

Maßnahmen an (dezentralen) Energiewandlern zur Beteiligung an Netzdienstleistungen

Dietmar TIEFGRABER, Günther BRAUNER

TU-Wien – Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, 1040 Wien
Gußhausstraßer 25-27, +43 1 58801 37301, tiefgraber@ea.tuwien.ac.at,
www.ea.tuwien.ac.at

Kurzfassung:

Durch die steigenden Anzahl umrichtergekoppelter Anlagen wird zukünftig nicht nur die Bereitstellung von Energie, sondern auch eine Beteiligung an den allgemeinen Systemdienstleistungen durch technische Maßnahmen erwartet und notwendig werden. Die technischen Maßnahmen auf Seiten der Einspeiseanlagen und welche Systemdienstleistungen dadurch erbracht werden können, soll den wachsenden Anforderungen aus Netzsicht gegenübergestellt werden.

Keywords: Umrichter, System- u. Netzdienstleistungen, Virtuelle Schwungmassen

1 Einführung:

Die Anzahl der mittels Um- und Wechselrichter an das elektrische Netz gekoppelten Erzeugungsanlagen nimmt stetig zu. Gründe dafür sind die Entwicklung und der verstärkte Einsatz von Energiewandlungstechnologien bei welchen die Bereitstellung der elektrischen Energie nicht in kompatibler Art mit dem öffentlichen 50Hz-Drehstromnetz erfolgt und deshalb nicht direkt angebunden werden können. Typische Beispiele dafür sind Photovoltaik, Brennstoffzellen, Mikrogasturbinen sowie umrichtergekoppelte, drehzahlvariable Synchrongeneratoren.

Zur Aufrechterhaltung des Netzbetriebs werden sich diese Anlagentypen, aufgrund ihres steigenden Anteils an der Erzeugung, in Zukunft auch an den Systemdienstleistungen beteiligen müssen. Wie die mittels Wechsel- und Umrichter angebandenen Anlagen diese beeinflussen bzw. zu deren Erbringung beitragen können und mit welchen Anforderungen sie daher konfrontiert werden soll hier kurz dargestellt werden.

2 Systemdienste:

Dabei handelt es sich um technische Dienstleistungen, welche die Zuverlässigkeit und Qualität der elektrischen Energieversorgung für die Netzbutzer sicherstellen. Dazu zählen u. a.

- Frequenzhaltung

- Spannungshaltung und Blindleistungsbereitstellung
- Aufrechterhaltung der Spannungsqualität
- Betriebsführung und Engpassmanagement
- Versorgungswiederaufnahme
- Erstellen der Austauschprogramme und Verbundabrechnung
- Koordination der Verbundabrechnung

2.1 Frequenzhaltung:

Der physikalische Hintergrund der Netzfrequenz liegt in der direkten Ankopplung der elektrischen Generatoren. Die dahinter stehenden rotierenden Massen, deren Frequenz proportional der Netzfrequenz ist, stellen über ihre Trägheitskonstante (J) verknüpft mit der Winkelgeschwindigkeit (ω) einen mechanischen Energiespeicher dar. Tritt im elektrischen Netz eine Differenz zwischen Verbrauchs- und Erzeugungsleistung auf, so wird das resultierende Defizit (bzw. Überschuss) über die rotierenden Schwungmassen ausgeglichen. Formal lautet die Leistungsbilanz somit

$$\Delta P = P_{Erz} - P_{Verb}$$

Die Schwungmassen werden dadurch entweder abgebremst (bei Verbrauchsüberschuss) oder beschleunigt (bei Erzeugungsüberschuss). Der sich dabei einstellende Frequenzgradient im ersten Augenblick, bei auftreten einer Differenzleistung, ausgehend von der Nennfrequenz, ergibt sich zu

$$\left. \frac{df}{dt} \right|_{t=0+} = - \frac{f_n \cdot \Delta P}{T_A \cdot S_n}$$

Die infolge dessen auftretende Frequenzabweichung wird ab einer bestimmten Größe (Totband – im UCTE-Netz ± 20 mHz) durch Eingriff in die Erzeugungsleistung entgegen gewirkt. Die dabei eingesetzten Mechanismen werden als Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung bezeichnet.

Durch das bestehende Frequenzhaltungskonzept im UCTE-Netzbereich lässt sich die abweichungsverursachende Regelzone ermitteln und somit eine regionale Ausgleichsmaßnahme einleiten.

Der vorgegebene zulässige Frequenzbereich verhindert u. a. Anlagenschäden bei direkt gekoppelten Erzeugungsanlagen.

2.2 Spannungshaltung und Blindleistungsbereitstellung:

Die elektrische Ersatzschaltung und die möglichen Veränderungen der stationären Spannungshaltung im Drehstromsystem bei symmetrischen Netzverhältnissen am Verknüpfungspunkt einer Anlage sind den Abbildung 1 und 2 zu entnehmen.

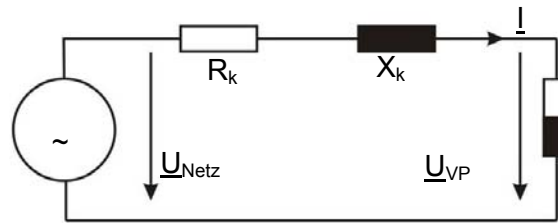


Abbildung 1: Allgemeines, einpoliges Ersatzschaltbild für den Verknüpfungspunkt

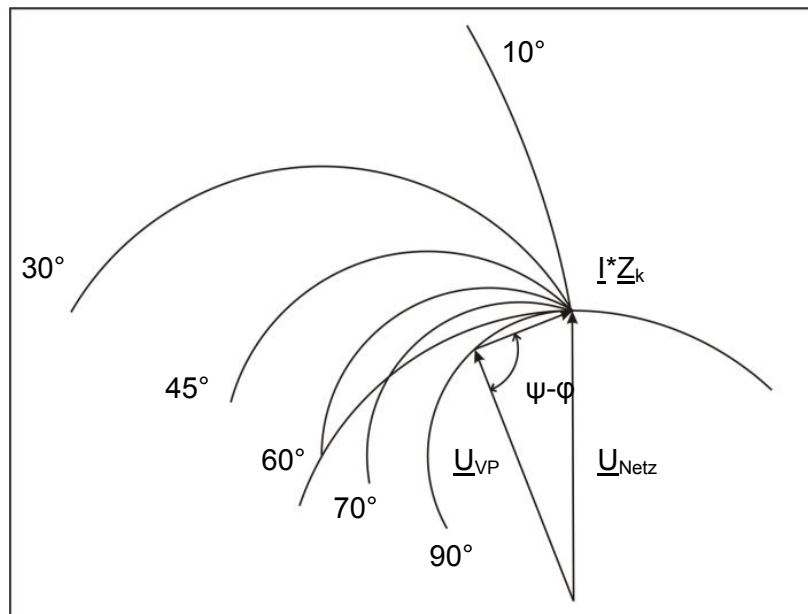


Abbildung 2: Zeigerdiagramm bei Energielieferung mit den Parametern ψ (Netz-impedanzwinkel), φ (Phasenwinkel) und Einspeiseleistung

Einen wesentlichen Einfluss auf den Betrag der Spannung im Verknüpfungspunkt hat neben dem Einspeisestrom, welcher bei annähernd konstantem Spannungsbetrag proportional der Einspeiseleistung ist, die Kurzschlussimpedanz (R_k und X_k ; bzw. Z_k und ψ_k) und der Grundswingungsleistungsfaktor φ .

Hierbei ist anzumerken, dass es im Fall der Kurzschlussimpedanz wesentliche Unterschiede zwischen Verteil- und Übertragungsnetz gibt.

- Im Übertragungsnetz ist der ohmsche Anteil klein gegenüber dem Blindanteil. Dies hat zur Folge, dass hier eine reine Wirkleistungseinspeisung praktisch nur eine Winkeldifferenz zwischen den beiden Spannungen verursacht und deren Beträge nahezu unverändert bleiben. Die Einspeisung von Blindleistung führt hingegen praktisch ausschließlich zur Änderung des Betrages der Spannung am Verknüpfungspunkt.
- Im Verteilnetz ist dies nicht der Fall. Der Kurzschlusswinkel ψ_k ist deutlich unterhalb von 90° . Deshalb beeinflussen hier sowohl Wirk- als auch Blindleistungseinspeisung die Höhe der Spannung und den Spannungswinkel.

Aus Sicht des Verbrauchers ist die Spannungshaltung und die dazugehörige Blindleistungsbereitstellung eine notwendige Bedingung für die Sicherstellung der Funktion ihrer Betriebsmittel. Bei Abweichungen davon kann es zu Fehlfunktionen bzw. Schäden an den Betriebsmitteln kommen.

Für den Netzbetreiber sind noch zusätzlich die Bereiche wie Netzschutz (z. B. Nullung im Niederspannungsnetz oder gelöschter Betrieb im Mittel- und Hochspannungsnetz), Übertragungsvermögen oder Stabilität mit der Spannungshaltung verknüpft.

2.3 Aufrechterhaltung der Spannungsqualität:

Unter Spannungsqualität fallen eine Vielzahl von Begriffe bzw. Phänomenen. U. a.:

- **Oberschwingungen**
Diese werden durch nichtlineare Betriebsmittel oder Vorgänge (z. B.: Schalthandlungen) im elektrischen Netz verursacht und bis zur vierzigsten Oberschwingung berücksichtigt. Die durch nichtlineare Betriebsmittel hervorgerufenen Oberschwingungsströme verursachen durch die Netzimpedanzen eine Abweichung von der reinen Sinusform der Spannung im Netz.

$$THD_U = \frac{\sqrt{\sum_{v=2}^{40} U_v}}{U_1} \quad \text{mit } v = \frac{f_v}{f_1}$$

- **Flicker**
Durch Spannungsänderungen an Lampen verursachte Leuchtdichteschwankungen werden durch Flicker bewertet. Die Bewertung wird durch die Höhe der Spannungsschwankungen und deren Wiederholrate beeinflusst.
- **Unsymmetrie**
Hervorgerufen wird diese durch unsymmetrische Impedanzen im Netz. Überlastungen oder Fehlfunktionen von Betriebsmitteln können dadurch verursacht werden.

$$\begin{bmatrix} u_0 \\ u_1 \\ u_2 \end{bmatrix} = T_\alpha \cdot \begin{bmatrix} u_a \\ u_b \\ u_c \end{bmatrix} \quad T_\alpha = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \underline{a} & -\underline{a} \\ 1 & -\underline{a} & \underline{a} \end{bmatrix}$$

- **Überspannung**
Bei überschreiten des zulässigen Spannungsbandes für mehrere Netzperioden oder länger, so wird dies als netzfrequente Überspannung bezeichnet. Hervorgerufen werden diese Situationen durch Fehler oder Störungen im Netz oder in Kundenanlagen.

- Frequenz
Die physikalischen Hintergründe sind bereits in 2.1 beleuchtet.
- Spannungseinbruch
Von einem Spannungseinbruch wird gesprochen, bei Unterschreitung von 90 % des Nennwertes. Die Dauer solcher Ereignisse liegt zwischen 10 ms und 1 min. Unterschreitet die Spannung 1% des Nennwertes so spricht man von Versorgungsunterbrechung.

Nähere Ausführungen zur Aufrechterhaltung der Spannungsqualität sind u. a. den Normen EN 50160 und EN 61000 zu entnehmen.

Betriebsführung und Engpassmanagement, Versorgungswiederaufnahme, erstellen der Austauschprogramme und Verbundabrechnung sowie die Koordination der Verbundabrechnung sind überwiegend organisatorische Dienstleistungen und werden hier nicht näher behandelt.

3 Anbindung und technische Möglichkeiten (dezentraler) Anlagen

3.1 Technische Voraussetzungen und Möglichkeiten:

Neben der Umsetzung des gewünschten Anlageverhaltens in einem Regel- bzw. Steuerungskonzept, für den Um- bzw. Wechselrichter (Energietransformer) im Zusammenspiel mit dem Energiespeicher, sind vor allem zwei Erfordernisse für die Beteiligung an den Netzdienstleistungen erforderlich. Es sind dies ein vergrößertes Speichervolumen für Energie und eine höhere Strombelastbarkeit der Ventile im Energietransformer. In Abbildung 3 ist prinzipielle Struktur dargestellt.

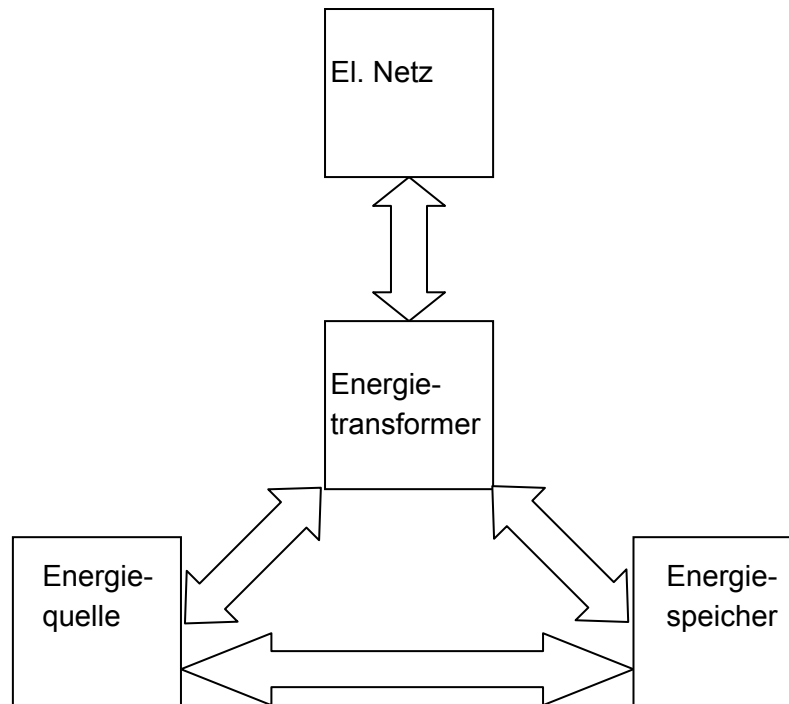


Abbildung 3: Prinzipstruktur bei Netzanbindung über Um- oder Wechselrichter

Grund für die vergrößerten Energiespeicher und höheren Strombelastungen für die Um- bzw. Wechselrichter ist der durch den an den Systemdienstleistungen erforderliche Mehrleistungsaustausch mit dem elektrischen Netz.

Die Form der Energiespeicher kann je nach Anlagentyp variieren. Beispielsweise ist es bei Windenergieanlagen möglich vorübergehende Überschuss- oder Defizitleistungen, zwischen der Bereitstellung von der Energiequelle und der Abgabe ins elektrische Netz, in der mechanischen Schwungmasse zwischenzuspeichern. Somit ergibt sich ein drehzahlvariabler Betrieb der Anlage.

Betrachtet man den Anlagentyp Photovoltaik so steht im Normalfall durch den prinzipiellen Aufbau der Anlage lediglich ein elektrischer Energiespeicher zur Verfügung.

3.1.1 Frequenzhaltung:

Schwungmasse:

Anlagen die mittels Um- oder Wechselrichter an das elektrische Netz angebunden sind bieten i. A. kein direktes Schwungmassenverhalten an. Es ist jedoch regelungstechnisch möglich ein Schwungmassenverhalten nachzubilden. Ein Energiespeicher dessen Inhalt proportional der bezogenen aktuellen Frequenz innerhalb eines definierten Frequenzbandes liegt. Die Lade- bzw. Entladeleistung ist proportional der aktuellen Frequenzzu- bzw. -abnahme.

In einem Frequenzband von 47.5 bis 52.5 Hz¹ ergibt sich bei einer Anlaufzeitkonstante von 10 s je installiertem Kilowatt Erzeugungsleistung eine erforderliche nutzbare Energiemenge von 1 kW_s [1].

Primärregelung:

Eine Beteiligung an der Primärregelung ist durch die zeitlich begrenzte Einsatzzeit und der damit einhergehenden beschränkten Energiemenge mittels zusätzlichem Energiespeichervolumen möglich. Die Einsatzentscheidung ob Primärregelung benötigt wird, kann einfach über die globale Netzgröße Frequenz lokal entschieden werden.

Sekundärregelung:

Die Bereitstellungsdauer der Sekundärregelung ist nicht genau bestimmt. Dadurch kann es zu großem Energiebedarf (z. B. bei Ausfall einer Erzeugungseinheit) für die Sekundärregelung kommen. Die Beteiligung einer Anlage scheint nur sinnvoll, wenn auch die Erzeugungsleistung des Energiewandlers bedarfsgerecht angepasst werden kann, da sonst sehr große Energiespeicher notwendig sind.

Weiters fällt die Einsatzentscheidung über die Sekundärregelung erst nach der Auswertung der Übergabeleistungen in der Regelzone (bzw. Regelblock). Dabei handelt es sich um notwendige Informationen, die der Anlage nur zur Verfügung stehen, wenn diese mit dem Netzleitsystem kommunizieren kann.

3.1.2 Spannungshaltung und Blindleistungsbereitstellung:

Die historische Entwicklung der Netzstruktur ging von kleinen Inseln über zum synchronen Verbundsystem mit großen zentralen Erzeugungseinheiten und rein vertikaler Energie- und Leistungsflussrichtung. Die Einhaltung des Spannungsbandes im gesamten Netz wird durch Regelung an definierten Netzknoten (bei zentralen Einspeiseknoten und an den Übergabestellen zur Mittelspannungsebene) im Zusammenspiel mit der Netzauslegung gewährleistet. Im elektrischen Netz ist die Spannung selbst nur eine lokale Größe.

Durch Änderung der rein vertikalen Energieflussrichtung im Verteilnetz aufgrund lokal verteilter, verstärkter Einspeisung und der Kopplung zwischen Wirk- und Blindleistung mit der Spannung ist derzeit eine Obergrenze von 2 bzw. 3 % (Mittel- bzw. Niederspannungsnetz [2]) für die von den Einspeisern verursachte stationäre Spannungsänderung vorgesehen.

Durch Konzepte für koordiniertes Blindleistungsverhalten kann die mögliche Einspeiseleistung bei gleichbleibenden Grenzwerten der zulässigen Spannungsänderungen erhöht werden [3 und 4]. Derzeit laufen in diesem Bereich international verschiedene Forschungsprojekte welche sich noch in der Demonstrationsphase befinden.

Für das Übertragungsnetz sind Konzepte für die Spannungshaltung und Blindleistungsbereitstellung, aufgrund des eindeutigen Zusammenhangs zwischen Blindleistung und Spannung, einfacher zu realisieren.

¹ UCTE-Frequenzband; für Inselnetzbetrieb ist in der Regel ein breiteres Frequenzband vorzusehen

Eine enge Abstimmung des Konzepts mit den Netzbetreibern, welches die am Verknüpfungspunkt vorherrschenden technischen Gegebenheiten berücksichtigt, wird auch in Zukunft unumgänglich sein.

3.1.3 Aufrechterhaltung der Spannungsqualität:

Sieht man von den netzgeführten Wechselrichtern ab, welche neben der Steuerblindleistung aus dem Netz auch merkbare Kommutierungseinbrüche mit sich bringen können, so sind heute bei modernen Einspeiseanlagen durchwegs Um- oder Wechselrichtertypen im Einsatz, welche die Anforderungen bzw. Grenzwerte im allgemeinen nicht gefährden. Vor der Installation einer Anlage sind die verursachten Emissionen selbstverständlich auf Einhaltung der Grenzwerte zu prüfen. Im Detail:

Oberschwingungen:

Durch hinreichend hohe Schaltfrequenzen, welche sich heute im zweistelligen Kilohertzbereich bewegen, und die intelligente Nutzung von Energiespeichern sowie dem Einsatz von Filtern, sind die Oberschwingungsemissionen der umrichtergekoppelten Erzeugungsanlagen üblicherweise nicht im relevanten Frequenzbereich (EN 50160 OS bis 2 kHz).

Flicker:

Flickererscheinungen können durch periodische Leistungsabgabeschwankungen der Erzeugungsanlagen entstehen. Dies ist vor allem in den Anfangszeiten der direkt gekoppelten Windenergieanlagen durch den Turmstauereffekt aufgetreten. Seit der Drehzahlvariabilität der Anlagen ist dies in der Regel nicht mehr problematisch.

Unsymmetrie:

Der Bereich der Unsymmetrie kann durch einphasige Erzeugungsanlagen mit Nennleistungen im kW_{el} auftreten. In [3] wird jedoch gezeigt, dass bei zufälliger Anschlussphase und steigender Anlagenzahl die Wahrscheinlichkeit für eine unsymmetrische Netzbelastung durch die Erzeuger schnell sinkt.

Spannungseinbruch:

Prinzipiell ist mit der Umrichtertechnik praktisch jedes gewünschte Anlagenverhalten bei Spannungseinbruch möglich.

- Bei Erzeugungseinheiten kleiner Leistung, welche nicht mit dem Netzleitsystem kommunizieren, ist aus Sicherheitsgründen häufig eine Trennung der Anlage vom Netz bei Spannungseinbrüchen gewünscht, da auf diese Weise die unbeabsichtigte Inselnetzbildung verhindert wird.
- Bei großen Erzeugungseinheiten (z. B.: Windparks) wird aus Gründen der Netzstabilität ein verbleiben der Erzeugungseinheiten bei Spannungseinbrüchen für bestimmte Zeitbereiche verlangt [5]. Kommt es dennoch zu einer Netztrennung, so ist

oftmals ein definiertes Wiedereinschaltkonzept ausgeführt.

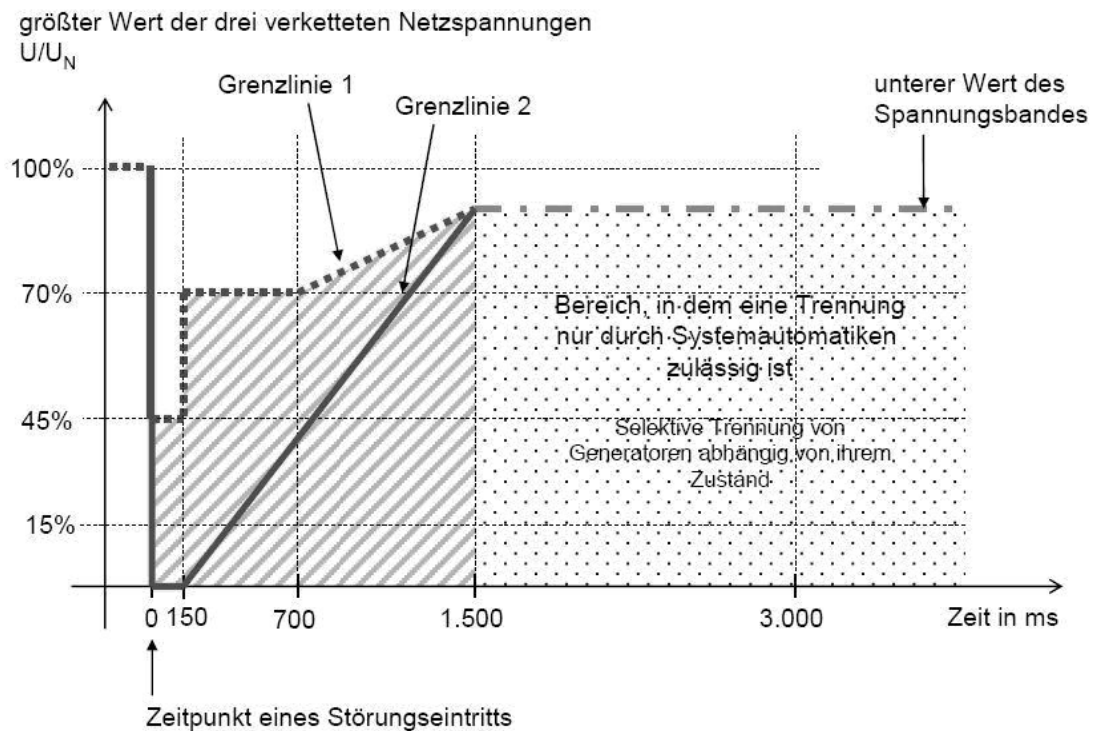


Abbildung 4: Vorgaben für Verhalten von Erzeugungsanlagen vom Typ 2 bei Störung im Netz [Q.: 5]

- Ein spannungsstützendes Verhalten (dynamische Blindleistungsbereitstellung bei Spannungseinbruch) ist möglich. Es erfordert ein erhöhtes Energiespeichervolumen hoher Leistungsdichte, höhere Ventilströme und eine aufwendigere Steuer- und Regelungstechnik des Umrichters.

3.2 Anforderungsprofile und Umsetzungsbeispiele:

Exemplarisch sind zum Bereich Umsetzung zwei Beispiele angeführt. Abbildung 5 zeigt den schematischen Aufbau einer „virtuellen Schwungmasse“. Es handelt sich dabei um einen mittels Umrichter gekoppelten Energiespeicher, welcher das Verhalten einer mechanischen Schwungmasse am elektrischen Netz funktionell nachbildet.

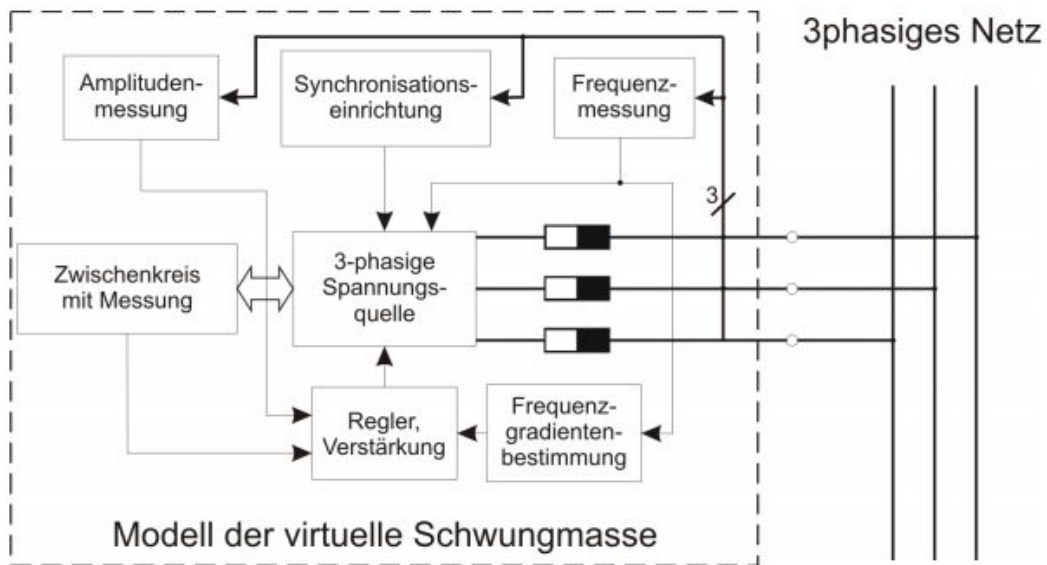


Abbildung 5: Schematischer Aufbau „virtuelle Schwungmasse“ [Q.: 1]

Ein weiteres Beispiel für die mögliche Expansion der Funktionalität von Umrichtern ist ein Projekt der TU-Clausthal [6]. Dabei wird ein Wechselrichter mittels DSP-Mikrorechnersystem so gesteuert, dass sein Netzverhalten einer klassischen Synchronmaschinen gleicht.

Der Vorteil der durch intelligente Steuerung von Um- oder Wechselrichtern ist, dass Parameter der geregelten Anlage frei wählbar sind und zusätzliche Funktionen wie Symmetrierung oder Oberschwingungsreduktion integriert werden können.

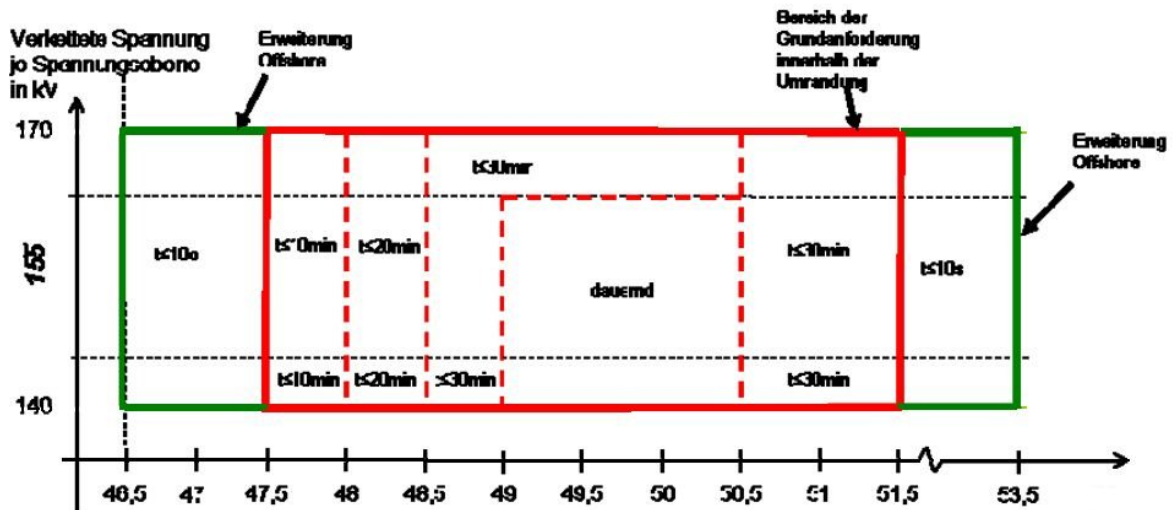


Abbildung 6: Übersicht für den erweiterten Anforderungsbereich bei seeseitigen Netzanschlüssen an das Netz der E.ON-Netz [Q.: 7]

Die Zunahme der Anforderungen bei steigender installierter Leistung von Um- und Wechselrichter gekoppelten Anlagen an das elektrische Netz kann deutlich an der Entwicklung der Netzanschlussbedingungen z. B. in Deutschland nachvollzogen werden, da hier bereits große Anteile der Erzeugungsleistung von dieser Anbindungsart installiert sind.

Abbildung 1Abbildung 6 die für die seeseitigen Netzanschlüsse an das E.ON-Netz erweiterten Anforderungsbereiche an die Einspeiseanlagen.

4 Zusammenfassung und Ausblick

Mit der zunehmenden Installation von um- oder wechselrichtergekoppelten Einspeiseanlagen an das elektrische Netz steigen die Anforderungen an deren Funktionalität.

Für den geordneten Netzbetrieb und die Bereitstellung der elektrischen Energie in geeigneter Qualität für den Netznutzer ist die Erbringung von Netzdienstleistungen unbedingt erforderlich. Moderne Umrichteranlagen sind funktionell erweiterbar, sodass sie sich an diesen beteiligen können. Es ergibt sich dadurch ein größerer Aufwand auf Seiten der Umrichtertechnik welcher erhöhte Anforderungen die folgenden Komponenten stellt.

- Regel- und Steuerungseinheit,
- Energiespeicher
- Halbleiterventile

Literatur:

- 1 Auslegung, Modellierung und dynamische Simulation von virtuellen Schwungmassen zur Stabilisierung in Energieversorgungsnetzen; TU-Wien - Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft; Martin Boxleitner, 2008
- 2 TOR – Technisch organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen – Teil D2: Richtlinie zur Beurteilung von Netzurückwirkungen, E-Control, 2006
- 3 Energieversorgung mit hohem dezentralen Erzeugungsanteil; TU-Wien, Inst. für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Alfred Einfalt, 2008
- 4 Technische und ökonomische Bewertung des Einsatzes von innovativen Spannungsregelungskonzepten in Verteilnetzen mit hoher Dichte an dezentralen Stromerzeugern; H. Brunner, B. Bletterie, W. Prügler; e&i Heft 12.2008
- 5 Netzanschlussregeln für Hoch- und Höchstspannung der E.on Netz GmbH; Stand 2006
- 6 Virtuelle Synchronmaschine; TU-Clausthal – Institut für Elektrische Energietechnik; Ralf Hesse, 2007
- 7 Anforderungen an seeseitige Netzanschlüsse an das Netz der E.ON-Netz; Stand 2008