

# Einspeiseverhalten von umrichterbasierten Erzeugungseinheiten während unsymmetrischer Netzfehler

## Contribution of converter based generation unit during unbalanced grid faults

Tobias Neumann und István Erlich, Fachgebiet Elektrische Anlagen und Netze, Universität Duisburg-Essen, tobias.neumann@uni-due.de

### Kurzfassung

Umrichterbasierte Erzeugungseinheiten ermöglichen eine unabhängige Regelung der Mit- und Gegensystemkomponenten während unsymmetrischer Netzfehler. In Vollumrichter basierten Anlagen ist es üblich, den Gegensystemstrom weitestgehend zu unterdrücken, wodurch in gewissen Netzkonstellationen der Fehlerstrom auf die Größenordnung des Laststromes reduziert wird. Dies hat zur Konsequenz, dass eine selektive Fehlererfassung problematisch wird. In diesem Beitrag wird die Einspeisung eines induktiven Gegensystemstromes proportional zu der Gegensystemspannung vorgeschlagen. Ein induktiver Gegensystemstrom führt auch zu einer Symmetrierung der Phasenspannungen, da durch den verursachten Spannungsabfall die Gegensystemspannung reduziert wird. Andererseits schränkt der Gegensystemstrom die Möglichkeiten der dynamischen Spannungsregelung im Mitsystem ein. Anhand von Simulationsbeispielen werden Varianten der Mit- und Gegensystemregelung und deren Auswirkungen während unsymmetrischer Netzfehler demonstriert.

### Abstract

Converter based generation units have a decoupled control of the positive and negative sequence during unbalanced faults. In generation units with a full scale converter it is common to suppress the negative sequence current as far as possible. Hereby and under certain grid topologies the fault current is equal to the load current. As a consequence selective fault detection becomes problematically. In this article an inductive negative sequence current injection proportional to the negative sequence voltage is proposed. This inductive negative sequence current leads to a balancing of phase voltages because the resulting voltage drop reduces the negative sequence voltage. On the other hand a negative sequence current injection reduces the capability of the dynamic voltage control in the positive sequence. In this publication different control options in the positive and negative sequence and its consequences during unsymmetrical faults are demonstrated based on simulation results.

## 1 Einleitung

Für das Schutzkonzept in elektrischen Energieversorgungsnetzen ist das Einspeiseverhalten von umrichterbasierten Erzeugungseinheiten, wie den Windenergieanlagen (WEA) und der Photovoltaik (PV), während Netzfehler vor dem Hintergrund der zunehmenden Netzintegration Erneuerbarer Energien von großer Bedeutung. Netzananschlussrichtlinien in Deutschland und in vielen anderen Ländern erfordern deshalb das Durchfahren von tiefen Spannungseinbrüchen (englisch = Fault Ride-Through oder Low Voltage Ride-Through) und das Einspeisen eines spannungsproportionalen Mitsystemblindstromes während des Fehlers.

Der vorliegende Beitrag beschreibt im zweiten Kapitel die derzeitigen dynamischen Anforderungen und stellt anschließend die drei wichtigsten, umrichterbasierten Erzeugungseinheiten in Kapitel drei vor. Das Kapitel vier beschreibt die mathematischen Zusammenhänge bei unsymmetrischen Zuständen mit Hilfe der symmetrischen Komponenten. In Kapitel fünf werden der Simulationsaufbau, die unterschiedlichen Einspeiseszenarien und die daraus resultierenden Simulationsergebnisse gezeigt. Kapitel sechs diskutiert die Auswirkungen der unterschiedlichen Einspeiseszenarien. Der Beitrag schließt mit einem Fazit und den Angaben über benutzte Referenzliteratur.

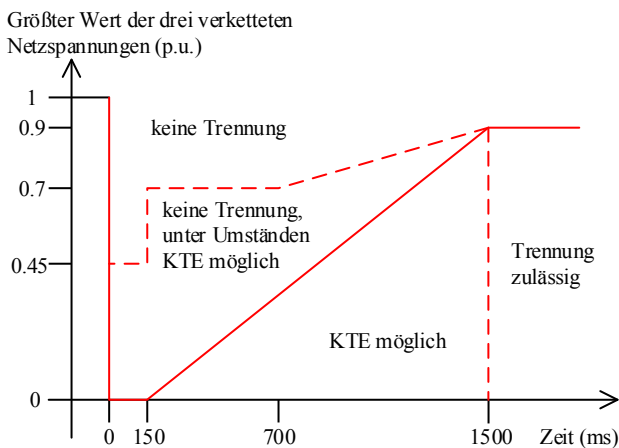
## 2 Dynamische Netzanforderungen

Um einen Verlust von erzeugter Wirkleistung im elektrischen Energieversorgungsnetz im Falle eines Netzfehlers zu verhindern, wurde national wie auch international das Durchfahren von definierten Netzfehlern für Erzeugungseinheiten aus Erneuerbaren Energien Bestandteil von Netzananschlussrichtlinien. Zusätzlich zum Durchfahren von Netzfehlern unter definierten Zuständen fordern die deutschen Netzananschlussrichtlinien eine dynamische Spannungsregelung durch einen einzuspeisenden definierten Blindstrom, der im Fehlerfall netzstützend wirkt und somit die Auswirkungen des Fehlers reduziert.

### 2.1 Durchfahren von Netzfehlern

Die Spannungs-über-Zeit Darstellung zum Durchfahren von Netzfehlern für Erzeugungsanlagen aus Erneuerbaren Energien variiert in Deutschland abhängig von der Spannungsebene, in die die Erzeugungsanlage einspeist. So wird im „TransmissionCode 2007“ [1] das Verhalten für Hochspannungsebene beschrieben, während die technische Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“ [2] von 2008 das Verhalten für den Anschluss an das Mittelspannungsnetz erläutert.

**Bild 1** zeigt die Spannung-über-Zeit Darstellung zum Durchfahren für einen Netzanschluss im Hochspannungsnetz. Die Abkürzung KTE steht für kurzzeitige Trennung der Erzeugungsanlage. Diese Charakteristik gilt nach „TransmissionCode 2007“ nur für dreipolige Kurzschlüsse oder störungsbedingte symmetrische Spannungseinbrüche. Die „Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen“ (SDLWindV) [3] aus dem Jahre 2009 weitet die Gültigkeit der beschriebenen Charakteristik für einpolige, zweipolige und dreipolige Fehler jeweils mit oder ohne Erdberührung aus. Hierbei gilt weiterhin, dass der Spannungswert an der y-Achse der Charakteristik der größte Wert der drei Leiter-Leiter Spannungen ist. Während bei einer Betrachtung von dreipoligen, also symmetrischen Fehlern alle drei Strang- und Leiter-Leiter-Spannungen etwa den gleichen Effektivwert annehmen, ist eine Betrachtung der Effektivwerte der einzelnen Phasengrößen bei unsymmetrischen Fehlern nicht geeignet. So bleibt beispielsweise eine der drei Leiter-Leiter Spannung bei einem einpoligen Fehler und starrer Sternpunktterdung nahezu konstant. Geeigneter ist bei der Beschreibung von unsymmetrischen Zuständen die Nutzung der symmetrischen Komponenten. Hierbei lassen sich durch Mit-, Gegen- und Nullsystemkomponente der Spannung der Fehler und somit die gewünschte Antwort der Erzeugungseinheiten exakt beschreiben.



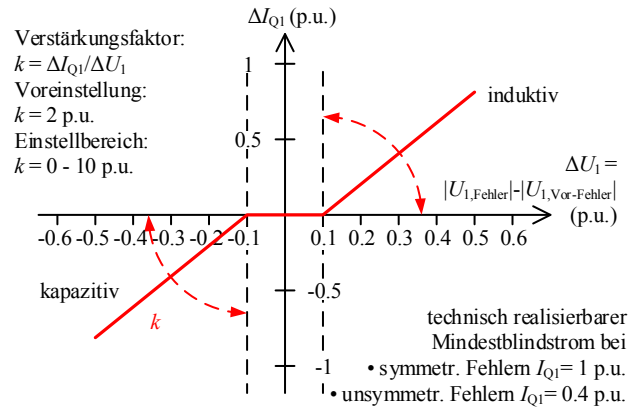
**Bild 1** Spannung-über-Zeit Darstellung zum Durchfahren von Netzfehlern für Erzeugungseinheiten aus Erneuerbaren Energien

## 2.2 Dynamische Spannungsregelung durch Blindstromeinspeisung während Netzfehler

Weiterhin ist neben dem Durchfahren von Netzfehlern in Deutschland eine dynamische Spannungsregelung durch die Einspeisung eines dynamischen Blindstroms gefordert. Die schnelle Blindstromeinspeisung während des Fehlers sorgt im Falle des Spannungseinbruchs durch die Einprägung eines kapazitiven Blindstroms dafür, dass die Spannung angehoben wird.

**Bild 2** zeigt die geforderte Blindstromeinspeisung von umrichterbasierten Erzeugungseinheiten gemäß SDLWindV. Die gezeigte Kennlinie beschreibt die geforderte Einspeisung des Mitsystemblindstroms als Folge einer Mitsystemspannungsänderung. Nach SDLWindV

kann der Mitsystemwirkstrom zugunsten der Mitsystemblindstromeinspeisung ausreichend abgesenkt werden.



**Bild 2** Strom-über-Spannung Darstellung zur Blindstromeinspeisung während Netzfehler für Erzeugungseinheiten aus Erneuerbaren Energien

Die Sprungantwort des eingespeisten Mitsystemblindstroms muss einer Anschlagzeit von 30 ms bis zum erstmaligen Erreichen eines Toleranzbandes von -0,1 p.u. und 0,2 p.u. und einer Einschwingzeit von 60 ms in dieses Toleranzband genügen.

Bei unsymmetrischen Fehlern tritt neben der Spannungsänderung im Mitsystem auch eine Veränderung der Gegensystemspannung und bei Fehlern mit Erdberührung und wirksamer Sternpunktterdung des Netzes eine Spannungsänderung im Nullsystem auf. Umrichter sind durch eine getrennte Mit- und Gegensystemregelung in der Lage, trotz unsymmetrischer Spannung und, anders als direkt netzgekoppelte Synchrongeneratoren, einen symmetrischen Mitsystemstrom in das Netz einzuspeisen und somit einen Gegensystemstrom vollständig zu unterdrücken.

Die bei unsymmetrischen Netzfehlern auftretende Gegensystemspannung kann prinzipiell analog zur Blindstromeinspeisung im Mitsystem durch die Einprägung eines Gegensystemblindstroms aktiv geregelt und somit reduziert werden. Der dazu einzuprägende Gegensystemstrom muss überwiegend induktiv sein, da diese Phasenlage dazu führt, dass die Gegensystemspannung reduziert wird.

Analog zu Bild 2 für das Mitsystem ist eine Blindstromeinspeisung im Gegensystem möglich. Es wird vorgeschlagen, diesen Strom nach Gleichung (1) für die Gegensystemregelung vorzugeben, wobei der Verstärkungsfaktor  $k$  im Gegensystem den gleichen Wert wie im Mitsystem annehmen sollte und die Phasenlage des eingespeisten Gegensystemstroms induktiv sein muss.

$$\Delta I_{Q2} = k \cdot |U_{2, \text{Fehler}}| \quad (1)$$

Bezüglich der Dynamik der Gegenstromeinspeisung sollten die gleichen Anforderungen wie im Mitsystem gelten.

## 3 Dynamisches Verhalten von umrichterbasierten Erzeugungseinheiten

Durch den Einsatz von Umrichtern regeln einige Erzeugungseinheiten aus Erneuerbaren Energien Mit- und Ge-

gensystemgrößen parallel und somit entkoppelt voneinander. Dies geschieht bei WEAn mit einem Vollumrichter, bei WEAn mit doppeltgespeister Asynchronmaschine und bei PV Anlagen.

### 3.1 Windenergieanlage mit Vollumrichter

Das Generator-Umrichter Konzept von WEAn mit Vollumrichter kann unterschiedlich aufgebaut sein. So kann ein durch Permanentmagnete erregter oder ein elektrisch erregter Synchrongenerator, bzw. alternativ auch ein Asynchrongenerator verwendet werden. Je nach Konzept kann ein Getriebe benötigt werden. Bei entsprechend hoher Polpaarzahl des Generators ist eine getriebelose Lösung ebenfalls möglich. Alle Variante haben gemeinsam, dass die gesamte Leistung des Generators über einen Umrichter, der für diese volle Leistung ausgelegt sein muss, geführt wird. Der Umrichter verfügt über einen maschinenseitigen Umrichter (MU) und einen netzseitigen Umrichter (NU). Speziell der NU verfügt hier über eine Regelung, die es ermöglicht, die ins Netz eingespeiste Wirk- und Blindleistung im Mit- und Gegensystem getrennt voneinander zu regeln [4].

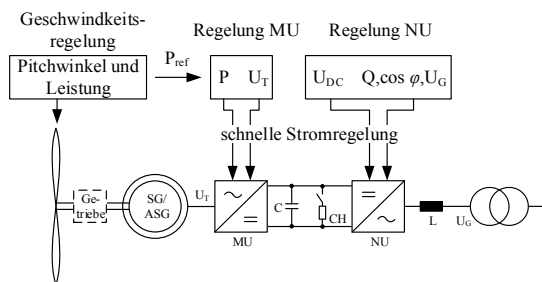


Bild 3 Windenergieanlage mit Vollumrichter

### 3.2 Windenergieanlage mit doppelt gespeiste Asynchronmaschine und Teilumrichter

Das Konzept der doppelt gespeisten Asynchronmaschine ist ein Spezialfall, da der Generator zwar direkt netzgekoppelt ist, aber über einen Umrichter im Rotorkreis geregelt wird. Ein Vorteil dieses Konzeptes ist, dass der Umrichter nur für einen geringen Teil (25-35%) der Gesamtscheinleistung ausgelegt sein muss. Auch dieses Konzept verfügt über eine entkoppelte Regelung von Wirk- und Blindleistung im Mit- sowie im Gegensystem [5]. Es ist zu berücksichtigen, dass der Generator netzgekoppelt ist und somit direkten Einfluss auf das Verhalten am Netzverknüpfungspunkt speziell während Netzfehler hat. Im Gegensatz dazu ist der Generator bei der WEA mit Vollumrichter durch den Gleichspannungszwischenkreis vom Netz entkoppelt.

Bezüglich der getrennten Regelung von Mit- und Gegensystemgrößen ist eine Unterdrückung des Gegensystemstroms bei unsymmetrischen Fehlern, bedingt durch die maximal zur Verfügung stehende Gesamtrrotorspannung bei Priorisierung auf die Mitsystemregelung nicht vollständig zu erreichen. Allerdings wirkt die doppelt gespeiste Asynchronmaschine bei unsymmetrischen Fehlern sowohl im Mit- als auch im Gegensystem netzstützend, da die Gegensystemimpedanz der Maschine klein und haupt-

sächlich induktiv ist und somit der im Gegensystem geführte Strom, die Spannung im Gegensystem reduziert [5].

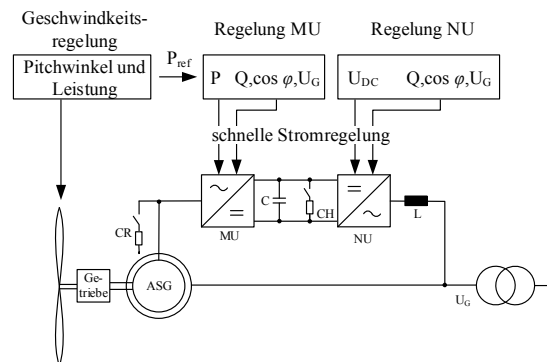


Bild 4 Windenergieanlage mit doppelt gespeister Asynchronmaschine

### 3.3 Photovoltaik Anlagen

PV Anlagen verfügen im Gegensatz zu WEAn nur über einem netzseitigen Umrichter, der die Gleichgrößen aus dem Zwischenkreis in Wechselgrößen transformiert. Dabei wird die Leistung des PV Feldes und somit des Zwischenkreises über ein Verfahren zur Einstellung des Arbeitspunktes mit größtmöglicher Leistungsausbeute, das sogenannte „Maximum Power Point Tracking“ (MPPT), maximiert. Neben der Wirkleistungsregelung über die Zwischenkreisspannungsregelung regeln die PV Anlagen entkoppelt dazu die Blindleistung und somit den Blindstrom. Die Regelung von Photovoltaik Anlagen ist prinzipiell mit den Regelungen im netzseitigen Umrichter der WEAn mit Vollumrichter oder der doppelt gespeiste Asynchronmaschine vergleichbar. Bei den WEAn ist lediglich das Regelziel, die Zwischenkreisspannung konstant zu halten, während bei der PV die DC Spannung durch die Leistungsregelung variabel ist. Auch bei PV Anlagen werden die Größen des Mitsystems getrennt von den Größen des Gegensystems geregelt [6].

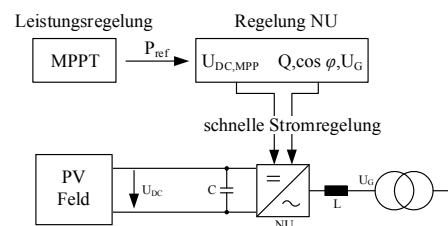


Bild 5 Photovoltaik Anlage

## 4 Analyse unsymmetrischer Fehler mithilfe der Symmetrischen Komponenten

Während für die Untersuchung von symmetrischen Netzfehlern eine reine Mitsystembetrachtung hinreichend ist, erfordert die Analyse von unsymmetrischen Fehlern die Berücksichtigung des Gegensystems und bei Fehlern mit Erdberührung auch des Nullsystems.

Aus den Momentanwerten der drei Strangspannungen und der drei Strangströme kann die Wirk- und Blindleistung, der Wirk- und der Blindstrom sowie die Spannung in symmetrischen Komponenten berechnet werden. Die hierfür im Folgenden vorgestellte Methode ist zur Bestimmung der Mit- und Gegensystemgrößen aus Mess- und Simulationsergebnissen geeignet. Für die Regelung des Umrichters ist dieses Verfahren jedoch meist zu langsam.

## 4.1 Mitsystem

Der Anhang C der internationalen Norm IEC 61400-21 [7] liefert die mathematische Vorschrift zur Berechnung der Mitsystemkomponente der Grundschwingung. Hierbei werden zuerst die Fourier-Koeffizienten des Mitsystems der Grundschwingung nach (2) und (3) berechnet. Anders als in der genannten Norm wird bei der gleitenden Mittelwertbildung in diesem Beitrag nicht auf das Zeitfenster der zurückliegenden Periode geschaut, sondern das Zeitfenster eine halbe Periode vor und nach dem zu errechnenden Wert betrachtet.

$$u_{k,\cos}(t) = \frac{2}{T} \int_{t-T/2}^{t+T/2} u_k(t) \cos(2\pi f_1 t) dt \quad (2)$$

$$u_{k,\sin}(t) = \frac{2}{T} \int_{t-T/2}^{t+T/2} u_k(t) \sin(2\pi f_1 t) dt \quad (3)$$

Hierbei ist  $k$  die Variable für die drei Phasengrößen a,b,c und  $f_1$  die Frequenz der Grundschwingung. (2) und (3) zeigen die Bildung der Fourier-Koeffizienten für die Spannung; für die drei Ströme können die Koeffizienten analog berechnet werden. Die einzelnen Fourier-Koeffizienten werden zum Spannungs- und Stromvektor der Mitsystemkomponente zusammengeführt. Gleichungen (4), (5), (6) und (7) veranschaulichen dies. Das Mitsystem hat den Index 1.

$$u_{1,\cos}(t) = \frac{1}{6} [2u_{a,\cos}(t) - u_{b,\cos}(t) - u_{c,\cos}(t) - \sqrt{3}(u_{c,\sin}(t) - u_{b,\sin}(t))] \quad (4)$$

$$u_{1,\sin}(t) = \frac{1}{6} [2u_{a,\sin}(t) - u_{b,\sin}(t) - u_{c,\sin}(t) - \sqrt{3}(u_{b,\cos}(t) - u_{c,\cos}(t))] \quad (5)$$

$$i_{1,\cos}(t) = \frac{1}{6} [2i_{a,\cos}(t) - i_{b,\cos}(t) - i_{c,\cos}(t) - \sqrt{3}(i_{c,\sin}(t) - i_{b,\sin}(t))] \quad (6)$$

$$i_{1,\sin}(t) = \frac{1}{6} [2i_{a,\sin}(t) - i_{b,\sin}(t) - i_{c,\sin}(t) - \sqrt{3}(i_{b,\cos}(t) - i_{c,\cos}(t))] \quad (7)$$

Die Wirk- und Blindleistung der Mitsystemkomponente der Grundschwingung folgt aus Gleichungen (8) und (9).

$$P_1(t) = \frac{3}{2} (u_{1,\cos}(t) \cdot i_{1,\cos}(t) + u_{1,\sin}(t) \cdot i_{1,\sin}(t)) \quad (8)$$

$$Q_1(t) = \frac{3}{2} (u_{1,\cos}(t) \cdot i_{1,\sin}(t) - u_{1,\sin}(t) \cdot i_{1,\cos}(t)) \quad (9)$$

Der Effektivwert der Leiter-Leiter Spannung der Mitsystemkomponente der Grundschwingung kann durch Gleichung (10) errechnet werden.

$$U_1(t) = \sqrt{\frac{3}{2} (u_{1,\sin}^2(t) + u_{1,\cos}^2(t))} \quad (10)$$

Der Effektivwert des Wirk- und des Blindstroms der Mitsystemkomponente ergibt sich nun nach (11) und (12).

$$I_{p1}(t) = \frac{P_1(t)}{\sqrt{3} \cdot U_1(t)} \quad (11)$$

$$I_{Q1}(t) = \frac{Q_1(t)}{\sqrt{3} \cdot U_1(t)} \quad (12)$$

## 4.2 Gegensystem

Die IEC Norm 61400-21 beinhaltet nur die Berechnungsvorschrift für die Mitsystemkomponente. Beinahe analog zu dieser Berechnung lässt sich aus den Momentanwerten der Strangspannungen und der Ströme auch die Gegensystemkomponente berechnen. Hierzu werden ebenfalls die Fourier-Koeffizienten, allerdings hier für das Gegensystem der Grundschwingung, nach (13) und (14) berechnet.

$$u_{k,\cos}(t) = \frac{2}{T} \int_{t-T/2}^{t+T/2} u_k(t) \cos(2\pi f_1 t) dt \quad (13)$$

$$u_{k,\sin}(t) = \frac{2}{T} \int_{t-T/2}^{t+T/2} -u_k(t) \sin(2\pi f_1 t) dt \quad (14)$$

Auch hier ist  $k$  die Variable für die drei Phasengrößen a,b,c und  $f_1$  wieder die Frequenz der Grundschwingung. Die einzelnen Fourier-Koeffizienten werden zum Spannungs- und Stromvektor der Gegensystemkomponente analog zur Mitsystemkomponente zusammengeführt. Gleichungen (15), (16), (17) und (18) beschreiben dies. Das Gegensystem hat den Index 2.

$$u_{2,\cos}(t) = \frac{1}{6} [2u_{a,\cos}(t) - u_{b,\cos}(t) - u_{c,\cos}(t) - \sqrt{3}(u_{c,\sin}(t) - u_{b,\sin}(t))] \quad (15)$$

$$u_{2,\sin}(t) = \frac{1}{6} [2u_{a,\sin}(t) - u_{b,\sin}(t) - u_{c,\sin}(t) - \sqrt{3}(u_{b,\cos}(t) - u_{c,\cos}(t))] \quad (16)$$

$$i_{2,\cos}(t) = \frac{1}{6} [2i_{a,\cos}(t) - i_{b,\cos}(t) - i_{c,\cos}(t) - \sqrt{3}(i_{c,\sin}(t) - i_{b,\sin}(t))] \quad (17)$$

$$i_{2,\sin}(t) = \frac{1}{6} [2i_{a,\sin}(t) - i_{b,\sin}(t) - i_{c,\sin}(t) - \sqrt{3}(i_{b,\cos}(t) - i_{c,\cos}(t))] \quad (18)$$

Die Wirk- und Blindleistung der Gegensystemkomponente der Grundschwingung folgt durch Gleichungen (19) und (20).

$$P_2(t) = \frac{3}{2} (u_{2,\cos}(t) \cdot i_{2,\cos}(t) + u_{2,\sin}(t) \cdot i_{2,\sin}(t)) \quad (19)$$

$$Q_2(t) = \frac{3}{2} (-u_{2,\cos}(t) \cdot i_{2,\sin}(t) + u_{2,\sin}(t) \cdot i_{2,\cos}(t)) \quad (20)$$

Der Effektivwert der Leiter-Leiter Spannung der Gegensystemkomponente der Grundschwingung kann durch Gleichung (21) errechnet werden.

$$U_2(t) = \sqrt{\frac{3}{2} (u_{2,\sin}^2(t) + u_{2,\cos}^2(t))} \quad (21)$$

Der Effektivwert des Wirk- und des Blindstroms der Gegensystemkomponente ergibt sich nun nach (22) und (23).

$$I_{p2}(t) = \frac{P_2(t)}{\sqrt{3} \cdot U_2(t)} \quad (22)$$

$$I_{Q2}(t) = \frac{Q_2(t)}{\sqrt{3} \cdot U_2(t)} \quad (23)$$

Alternativ zu dieser Berechnungsvorschrift für das Gegensystem kann auch die Mitsystemberechnung mit zwei, jeweils der gleichen vertauschten Phasengrößen für Spannung und Strom genutzt werden.

## 4.3 Nullsystem

Die Informationen über die Phasenlage des Stromes und somit die Berechnungsmöglichkeit vom Wirk- und Blindleistung und somit Wirk- und Blindstrom im Nullsystem ist in der Praxis eher von untergeordneter Bedeutung und ungebräuchlich. Aus Gründen der Vollständigkeit wird diese aber angegeben.

Die Nullsystemkomponente lässt sich ebenfalls aus den Momentanwerten der Strangspannungen und der Ströme berechnen. Hierzu werden analog zu der Berechnungsvorschrift für das Mitsystem die Fourier-Koeffizienten nach Gleichungen (2) und (3) gebildet.

Die einzelnen Fourier-Koeffizienten werden zum Spannungs- und Stromvektor der Nullsystemkomponente nach Gleichungen (24), (25), (26) und (27) zusammengeführt. Das Nullsystem hat den Index 0.

$$u_{0,\cos}(t) = \frac{1}{3} [u_{a,\cos}(t) + u_{b,\cos}(t) + u_{c,\cos}(t)] \quad (24)$$

$$u_{0,\sin}(t) = \frac{1}{3} [u_{a,\sin}(t) + u_{b,\sin}(t) + u_{c,\sin}(t)] \quad (25)$$

$$i_{0,\cos}(t) = \frac{1}{3} [i_{a,\cos}(t) + i_{b,\cos}(t) + i_{c,\cos}(t)] \quad (26)$$

$$i_{0,\sin}(t) = \frac{1}{3} [i_{a,\sin}(t) + i_{b,\sin}(t) + i_{c,\sin}(t)] \quad (27)$$

Die Wirk- und Blindleistung der Nullsystemkomponente der Grundschwingung folgt durch Gleichungen (28) und (29).

$$P_0(t) = \frac{3}{2} (u_{0,\cos}(t) \cdot i_{0,\cos}(t) + u_{0,\sin}(t) \cdot i_{0,\sin}(t)) \quad (28)$$

$$Q_0(t) = \frac{3}{2} (u_{0,\cos}(t) \cdot i_{0,\sin}(t) - u_{0,\sin}(t) \cdot i_{0,\cos}(t)) \quad (29)$$

Der Effektivwert der Leiter-Leiter Spannung der Nullsystemkomponente der Grundschwingung kann durch Gleichung (30) errechnet werden.

$$U_0(t) = \sqrt{\frac{3}{2} (u_{0,\sin}^2(t) + u_{0,\cos}^2(t))} \quad (30)$$

Der Effektivwert des Wirk- und des Blindstroms der Nullsystemkomponente ergibt sich nun nach (31) und (32).

$$I_{p0}(t) = \frac{P_0(t)}{\sqrt{3} \cdot U_0(t)} \quad (31)$$

$$I_{Q0}(t) = \frac{Q_0(t)}{\sqrt{3} \cdot U_0(t)} \quad (32)$$

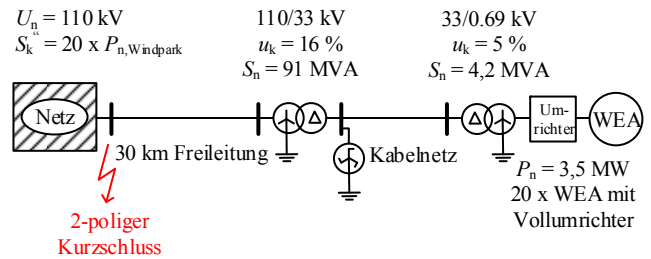
Eine Entkopplung des Nullsystems durch die entsprechende Schaltgruppe (überwiegend Dy5) des Maschinentransformators der WEA oder des Anlagentransformator der PV Anlage führt dazu, dass für die Regelung des Umrichters eine Betrachtung von Mit- und Gegensystem ausreichend ist.

## 5 Simulationsuntersuchungen

Zur Analyse des Einspeiseverhaltens von umrichterbasierten Erzeugungseinheiten bei unsymmetrischen Fehlern wurde ein Windpark bestehend aus 20 WEAn mit Vollumrichter angeschlossen an das 110 kV Hochspannungsnetz simuliert.

Jede einzelne WEA hat eine Nennleistung von 3,5 MW und einen entsprechenden Vollumrichter. Angeschlossen ist die WEA über einen Maschinentransformator mit einer Dreieck-Stern-Schaltgruppe, der von 690 V Niederspannung auf die Mittelspannung (MS) mit 33 kV umspannt. Insgesamt befinden sich 20 WEAn im Windpark, wodurch die Nennwirkleistung 70 MW beträgt. Die WEAn und das entsprechende Kabelnetz sind durch ein aggregiertes Windparkmodell zusammengefasst.

Der Windpark ist über einen Transformator an die Hochspannung (HS) angeschlossen, der auf der HS-Seite starr geerdet ist, während die MS-Seite als Dreieckschaltung ausgeführt ist. Das Mittelspannungsnetz ist über einen Sternpunktbildner geerdet. Als Zubringer an das Hochspannungsnetz dient eine 30 km Freileitung. Das Hochspannungsnetz hat eine Kurzschlussleistung des 20-fachen des Windparks (1400 MVA). Der Sternpunkt des HS-Netzes ist ebenfalls starr geerdet. Am Verknüpfungspunkt der 110 kV Freileitung an das Hochspannungsnetz wurde ein zweipoliger Kurzschluss erzeugt. In diesem Fall wurden die Phasen zwei und drei kurzgeschlossen.

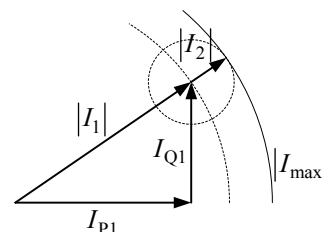


**Bild 6** Aufbau des Simulationsmodells mit 70 MW Windpark

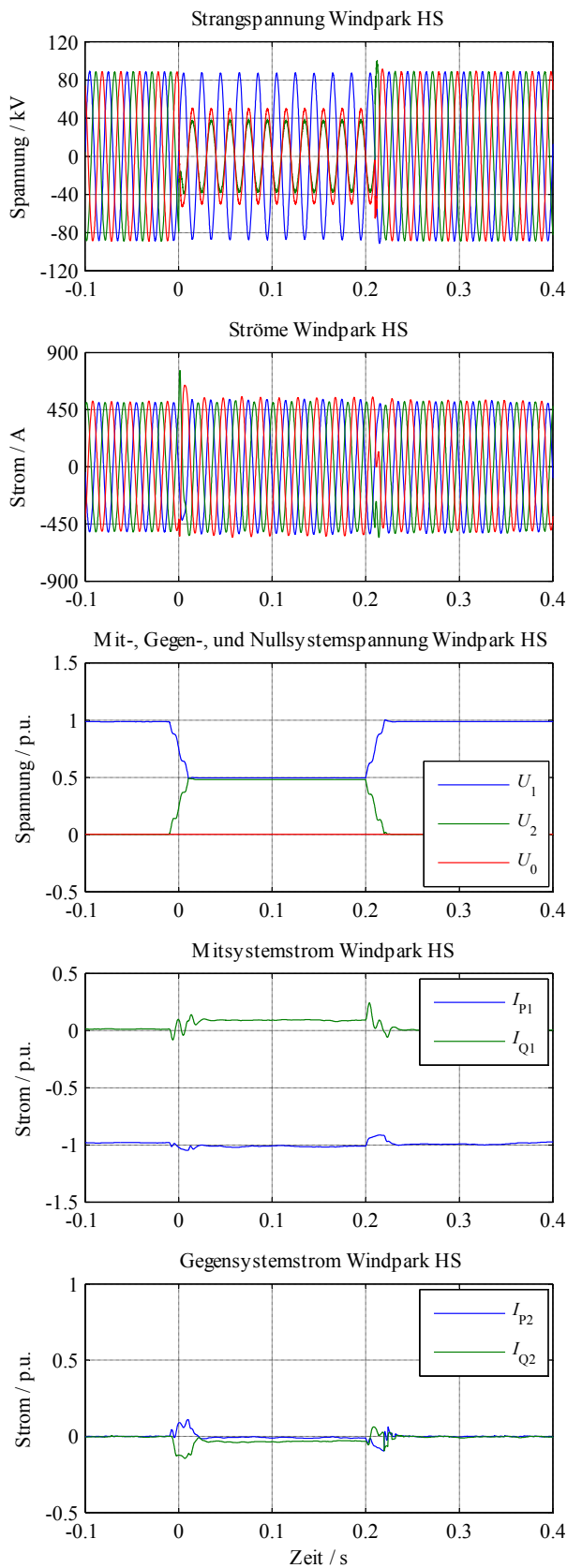
Das Einspeiseverhalten der WEAn und dessen Auswirkungen auf die angeschlossene Hochspannungsebene während eines zweipoligen Kurzschlusses wurden in drei Szenarien simuliert. Bei diesen drei Szenarien wurden die Einstellungen der dynamischen Spannungsregelung im Umrichter der WEAn variiert. Der Verstärkungsfaktor war 2 p.u., während das Spannungstotband auf 0.1 p.u. eingestellt war. Die 3 Szenarien waren

- Einspeisung des Vor-Fehler Mitsystemwirkstroms ohne Mitsystemblindstromeinspeisung und unterdrücktem Gegensystemstrom (**Bild 8**),
- Einspeisung des Vor-Fehler Mitsystemwirkstroms, eines Mitsystemblindstroms nach Kennlinie aus Bild 2 und unterdrücktem Gegensystemstrom (**Bild 9**) und
- Einspeisung eines Mitsystemblindstroms nach Kennlinie aus Bild 2 und eines Gegensystemblindstroms bei gleichem Verstärkungsfaktor nach Gleichung (1) bei reduziertem Mitsystemwirkstrom (**Bild 10**).

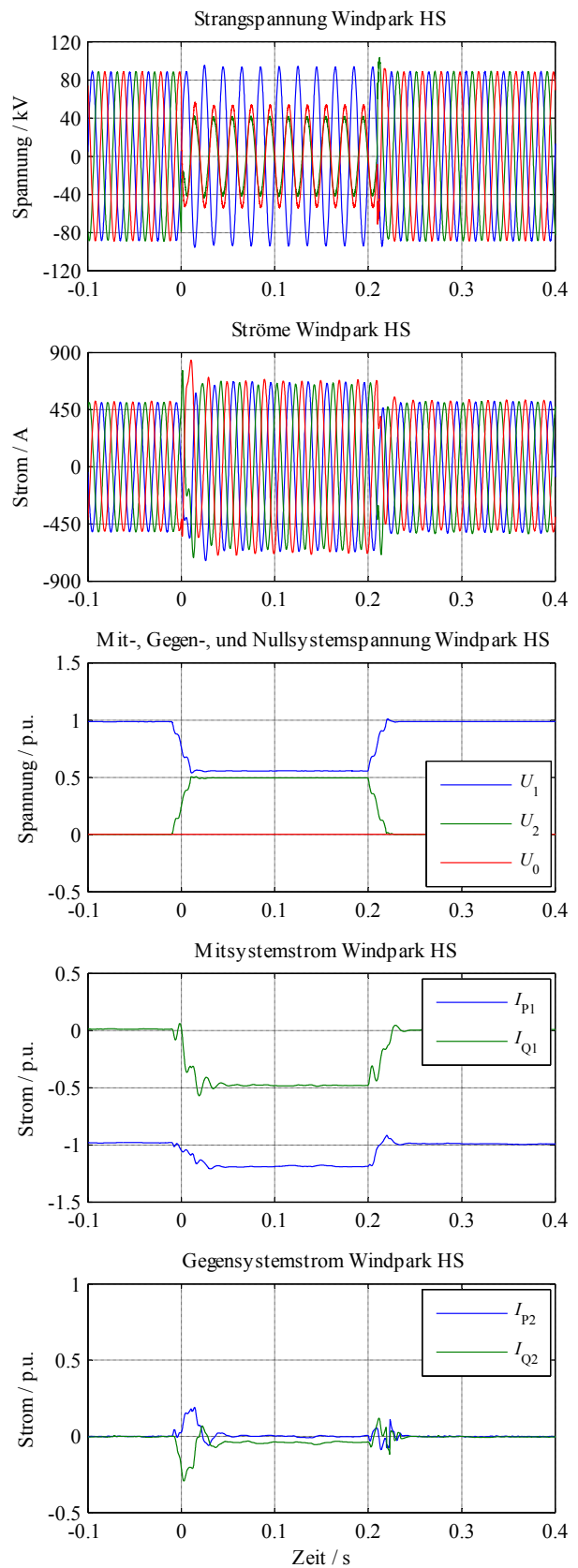
Die Reduzierung des Mitsystemwirkstroms erfolgt über die Begrenzung des Betrages des Gesamtstroms bestehend aus Mit- und Gegensystemstrom (**Bild 7**). In dem Szenario c wurde eine Priorisierung des Mit- und Gegensystemblindstroms umgesetzt und der Gesamtstrom auf 1.4 p.u. durch Reduzierung des Mitsystemwirkstroms begrenzt.



**Bild 7** Maximaler Gesamtstrom

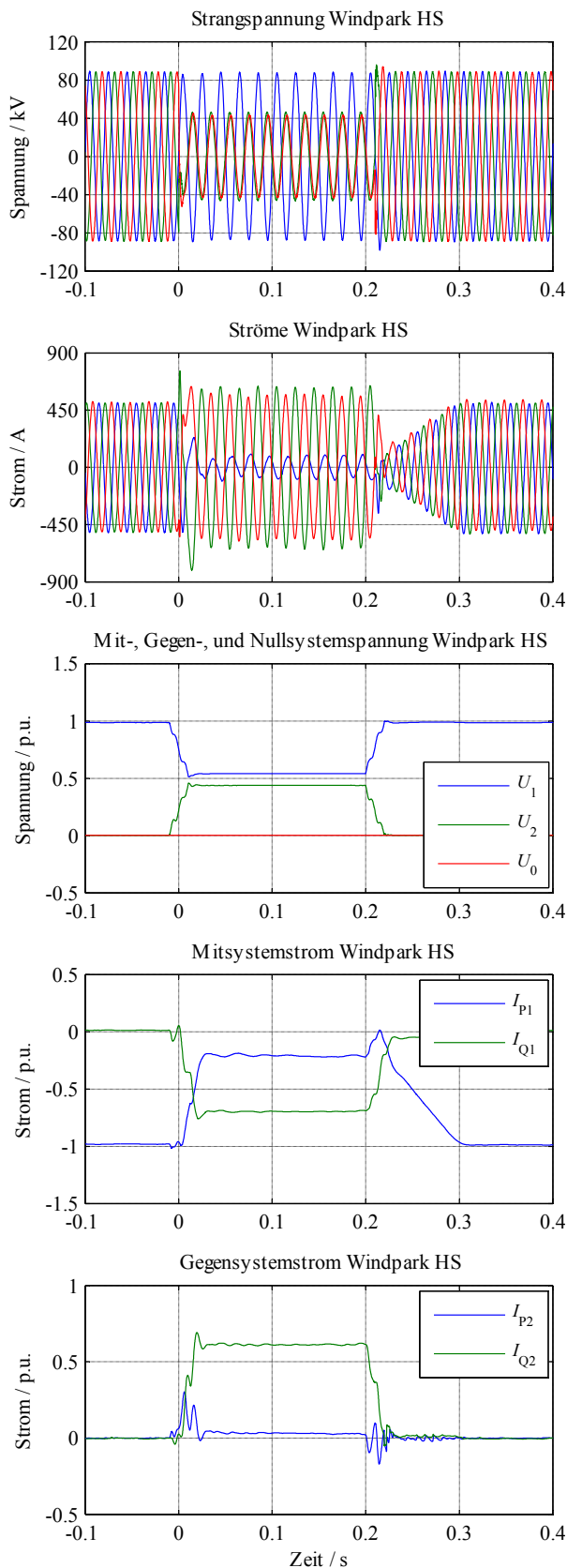


**Bild 8** Reaktion des Windparks auf einen zweipoligen Kurzschluss im Hochspannungsnetz mit Einspeisung des Vor-Fehler Mitsystemwirkstroms, keines Mitsystemblindstroms und keines Gegensystemstroms



**Bild 9** Reaktion des Windparks auf einen zweipoligen Kurzschluss im Hochspannungsnetz mit Einspeisung des Vor-Fehler Mitsystemwirkstroms, eines Mitsystemblindstroms und keines Gegensystemstroms

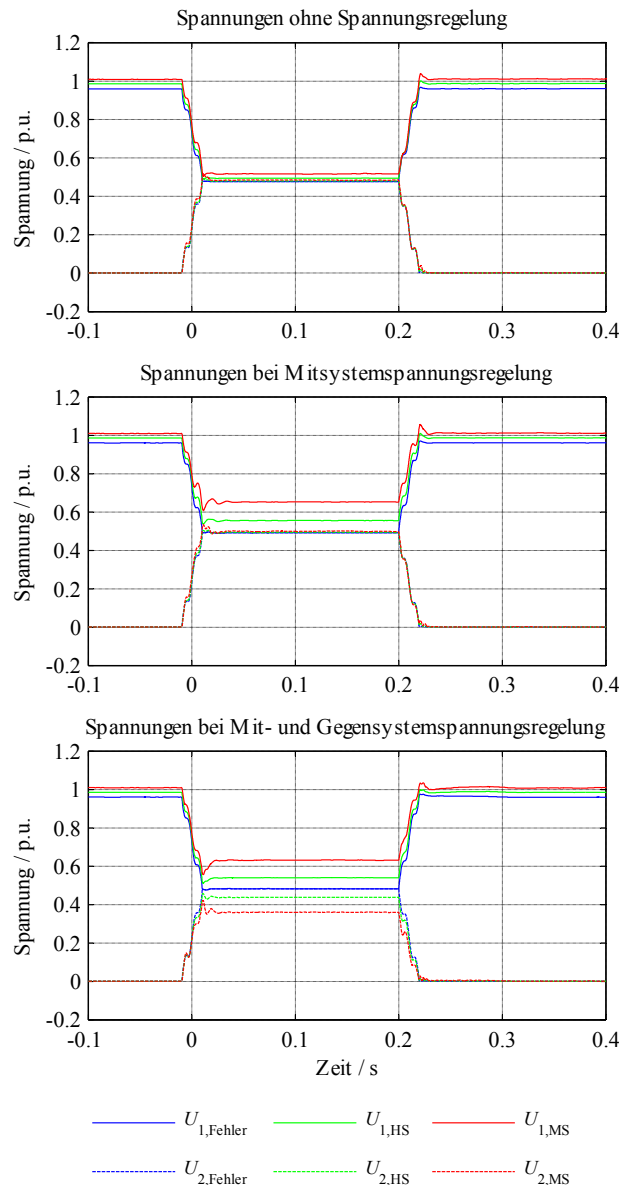




**Bild 10** Reaktion des Windparks auf einen zweipoligen Kurzschluss im Hochspannungsnetz mit Einspeisung eines Mitsystemwirkstroms, eines Mitsystem- und eines Gegensystemblindstroms

## 6 Auswirkungen unterschiedlicher dynamischer Spannungsregelungen

In **Bild 11** werden die Auswirkungen der drei vorgestellten Varianten der dynamischen Spannungsregelung verdeutlicht. In dieser Darstellung wird jeweils die Mit- und Gegensystemspannung an drei unterschiedlichen Orten veranschaulicht. In blau sind die Größen am Fehlerort abgebildet, während die grünen Linien die Spannungen an der Hochspannungsseite des Windparktransformators darstellen. Die Spannungen in rot sind die Spannungen im Mittelspannungsnetz des aggregierten Windparks.



**Bild 11** Mit- und Gegensystemkomponenten der Spannung a) an der Fehlerstelle (blau) b) an der Einspeisung der WEAn auf der Hochspannungsebene (grün) und c) im Mittelspannungsnetz (rot) bei drei Varianten der dynamischen Spannungsregelung

Bekanntermaßen führt ein zweipoliger Kurzschluss ohne Erdberührung zu einer Absenkung der Mitsystemspannung an der Fehlerstelle auf  $1/2$  p.u., während die Gegensystemspannung auf  $1/2$  p.u. ansteigt. Diesem Sachverhalt liegt die Annahme gleicher Mit- und Gegensystemimpedanzen zugrunde. Das Nullsystem spielt in diesem Fall keine Rolle.

Der obere Teil von Bild 11 verdeutlicht die grundsätzlichen Zusammenhänge, wenn die Spannung weder im Mitsystem noch im Gegensystem geregelt wird, d.h. wenn kein zusätzlicher Blindstrom entsprechend [3] bzw. nach Gleichung (1) im Gegensystem ins Netz eingespeist wird. In dem mittleren Teil der Abbildung erkennt man, dass die Spannungsregelung im Mitsystem durch die Einspeisung des dynamischen Mitsystemblindstroms zu einer Anhebung der Mitsystemspannungen führt. Diese Spannungsanhebung ist zum einen abhängig von der Impedanz zwischen Fehlerort und Ort der Messung und zum anderen abhängig von der Höhe des eingespeisten Mitsystemblindstroms. Die Gegensystemspannungen bleiben ungeregt und somit unverändert, da kein Gegensystemstrom eingespeist wird und. Die Spannungsregelung arbeitet sehr schnell, nach ca. 50 ms wird der stationäre Endwert bereits eingestellt.

Der untere Teil der Abbildung zeigt, dass eine Spannungsregelung im Mit- und Gegensystem durch eine Einspeisung eines Mit- und Gegensystemblindstroms dazu führt, dass zum einen die Mitsystemspannung angehoben und zum anderen die Gegensystemspannung reduziert wird. Somit führt die dynamische Spannungsregelung im Mit- und Gegensystem zu einer Symmetrierung der Phasenspannungen.

In diesem Beispiel ist eine Priorisierung des Mit- und Gegensystemblindstroms zu gleichen Teilen vor dem Mitsystemwirkstrom umgesetzt. Dies hat zur Folge, dass bei Einspeisung eines Blindstroms im Mit- und Gegensystem der Mitsystemwirkstrom reduziert wird. Hierbei ist die maximale Strombelastbarkeit des Umrichters maßgebend. Die Einspeisung eines Gegensystemstroms bedeutet außerdem auch, dass die dynamische Mitsystemspannungsregelung nicht optimal ausgenutzt werden kann, da der Umrichter sowohl Mit- als auch Gegensystemstrom führen muss.

## 7 Fazit

In dem vorliegenden Beitrag wurde gezeigt, welche Auswirkungen unterschiedliche Einspeiseverhalten von umrichterbasierten Erzeugungseinheiten bei unsymmetrischen Fehlern haben. Bislang ist nur eine Mitsystemblindstromeinspeisung bei unsymmetrischen Fehlern gefordert. Diese hat zur Folge, dass die Mitsystemspannung angehoben wird. Eine fehlende Gegenstromspeisung, wie sie bei Vollumrichteranlagen meistens implementiert ist, kann zu Problemen bei der Anregung des Netzschutzes führen. Außerdem bleibt die Gegensystemspannung im Netz dadurch relativ hoch. Eine gezielte Einspeisung eines induktiven Gegensystemblindstromes führt einerseits zur Erhöhung des Fehlerstromes und somit sichereren Schutzanregung. Andererseits wird die Gegensystemspannung reduziert und somit eine Symmetrierung der

Phasenspannungen erreicht. Nachteil der Gegensystemstromeinspeisung ist, dass die Möglichkeiten zur dynamischen Spannungsstützung im Mitsystem einschränkt sind. Die Nutzung der kurzzeitigen Überlastfähigkeit der Umrichter erhöht jedoch die Wirksamkeit einer dynamischen Spannungsregelung sowohl im Mit- als auch im Gegensystem.

In diesem Beitrag wurde eine dynamische Gegensystemspannungsregelung unter Fehlerbedingungen veranschaulicht. Bei stationären Unsymmetrien im Versorgungsnetz kann die gezielte Gegensystemregelung durch Umrichter ebenfalls genutzt werden, allerdings ist das optimale Regelziel bisher noch nicht erforscht bzw. definiert worden.

## 8 Literatur

- [1] VDN: TransmissionCode 2007, Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, 2007
- [2] BDEW: Technische Richtlinie - Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, 2008
- [3] Bundesgesetzesblatt: Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen (Systemdienstleistungsverordnung-SDLWindV) 2009
- [4] Erlich, I.: Wind Turbine Negative Sequence Current Control and its Effect on Power System Protection 2013
- [5] Engelhardt, S.: Direkte Leistungsregelung einer Windenergieanlage mit doppelt gespeister Asynchronmaschine, Dissertation, 2011
- [6] Neumann, T.: Short Circuit Current Contribution of a Photovoltaic Power Plant, 2012
- [7] IEC 61400-21 Wind Turbines – Part 21 Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines