen Simulationen in Abbildung 5 vernachlässigbar. Damit kann aus den hier gezeigten Simulationsergebnissen geschlossen werden, dass spannungseinprägende Umrichter im untersuchten Testsystem für den Fall der Netzauffrennung ein netzdienliches Verhalten aufweisen und höhere Durchdringungsgrade erzielt werden können, als es mit bisher im Netz üblichen netzstützenden Umrichtern der Fall ist. Ähnliche Schlussfolgerungen konnten auch in [12] gezogen werden.

Weiter kann die Trägheitskonstante der Umrichter im gewählten spannungseinprägenden Regelungsansatz als Parameter vorgegeben werden. Die Systemträgheit wird durch die Trägheitskonstanten der am Netz befindlichen Anlagen bestimmt. Eine Minderung der Systemträgheit durch Reduzierung der Anschlusskapazität von Synchrongeneratoren kann damit durch eine Erhöhung der Trägheitskonstante der Umrichter kompensiert werden. Dazu müssen die notwendigen Energie- und Leistungsreserven bereitstehen. Für die Ergebnisse in Abb. 6b) wurde die Trägheitskonstante der Umrichter mit steigenden Durchdringungen so erhöht, dass das Trägheitsmoment im System für alle Simulationen gleich des Trägheitsmomentes aus dem Fall von 10% Umrichtern ist. Die Frequenzverläufe liegen daher übereinander.

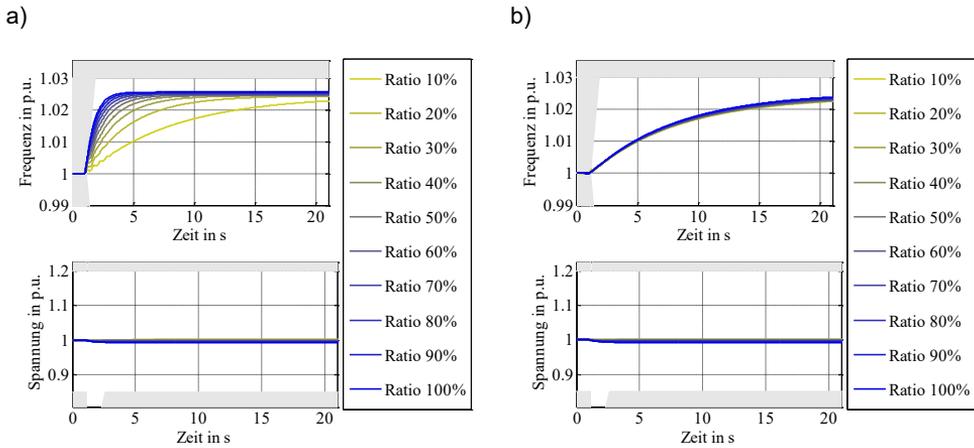


Abb. 6: Simulationsergebnisse Frequenz und Spannung am PCC Umrichterpark 1 bei spannungseinprägender Umrichterregelung und steigender Umrichterdurchdringung:
a) Konstante Trägheitszeitkonstante für Umrichter, sinkendes Trägheitsmoment System
b) Konstantes Trägheitsmoment im System, angepasste Trägheit der einzelnen Umrichter.

5. Schlussfolgerungen

1. Um auch zukünftig Störereignisse in der Größenordnung bisher geschehener bewältigen zu können, ist eine Trägheitzeitkonstante von mindestens 10s erforderlich.
2. In Deutschland allein ist diese Mindestträgheit zu keiner Zeit des Jahres vorhanden. Zukünftig wird die synchrongekoppelte Trägheit weiter sinken. Es besteht daher dringender Bedarf an zusätzlicher Trägheit.
3. Spannungseinprägende Umrichter stellen Trägheit bzw. Momentanreserve bereit.
4. Es stehen spannungseinprägende Verfahren zur Verfügung, bei denen die Trägheit direkt parametrisiert werden kann. Die notwendigen Energiereserven müssen zur Bereitstellung von Trägheit vorhanden sein.
5. Momentanreserve als Systemdienstleistung zusammen mit der Formulierung von Anforderungen an Momentanreservebereitstellung von Umrichtern ist ein möglicher Lösungsansatz.

6. Förderhinweis

Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen 0350023A gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren und spiegelt nicht notwendigerweise die Meinung des Projektkonsortiums Netzregelung 2.0 wieder.

7. Literaturverzeichnis

- [1] P. S. Kundur and N. J. Balu, Eds., *Power system stability and control*. New York, NY: McGraw-Hill, 1994.
- [2] ENTSO-E, "Frequency Stability Evaluation Criteria for the Synchronous Zone of Continental Europe: Requirements and impacting factors," RG-CE System Protection & Dynamics Sub Group, 2016.
- [3] D. Duckwitz, *Power System Inertia: Derivation of Requirements and Comparison of Inertia Emulation Methods for Converter-based Power Plants*: Universität Kassel, 2019.

- [4] ENTSO-E, "European Power System 2040: Completing the map: Technical Appendix," [Online] Available:
https://docstore.entsoe.eu/Documents/TYNDRP%20documents/TYNDRP2018/System_Need%20Report.pdf. Accessed on: Jun. 28 2019.
- [5] K. Vennemann *et al.*, "Systemic Issues of Converter-based Generation and Transmission Equipment in Power Systems," *Wind Integration Workshop*, vol. 17., Stockholm, Sweden, 2017.
- [6] WECC Renewable Energy Modeling Task Force, "WECC Solar Plant Dynamic Modeling Guidelines," 2014. [Online] Available:
<http://www.wecc.biz/committees/StandingCommittees/PCC/TSS/MVWG/Shared%20Documents/MVWG%20Approved%20Documents/WECC%20Solar%20Plant%20Dynamic%20Modeling%20Guidelines.pdf>.
- [7] G. Lammert, L. D. P. Ospina, P. Pourbeik, D. Fetzer, and M. Braun, "Implementation and validation of WECC generic photovoltaic system models in DigSILENT PowerFactory," in *2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*, Boston, MA, USA, pp. 1–5.
- [8] A. Engler, *Regelung von Batteriestromrichtern in modularen und erweiterbaren Inselnetzen*. Zugl.: Kassel, Univ., Diss., 2001. Berlin: dissertation.de, 2002.
- [9] *Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Höchstspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Höchstspannung)*, VDE-AR-N- 4130:2018-11, 2018.
- [10] *Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung)*, VDE-AR-N 4110:2018-11, 2018.
- [11] *Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Hochspannung)*, VDE-AR-N 4120:2018-11, 2018.
- [12] S. Laudahn, J. Seidel, B. Engel, T. Bülo, and D. Premm, "Substitution of Synchronous Generator Based Instantaneous Frequency Control Utilizing Inverter-coupled DER: Vancouver, Canada," *IEEE PEDG*, 2016.