Modellierung der dynamischen Netzstützung von über Umrichter angebundenen Erzeugungsanlagen und Speichern

Jürgen Marchgraber, Wolfgang Gawlik & Manfred Wurm

e & i Elektrotechnik und Informationstechnik

ISSN 0932-383X
Volume 136
Number 1

Elektrotech. Inftech. (2019) 136:31-38
DOI 10.1007/s00502-019-0699-7

Springer

Your article is published under the Creative Commons Attribution license which allows users to read, copy, distribute and make derivative works, as long as the author of the original work is cited. You may self-archive this article on your own website, an institutional repository or funder's repository and make it publicly available immediately.

Elektrotechnik & Informationstechnik (2019) 136/1: 31–38. https://doi.org/10.1007/s00502-019-0699-7

ORIGINALARBEIT

Modellierung der dynamischen Netzstützung von über Umrichter angebundenen Erzeugungsanlagen und Speichern

J. Marchgraber, W. Gawlik, M. Wurm

Umrichterbasierte Einspeisungen konnten bisher in Kurzschlussberechnungen aufgrund ihrer geringen Anzahl und ihrem verhältnismäßig geringen Kurzschlussbeitrag vernachlässigt werden. In der aktualisierten Norm zur Kurzschlussrechnung IEC 60909-0:2016 (2016) wird eine Berücksichtigung dieser Anlagen ab einem Beitrag zum Kurzschlussstrom von 5% gefordert. Der Kurzschlussbeitrag wird darin als der einer Stromquelle im Mitsystem angenähert. Das Verhalten im Gegensystem wird nicht näher definiert, und es wird angemerkt, dass dieses als projektspezifisch festzusetzen ist. Im Hinblick auf die zunehmende Verbreitung umrichterbasierter Einspeiser können gegebenenfalls Untersuchungen nötig sein, welche eine detaillierte Abbildung des Kurzschlussverhaltens solcher Anlagen erfordern. In Österreich beschreibt die TOR D4 (2016) die Anforderungen von umrichterbasierten Einspeisern im Kurzschlussfall. Die beschriebenen Anforderungen sind aber stellenweise unzureichend definiert. In Deutschland werden in der VDE-AR-N-4110:2017-02 (2017) die Anforderungen genauer spezifiziert. Es kann angenommen werden, dass Aktualisierungen der TOR D4 (2016) diese Spezifikationen aufgreifen werden. Um die Möglichkeit zu eröffnen, eine detaillierte Untersuchung von Fehlerfällen mit Kurzschlusstrom-Beiträgen aus umrichterbasierten Einspeisern zu ermöglichen, wird im vorliegenden Beitrag ein Modell vorgestellt, welches die Anforderungen gemäß VDE-AR-N-4110:2017-02 (2017) hinsichtlich des Kurzschussverhaltens erfüllt. Anhand eines realen Netzabschnitts wird der Einfluss eines umrichterbasierten Einspeisers auf die Netzgrößen im Kurzschlussfall dargestellt. Im untersuchten Netzabschnitt wurden Netzkurzschlussversuche durchgeführt (vgl. Wurm in E&I, Elektrotech. Inf.tech. 2019), sodass ein Vergleich mit den simulierten Ergebnissen des Modells möglich ist.

Schlüsselwörter: Wechselrichter; Kurzschlussverhalten; dynamische Netzstützung

Modeling the dynamic voltage support of inverter-based generation and storage units.

Inverter-based generation has so far been neglected in short-circuit calculations due to their small number and their relatively low short-circuit contribution. The latest revision of the standard for short-circuit calculations IEC 60909-0:2016 (2016) requires a consideration of inverter-based infeed if their contribution to the short-circuit current is at least 5%. In the case of a contribution exceeding 5% the short-circuit contribution of inverter-based infeed is approximated by a current source in the positive-sequence system. The behavior in the negative-sequence system is not further defined and it is noted that this has to be determined as project-specific. Because of the increasing popularity of inverter-based infeed, studies may be required that call for a detailed description of the short-circuit behavior of such equipment. In Austria, TOR D4 (2016) describes the requirements of inverter-based infeed in case of a short circuit. However, these requirements have a lack of detail, especially regarding the behavior in the negative-sequence system. In Germany, the requirements are specified more precisely in VDE-AR-N-4110: 2017-02 (2017). It can be assumed that future revisions of TOR D4 (2016) will take up these specifications. In order to open up the possibility of a detailed investigation of faults with contributing inverter-based infeed, this article presents a model which meets the requirements according to VDE-AR-N-4110: 2017-02 (2017). Based on a real grid section, the influence of inverter-based infeed during short-circuits is shown. In the studied grid section, short-circuit tests were performed (see Wurm in E&I, Elektrotech. Inf.tech. 2019), so that a comparison of the simulated results of the model with the measured values is possible.

Keywords: inverter; short-circuit behavior; dynamic grid support

Eingegangen am 6. November 2018, angenommen am 21. Jänner 2019, online publiziert am 7. Februar 2019
© The Author(s) 2019

1. Einleitung

Die detaillierte Abbildung des Einspeiseverhaltens von umrichterbasierten Erzeugungsanlagen im Fehlerfall zur Untersuchung des Schutzkonzepts in elektrischen Energieversorgungsnetzen gewinnt vor dem Hintergrund zunehmender Integration solcher Anlagen immer mehr an Bedeutung. Netzanschlussrichtlinien fordern zunehmend die Beteiligung umrichterbasierter Erzeugungsanlagen über sämtliche Spannungsebenen hinweg an der Netzstützung.

Marchgraber, Jürgen, Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Gußhausstraße 25/370-1, 1040 Wien, Österreich (E-Mail: juergen.marchgraber@tuwien.ac.at); **Gawlik, Wolfgang,** Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Gußhausstraße 25/370-1, 1040 Wien, Österreich (E-Mail: wolfgang.gawlik@tuwien.ac.at); **Wurm, Manfred,** Netz Niederösterreich GmbH, Netz-Engineering Elektrizität, EVN-Platz 1, 2344 Maria Enzersdorf, Österreich (E-Mail: manfred.wurm@netz-noe.at)

Neben der grundsätzlichen Anforderung, bei vorübergehenden Spannungseinbrüchen am Netz zu verbleiben (Fault-Ride-Through-Fähigkeit, Low-Voltage-Ride-Through-Fähigkeit) nähern sich die Anforderungen an das Verhalten während des Fehlers immer mehr jenen von Synchronmaschinen an.

Der vorliegende Beitrag fasst kurz die derzeitigen Anforderungen in verschiedenen Netzanschlussrichtlinien zusammen und beschreibt anschließend die Modellierung von umrichterbasierten Erzeugungsanlagen im Fehlerfall gemäß den Anforderungen nach VDE-AR-N-4110:2017-02 [8]. Mithilfe der Netzberechnungssoftware DIgSILENT PowerFactory wird das Verhalten des Modells dargestellt und der Einfluss auf die Netzgrößen für unterschiedliche Fehlerfälle untersucht.

1.1 Anforderungen im Fehlerfall

Eine ungewollte Abschaltung einer großen Zahl von Einspeisern als Folge von Spannungseinbrüchen kann im Energieversorgungsnetz zu einem Netzkollaps führen. In den letzten Jahren kam es deshalb zu strikteren Anforderungen an Erzeugungsanlagen, um dynamische Netzstützung zu gewährleisten. Technisch umfassen diese Anforderungen das Durchfahren von Fehlern (FRT-Fähigkeit) und die Einspeisung von Blindstrom während des Fehlers. Im Detail unterscheiden sich die unterschiedlichen Netzanschlussrichtlinien bezüglich dieser Punkte teilweise erheblich. In Österreich legt die relevante TOR D4 [6] die Anforderungen zur dynamischen Netzstützung nur grob fest. Für die FRT-Kurve zur Definition der erlaubten Trennung vom Netz während eines Fehlerfalls sind derzeit lediglich zwei Stützpunkte vorgegeben, welche für Spannungseinbrüche mit einer Restspannung größer 30% der Versorgungsspannung eine Verweildauer am Netz von 150 ms festlegen und für Spannungseinbrüche mit einer Restspannung darüber eine Verweildauer von 700 ms. Auf Basis von [1] ist für die TOR D4 [6] eine Aktualisierung der FRT-Kurven zu erwarten. Während dieser Verweildauern wird eine Blindstromeinspeisung gefordert, deren Verhalten jedoch nicht näher ausgeführt wird. In Deutschland wurde hingegen die Anforderung nach Blindstromeinspeisung im Fehlerfall bereits im TransmissionCode 2007 [7] (deren Anforderungen nach [5] auch in der Mittelspannung gültig sind) anhand einer Blindstromstatik festgelegt. Darin wird eine Blindstromeinspeisung im Mitsystem gefordert. Umrichter sind durch getrennte Mit- und Gegensystemregelung in der Lage, trotz unsymmetrischer Spannung einen symmetrischen Mitsystemstrom ins Netz einzuspeisen [4]. Die Anforderungen nach TransmissionCode 2007 [7] haben solch ein Verhalten gefordert. Die VDE-AR-N-4110:2017-02 [8] erweitert diese Anforderungen um eine Blindstromeinspeisung im Gegensystem, um auch bei unsymmetrischen Fehlerfällen eine angemessene Reaktion zu zeigen – nämlich die Reduktion der auftretenden, unerwünschten Gegensystemspannung durch Einspeisung eines ausreichend hohen Gegensystemstroms.[1] Im vorliegenden Beitrag werden die Anforderungen gemäß VDE-AR-N-4110:2017-02 [8] in den Modellen implementiert.

1.2 Anforderungen an die Blindstromeinspeisung

Gemäß VDE-AR-N-4110:2017-02 [8] gelten umrichterbasierte Erzeugungsanlagen als Typ-2-Anlagen, welche dadurch charakterisiert sind, dass sie keine Synchronmaschinen (welche als Typ-1-Anlagen definiert werden) darstellen. Die Anforderungen zur FRT-Fähigkeit sind in Abb. 1 dargestellt. Die zeitlichen Angaben zur Verweildauer sind darin strikter als jene in TOR D4 [6].

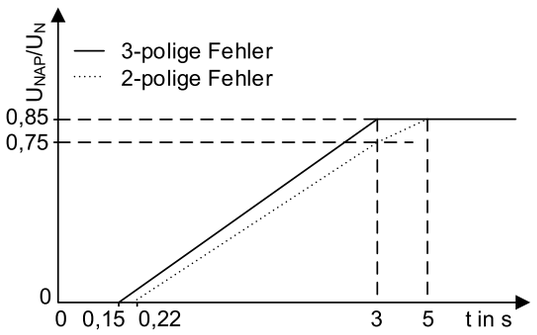

Abb. 1. FRT-Grenzkurve für den Spannungsverlauf am Netzanschlusspunkt für eine Erzeugungsanlage Typ 2 (eigene Abbildung nach VDE-AR-N-4110:2017-02 [8])

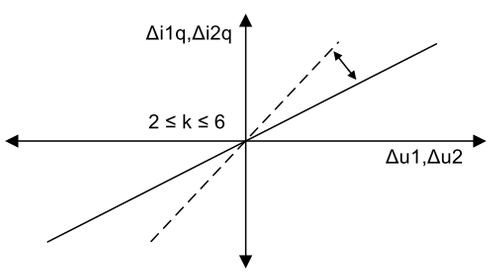

Abb. 2. Prinzip der Spannungsstützung bei Netzfehlern. Δu_1 – Spannungsänderung im Mitsystem, Δu_2 – Spannungsänderung im Gegensystem, Δi_{B1} – Blindstromänderung im Mitsystem, Δi_{B2} – Blindstromänderung im Gegensystem (eigene Abbildung nach VDE-AR-N-4110:2017-02 [8])

Während der Fehlerdauer müssen Typ-2-Anlagen außerdem ab Fehlerbeginn die Spannung durch Anpassung des Blindstroms stützen. Der zusätzliche Blindstrom muss dabei proportional zur Spannungsabweichung sein ($\Delta iq = k \cdot \Delta u$), wobei k der Verstärkungsfaktor („Blindstromstatik") ist. Er wird durch die Gerade in Abb. 2 definiert. Der zusätzliche Blindstrom im Mitsystem ist proportional zur Änderung der Mitsystemspannung; der zusätzliche Blindstrom[2] im Gegensystem ist proportional zur Änderung der Gegensystemspannung.

Die Stromtragfähigkeit von Umrichtern ist üblicherweise durch ihre Ventile begrenzt. Als Größenordnung zur Überlastfähigkeit kann bei Umrichtern, die nicht inselfähig sind, eine Stromtragfähigkeit von 110% des Nennstroms angenommen werden. Während eines Fehlerfalls fordert die VDE-AR-N-4110:2017-02 [8] deshalb eine Priorisierung von Blindstrom gegenüber Wirkstrom, um die Anforderungen im Fall einer Überschreitung der maximalen Stromtragfähigkeit zu beschreiben. Der Wirkstrom muss deshalb zugunsten der Blindstromeinspeisung und zur Sicherung der Anlagenstabilität ausreichend abgesenkt werden. Liegt eine Überschreitung der Stromtragfähigkeit trotz Absenkung des Wirkstroms vor, soll laut Anforderung gemäß VDE-AR-N-4110:2017-02 [8] gegebenenfalls der Blindstrom im Mit- sowie im Gegensystem, vorzugsweise gleichmäßig, verringert werden.

[1] Dabei wird ein überwiegend induktives Netz ($X >> R$) vorausgesetzt.

[2] Der Blindstrom wird als ein der verbleibenden Spannung während des Fehlers um 90° – nacheilender Strom definiert.

© The Author(s)

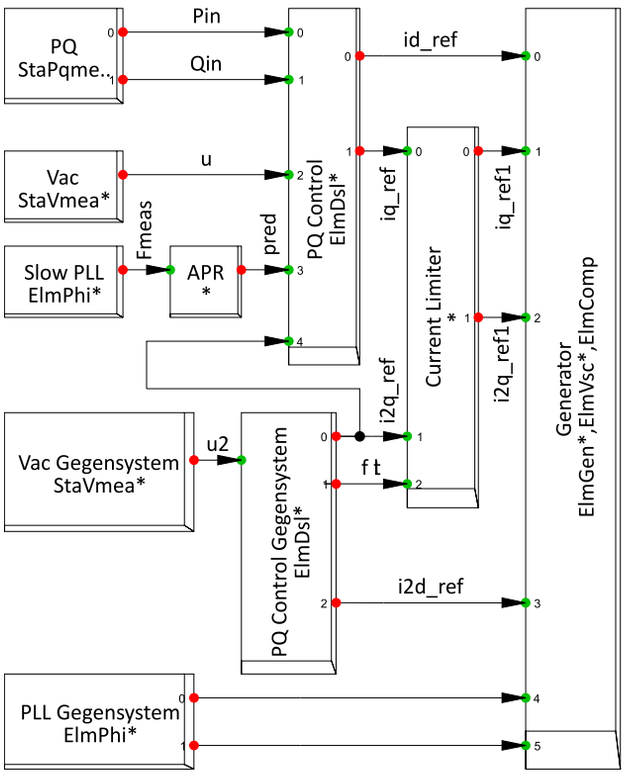

Abb. 3. Modellierung des *k*-Faktors gemäß VDE-AR-N-4110 in DIgSILENT PowerFactory

1.3 Abbildung in Netzberechnungsprogrammen

Bisher konnten Typ-2-Anlagen in der Kurzschlussrechnung meistens vernachlässigt werden, da Typ-1-Anlagen im Kurzschlussfall ein Vielfaches ihres Nennstroms einspeisen, wohingegen Typ-2-Anlagen eher in der Größenordnung ihres Nennstroms einspeisen. Vor dem Hintergrund der vermehrten Verbreitung von Typ-2-Anlagen enthält die zumeist herangezogene aktualisierte Kurzschlussnorm IEC60909-0:2016 [2] auch die Berücksichtigung von Typ-2-Anlagen in der Kurzschlussrechnung, sofern deren Beitrag zum Anfangskurzschlusswechselstrom einen Wert von 5% überschreitet. Dabei werden solche Anlagen als Stromquelle im Mitsystem modelliert und die Gegensystemimpedanz, welche abhängig von der Regelstrategie des Umrichters ist, als „projektspezifisch zu wählen" definiert. Für die Fälle, bei denen auch Typ-2-Anlagen in der Kurzschlussrechnung berücksichtigt werden müssen, bieten handelsübliche Netzberechnungsprogramme wie NEPLAN, PSS®SINCAL oder DIgSILENT PowerFactory nur eingeschränkte Möglichkeiten. Beispielhaft bietet DIgSILENT PowerFactory zwar die Möglichkeit zur Berücksichtigung eines k-Faktors, bisher wird dieser jedoch ausschließlich im Mitsystem berücksichtigt.[3] Ebenfalls wird die Priorisierung von Blind- gegenüber Wirkstrom derzeit nur näherungsweise abgebildet.[4] Aus diesem Grund wird in folgendem Beitrag ein Modell vorgestellt, welches ein Verhalten von Typ-2-Anlagen gemäß

[3] Die zugehörige Kennlinie verläuft jedoch nicht entlang einer Ursprungsgeraden. Die Kennlinie hat ihren Ursprung bei einem Wert von $\Delta u_1 = \pm 10\%$ und besitzt damit ein Totband.

[4] Zur Bestimmung des maximal zulässigen Wirkstroms im Fehlerfall werden aufgrund einer Linearisierung Absolutbeträge von maximaler Stromtragfähigkeit und Blindstrom subtrahiert, anstatt eine vektorielle Berechnung durchzuführen.

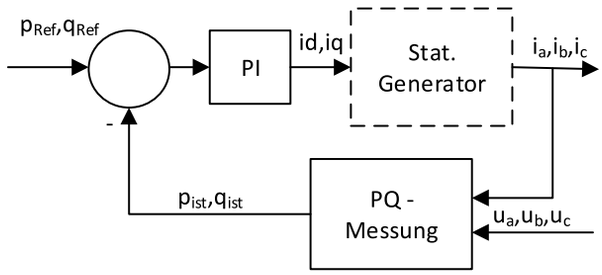

Abb. 4. PQ-Regelung im Mitsystem (Normalbetrieb)

VDE-AR-N-4110:2017-02 [8] nachbildet, um eine detaillierte Abbildung von Typ-2-Anlagen in der Kurzschlussrechnung zu ermöglichen.

2. Methodik

Im Folgenden wird auf einige Details der Modellierung eingegangen und im Anschluss der untersuchte Netzabschnitt beschrieben.

2.1 Modellierung

Um den Beitrag von Typ-2-Anlagen im Fehlerfall detailliert berechnen zu können, wurde im Netzberechnungsprogramm DIgSILENT PowerFactory ein dynamisches Modell erstellt. DIgSILENT PowerFactory bietet dazu als Werkzeug die programminterne Modellierungssprache DSL, welche zur Modellierung herangezogen wurde. Das zugehörige Blockschaltbild ist in Abb. 3 dargestellt. Dieses berücksichtigt für die Kurzschlussrechnung relevante Teile der oben genannten Anforderungen gemäß VDE-AR-N-4110:2017-02 [8] und erlaubt die Vorgabe von Einstellparametern wie z. B. dem k-Faktor im Mit- und Gegensystem.

Das Modell setzt sich, bezugnehmend auf Abb. 3,

- aus Messinstrumenten für Spannung, Strom und Frequenz (linker Teil in Abb. 3),
- aus einer Leistungs- und Stromregelung (mittlerer Teil in Abb. 3),
- einer Strombegrenzung und
- einem statischen Generator, welcher den Umrichter darstellt,

zusammen.

Die Leistungsregelung besteht aus zwei Blöcken, welche eine getrennte Regelung von Mit- und Gegensystem vornehmen:

- Die Leistungsregelung im Mitsystem berücksichtigt im Normalbetrieb die Einspeisung von Wirk- und Blindleistung entsprechend den Sollwerten, realisiert durch eine PI-Regelung in der Form wie in Abb. 4 schematisch dargestellt.
- Die Leistungsregelung im Gegensystem ist im Normalbetrieb nicht wirksam, wodurch die Nachbildung eines Vorfehlerzustands gewährleistet wird.

Gemäß VDE-AR-N-4110:2017-02 [8] gilt als Kriterium für den Fehlerbeginn eine Unter- oder Überschreitung der vereinbarten Versorgungsspannung U_C um 10%. Ausschlaggebend dafür sind die Leiter-Leiter-Spannungen am Netzanschlusspunkt der Anlage. Im Modell wird der Fehlerfall vereinfachend festgestellt, Gl. (1):

$$\Delta u1 = u1_{1\,\mathrm{min}} - u1 \begin{cases} \textit{Normalbetrieb} & -0.1 < \Delta u1 < 0.1 \\ \textit{Fehlerfall} & \textit{sonst} \end{cases} \quad (1)$$

Dabei stellt $u1$ die aktuelle, bezogene Mitsystemspannung und $u1_{1\,\mathrm{min}}$ die bezogene Vorfehler-Mitsystemspannung dar. Die in Kapitel 3 dargestellten Ergebnisse werden im Erzeugerzählpfeilsystem dargestellt. Bei einem Spannungseinbruch im Mitsystem ergibt sich

© The Author(s)

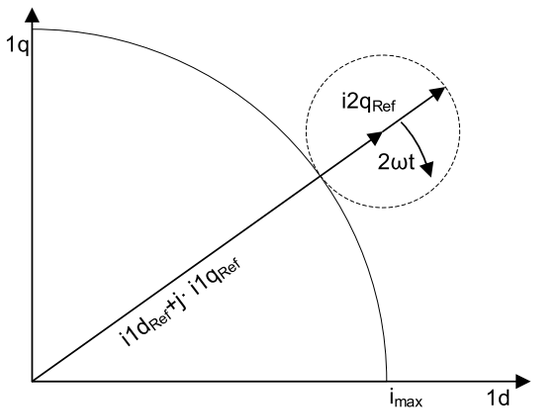

Abb. 5. Zeigerdiagramm zur Darstellung der Strombegrenzung

gemäß Gl. (1) und $k1 \cdot \Delta u1 = \Delta i1q > 0$, was im Erzeugerzählpfeilsystem einer Blindstromeinspeisung in Richtung Netz entspricht und damit dem Spannungseinbruch entgegenwirkt. Für unsymmetrische Fehler kann die verwendete Bedingung ein anderes Verhalten ergeben als in der VDE-AR-N-4110:2017-02 [8] gefordert. Die Vorfehler-Mitsystemspannung wird im Modell durch ein langsam eingestelltes PT1-Glied ermittelt. Der ermittelte Wert $\Delta u1$ kann im Fehlerfall dann zur Bestimmung der erforderlichen Blindstromeinspeisung im Mitsystem herangezogen werden. Gemäß VDE-AR-N-4110:2017-02 [8] ist zur Bestimmung der Blindstromeinspeisung für $u1_{1\,\mathrm{min}}$ der 1-min-Mittelwert zu verwenden, welcher im Modell nur näherungsweise erreicht wird. Da bei Anwendung des implementierten Modells von einer konstanten Vorfehler-Spannung ausgegangen wird, ist der auftretende Unterschied irrelevant.

Sofern ein Fehlerfall festgestellt wird, wird die Leistungsregelung in Abb. 4 für die q-Komponente umgangen und die Stromsollwerte werden, wie in den Gl. (2) bis (7) beschrieben, bestimmt und begrenzt:

$$i1q_{\mathrm{Ref}}^{Vor} = \frac{q_{\mathrm{Ref}}}{3 \cdot u1_{1\,\mathrm{min}}} \tag{2}$$

$$i1q_{\mathrm{Ref}} = k1 \cdot \Delta u1 + i1q_{\mathrm{Ref}}^{Vor} \tag{3}$$

$$i2q_{\mathrm{Ref}} = k2 \cdot \Delta u2 \tag{4}$$

$$iq_{Ges} = i1q_{\mathrm{Ref}} + i2q_{\mathrm{Ref}} \tag{5}$$

$$\underset{\sim}{i}1q_{\mathrm{Ref}} = \begin{cases} i1q_{\mathrm{Ref}} & iq_{Ges} < i_{\max} \\ k1 \cdot \Delta u1 - \frac{iq_{Ges} - i_{\max}}{2} & sonst \end{cases} \tag{6}$$

$$\underset{\sim}{i}2q_{\mathrm{Ref}} = \begin{cases} i2q_{\mathrm{Ref}} & iq_{Ges} < i_{\max} \\ k2 \cdot \Delta u2 - \frac{iq_{Ges} - i_{\max}}{2} & sonst \end{cases} \tag{7}$$

Gewellte Größen stellen dabei limitierte Referenzwerte dar. Der Strom i_{max} ist die maximale bezogene Stromtragfähigkeit. Der Referenzwert q_{Ref} ist der Arbeitspunkt der Blindleistung im Normalbetrieb gemäß Abb. 4. Bei Überschreitung der maximalen Stromtragfähigkeit wird in den Gl. (6) und (7) vereinfachend gemäß Abb. 5 der Blindstrom im Mitsystem und im Gegensystem gleichmäßig reduziert.

Die *d*-Komponente wird gemäß Gl. (8) bis (10) gebildet.

$$i1d_{\mathrm{Rest}} = \sqrt{(i_{\max} - \underset{\sim}{i}2q_{\mathrm{Ref}})^2 - \underset{\sim}{i}1q_{\mathrm{Ref}}^2} \tag{8}$$

$$i1d_{\mathrm{Ref}} = \frac{p_{\mathrm{Ref}}}{3 \cdot u1} \tag{9}$$

$$\underset{\sim}{i}1d_{\mathrm{Ref}} = \begin{cases} i1d_{\mathrm{Ref}} & i1d_{\mathrm{Rest}} < i_{\max} \\ i1d_{\mathrm{Rest}} & sonst \end{cases} \tag{10}$$

Die Begrenzung des Wirkstroms auf den Wert $i1d_{\mathrm{Rest}}$ wird bezugnehmend auf Abb. 3 im Block der Strombegrenzung umgesetzt. Diese wird dann aktiv, wenn die Spannungsdifferenzen im Mit- und Gegensystem Δu_1 und Δu_2 so hoch sind, dass die erforderlichen Blindströme zu einer Überschreitung des maximalen Stroms i_{max} führen. In einem rotorfesten Koordinatensystem im Mitsystem setzen sich die Vektoren der Stromkomponenten wie in Abb. 5 gezeigt zusammen. Dabei rotiert die *q*-Komponente im Gegensystem mit doppelter Netzfrequenz gegen den Uhrzeigersinn. Der in Abb. 5 dargestellte Zeitpunkt stellt jenen Moment dar, zu dem maximale Phasenströme auftreten. Sofern in diesem Zeitpunkt eine Überschreitung des maximalen Stroms stattfindet, erfolgt die Begrenzung laut oben genannten Gleichungen. Beim gleichzeitigen Auftreten von Wirk- und Blindströmen im Mitsystem und einem Blindstrom im Gegensystem kann diese Annäherung dazu führen, dass die Stromtragfähigkeit nicht zur Gänze ausgereizt wird.

Der statische Generator in Abb. 4 setzt die Referenzwerte gemäß den Gl. (11) bis (13) in Phasenströme um.

$$\underline{i}1 = (\underset{\sim}{i}1d_{Ref} \quad \underset{\sim}{i}1q_{\mathrm{Ref}}) \begin{pmatrix} \cos(\omega t) & \sin(\omega t) \\ -\sin(\omega t) & \cos(\omega t) \end{pmatrix} \tag{11}$$

$$\underline{i}2 = (\underset{\sim}{i}2d_{\mathrm{Ref}} \quad \underset{\sim}{i}1q_{\mathrm{Ref}}) \begin{pmatrix} \cos(\omega t) & \sin(\omega t) \\ \sin(\omega t) & -\cos(\omega t) \end{pmatrix} \tag{12}$$

$$\underline{i}_{abc} = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \\ 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} 0 \\ \underline{i}1 \\ \underline{i}2 \end{pmatrix} \tag{13}$$

Dabei werden cos(ωt) und sin(ωt) von der in Abb. 3 gezeigten PLL bereitgestellt. Die Umwandlung auf Phasenströme erfolgt auf Basis der Methode der symmetrischen Komponenten. Die in Abb. 4 gezeigte PQ – Messung setzt die Gl. (13) bis (14) um.

$$p_{lst} = \mathrm{Re}(\underline{u}_{abc} \cdot \underline{i}_{abc}^{\,*}) \tag{14}$$

$$q_{lst} = \mathrm{Im}(\underline{u}_{abc} \cdot \underline{i}_{abc}^{\,*}) \tag{15}$$

2.2 Untersuchter Netzabschnitt

Im Forschungsprojekt BatterieSTABIL [3] wurde ein Batteriespeicher mit den Eckdaten 2.5 MVA/2.2 MWh in das Mittelspannungsnetz der Netz Niederösterreich GmbH eingebunden. Die Anbindung des Batteriespeichers an das Mittelspannungsnetz sowie das relevante übergeordnete Hochspannungsnetz sind in Abb. 6 schematisch dargestellt. Im Rahmen des Forschungsprojekts BatterieSTABIL haben innerhalb dieses Netzes reale Kurzschlussversuche stattgefunden (vgl. [9]). Somit ist ein Vergleich der dort gemessenen Daten mit den berechneten Werten möglich. Die erforderlichen Daten der Betriebsmittel wurden von Netz Niederösterreich GmbH zur Verfügung gestellt. Der Batteriespeicher ist über vier baugleiche Batterieeinheiten mittels eines 550-V-AC-Netzes eingebunden. Jede Batterieeinheit setzt sich aus den zugehörigen Batteriezellen, der zugehörigen Steuerelektronik und einem Umrichter zusammen. Je ein Umrichter besitzt eine maximale Scheinleistung von 650 kVA. Der Nennstrom je Umrichter und Phase beträgt demnach 682 A und die maximale Stromtragfähigkeit 110% des Nennstroms, was einem Strom von 751 A entspricht.

© The Author(s)

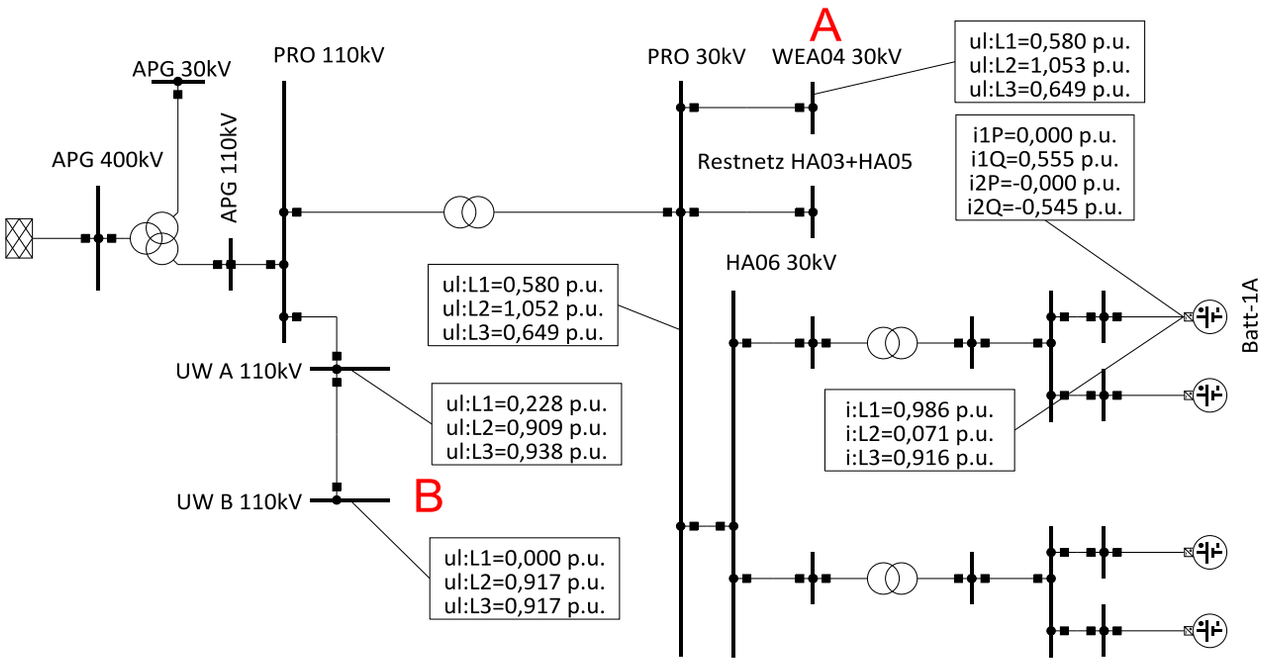

Abb. 6. Simulationsergebnisse bei einem 2-poligen Fehler zwischen L1–L2 an der Sammelschiene UW B 110 kV, bei eingestelltem $k1 = k2 = 2$

3. Simulation und Ergebnisse

Am Beispiel des beschriebenen Netzabschnitts, welcher in Abb. 6 gezeigt ist, wird das Verhalten des vorgestellten Modells und der Einfluss auf die Netzgrößen während verschiedener Fehlerorte und -arten beschrieben. Die Fehlerorte (in Abb. 6 mit „A" und „B" gekennzeichnet) decken sich mit den Fehlerorten der realen Kurzschlussversuche in [9]. Im weiteren wird ausschließlich Fehlerort B, der Kurzschlussort im 110-kV-Netz, betrachtet. Als Fehlerarten wurden 2-polige und 3-polige Fehler untersucht. Die k-Faktoren ($k1$ im Mitsystem, $k2$ im Gegensystem) der Umrichter wurden im Bereich $0 \leq k \leq 2$ variiert.

Die Abbildung 6 zeigt neben der Struktur des Netzabschnitts auch die Ergebnisse der Simulation eines 2-poligen Fehlers (Fehlerort B) an ausgewählten Sammelschienen sowie an einem Umrichter (Batt-1A). Je Sammelschiene sind die drei Leiter-Leiter-Spannungen[5] dargestellt und am Umrichter die Wirk- und Blindströme[6] im Mitsystem (i1P, i1Q) sowie die Wirk- und Blindströme im Gegensystem (i2P, i2Q). Als Arbeitspunkte im Vorfehlerzustand wurde je Umrichter eine Einspeisung von 0,5 MW/$\cos\varphi = 1$ Richtung 110-kV-Netz eingestellt, was einem Strom von ≈525 A (=0,77 p.u.) je Phase entspricht.

Die Ergebnisse aller Simulationen sind in Tab. 1 zusammengefasst. Die unterschiedliche Annahme der k-Faktoren mit 0, 1 und 2 zeigt im Falle des 2-poligen Fehlers die grundsätzliche Funktionstüchtigkeit des Modells:

- Bei einer Wahl von $k1 = k2 = 0$ wird reiner Wirkstrom eingespeist, welcher sich aufgrund des Vorfehlerzustands ergibt. Der Wirkanteil des Leiterstromes steigt während des Fehlers aufgrund des Spannungseinbruchs auf seinen maximal zulässigen Wert, was sich auch in den Leiterströmen zeigt (1,1 p.u. in Tab. 1). Die Umrichterregelung versucht damit, während des Fehlers den Vorfehlerarbeitspunkt weiter aufrecht zu erhalten, wie aus Abb. 7(a) ersichtlich ist.
- Bei einer Wahl von $k1 = k2 = 1$ wird der im Fall des 2-poligen Fehlers auftretenden Gegensystemspannung mithilfe einer Blindstromeinspeisung im Gegensystem entgegengewirkt. Aufgrund der Priorisierung von Blindstrom gegenüber Wirkstrom wird dabei der Wirkstrom zugunsten des Blindstroms reduziert. Abb. 7(b) zeigt in diesem Fall, dass eine Reduktion des Wirkstroms ausreichend ist, um die maximal zulässige Stromtragfähigkeit einzuhalten. Mit Blick auf die Differenzen der Mit- und Gegensystemspannung u_1 und u_2 zeigt sich, dass die erforderliche Blindstromeinspeisung mit $k1 \cdot \Delta u1 = \Delta i1Q = 0,31$ p.u. und $k2 \cdot \Delta u2 = \Delta i2Q = -0,31$ p.u. exakt eingehalten wird.
- Bei einer Wahl von $k1 = k2 = 2$ zeigt sich, dass neben der Reduktion des Wirkstroms auf 0 auch eine gleichmäßige Reduktion der Blindströme erforderlich ist, um die maximal zulässige Stromtragfähigkeit einzuhalten. Abb. 7(c) zeigt darüber hinaus, dass die beiden Blindströme unterhalb der geforderten Werte von $k1 \cdot \Delta u1 = 0,62$ p.u. und $k2 \cdot \Delta u2 = -0,58$ p.u. zu liegen kommen, was aber den Anforderungen gemäß VDE-AR-N-4110:2017-02 [8] entspricht.

Im Falle des dreipoligen Fehlers, dessen Ergebnisse in den Abb. 7(d) bis 7(f) dargestellt sind, tritt lediglich eine Änderung der Mitsystemspannung auf. Damit wird unabhängig von der Wahl der k-Faktoren im Fehlerfall ausschließlich Blindstrom im Mitsystem eingespeist. Bei einer Wahl von $k1 = k2 = 0$ versucht die Umrichterregelung, wie im Falle des 2-poligen Fehlers, den Vorfehlerarbeitspunkt aufrecht zu erhalten. Aufgrund des Spannungseinbruchs werden die Wirkströme bis zur maximal zulässigen Stromtragfähigkeit von 1 p.u. (751 A) in allen drei Phasen erhöht, wie dies in Tab. 1 angeführt ist. Bei einer Wahl von $k1 = k2 = 1$ wird der Wirkstrom im

[5] Als Bezugsspannungen im 110-kV-Netz wurde 110 kV verwendet, im Mittelspannungsnetz 30 kV und im Niederspannungsnetz 550 V; ul:L1 entspricht der normierten Leiter-Leiter-Spannung zwischen L1-L2, ul:L2 entspricht der normierten Leiter-Leiter-Spannung zwischen L2-L3 und ul:L3 entspricht der normierten Leiter-Leiter-Spannung zwischen L3-L1. Diese Bezeichnungen stammen aus der Netzberechnungssoftware DIgSILENT PowerFactory, aus der Abb. 6 exportiert wurde.

[6] Als Bezugsstrom für die Ströme wurde 682 A verwendet.

© The Author(s)

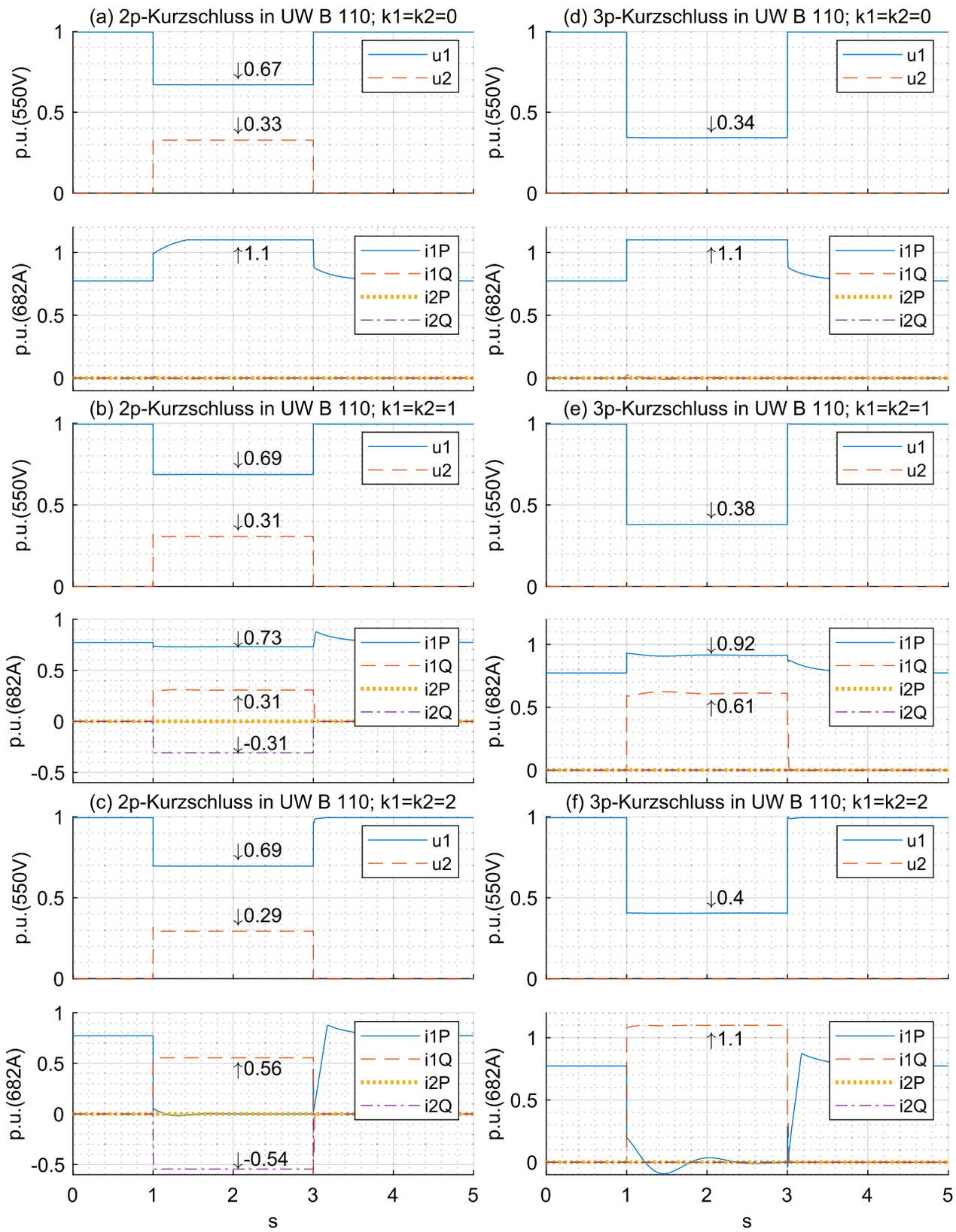

Abb. 7. Simulierte Kurzschlussverläufe; Angaben im Erzeugerzählpfeilsystem; Legende: u1 – Mitsystemspannung, u2 – Gegensystemspannung, i1P – Mitsystemwirkstrom, i1Q – Mitsystemblindstrom, i2P – Gegensystemwirkstrom, i2Q – Gegensystemblindstrom

© The Author(s)

Tab. 1. Simulationsergebnisse am Fehlerort B (alle Werte in p.u.) bei Einspeisung Richtung Netz im Vorfehlerzustand, Angaben im Erzeugerzählpfeilsystem

Fehlerart		2-polig L1–L2			3-polig L1–L2–L3		
k-Faktor ($k1 = k2 = k$)		0	1	2	0	1	2
PRO 30 kV	ul:L1 $\hat{=}$ U_{12}	0,579	0,581	0,580	0,358	0,364	0,369
	ul:L2 $\hat{=}$ U_{23}	1,052	1,053	1,052	0,358	0,364	0,369
	ul:L3 $\hat{=}$ U_{31}	0,641	0,645	0,649	0,358	0,364	0,369
UW B 110 kV	ul:L1 $\hat{=}$ U_{12}	0	0	0	0	0	0
	ul:L2 $\hat{=}$ U_{23}	0,917	0,917	0,917	0	0	0
	ul:L3 $\hat{=}$ U_{31}	0,917	0,917	0,917	0	0	0
Umrichter Batt-1A	i1P	1,100	0,730	0	1,100	0,917	0,035
	i1Q	0	0,307	0,555	0	0,608	1,099
	i2P	0	0	0	0	0	0
	i2Q	0	−0,308	−0,545	0	0	0
	i:L1	1,1	0,668	0,986	1,1	1,1	1,1
	i:L2	1,1	0,715	0,071	1,1	1,1	1,1
	i:L3	1,1	1,1	0,916	1,1	1,1	1,1

Tab. 2. Simulationsergebnisse am Fehlerort B (alle Werte in p.u.) bei Einspeisung Richtung Netz im Vorfehlerzustand, Angaben im Erzeugerzählpfeilsystem

Fehlerart		2-polig L2–L3 $k1 = 1{,}53$; $k2 = -0{,}36$		3-polig L1–L2–L3 $k1 = 1{,}9$; $k2 = 0$	
		Simulation	Messung	Simulation	Messung
Umrichter Batt-1A	Δu1	0,302	0,31	0,595	0,593
	i1Q	0,453	0,503	1,099	1,099
	Δu2	−0,336	−0,339	0	−0,002
	i2Q	0,121	0,124	0	0,002

Mitsystem zugunsten des Blindstroms im Mitsystems reduziert. Die erforderliche Blindstromeinspeisung wird mit $k1 \cdot \Delta u1 = \Delta i1Q = 0{,}61$ p.u. eingehalten, wie in Abb. 7(e) zu sehen ist. Bei einer Wahl von $k1 = k2 = 2$ ergibt sich mit $k1 \cdot \Delta u1 = 1{,}2$ p.u. ein Arbeitspunkt für den Blindstrom im Mitsystem, welcher die maximal zulässige Stromtragfähigkeit überschreitet. Wie in Abb. 7(f) gezeigt, wird der Blindstrom $i1Q$ deshalb auf 1,1 p.u. begrenzt. Unabhängig von der Wahl des k-Faktors betragen die Ströme in allen drei Phasen maximal 1,1 p.u. (=751 A).

Tabelle 1 zeigt sowohl für den 2-poligen als auch für den 3-poligen Fehlerfall mit steigenden k-Faktoren eine Tendenz zunehmender Leiter-Leiter-Spannungen. Aufgrund der niedrigen Nennleistung des Batteriespeichers ist der Einfluss gering, aber ersichtlich.

Bezugnehmend auf die durchgeführten Netzkurzschlussversuche in [9] werden in Tab. 2 die simulierten und gemessenen Ergebnisse gegenübergestellt. Es zeigt sich, dass die Blindströme im Mit- sowie im Gegensystem ($I1Q$, $I2Q$) gut übereinstimmen.

4. Zusammenfassung

Der Einfluss umrichterbasierter Erzeugungsanlagen (Typ-2-Anlagen) gewinnt vor dem Hintergrund vermehrter Einbindung erneuerbaren Energien in Untersuchungen zur Einhaltung von Netzanschlussbedingungen zunehmend an Bedeutung. Die übliche Betrachtung in Form von Kurzschlussrechnungen z. B. gemäß IEC60909:-0:2016 [2] kann gegebenenfalls unzureichend für die Auslegung von Betriebsmitteln, zur Bestimmung der Einstellungen von Schutzgeräten oder zur Berechnung von Spannungseinbrüchen sein. Die meisten handelsüblichen Netzberechnungsprogramme bieten lediglich eingeschränkte Möglichkeiten zur Berücksichtigung von Typ-2-Anlagen in der Kurzschlussrechnung. In der vorliegenden Arbeit wurde deshalb ein detailliertes Modell zur Abbildung des Verhaltens umrichterbasierter Erzeugungsanlagen gemäß VDE-AR-N-4110:2017-02 [8] für die Anwendung in Kurzschlussbetrachtungen in der Netzberechnungssoftware DIgSILENT PowerFactory erstellt. Die Funktionstüchtigkeit des Modells wurde anhand einer Kurzschlussbetrachtung gezeigt. Im untersuchten Netz wurden reale Kurzschlussversuche (vgl. [9]) durchgeführt, welche einen Vergleich mit dem Modell ermöglichen. Die Modellerstellung innerhalb der Software ist lediglich für dynamische (RMS-)Simulationen möglich, sodass der Berechnungsaufwand im Vergleich zur üblichen Kurzschlussrechnung höher ist. Aufgrund der kurzen Fehlerzeiten (maximal 5 s), während der Typ-2-Anlagen einen Beitrag zum Kurzschlussstrom liefern müssen, ist die Berechnungszeit für einen Fehlerfall jedoch überschaubar. Im Vergleich zur üblichen Kurzschlussrechnung können außerdem mithilfe des Modells in der dynamischen Simulation die Ergebnisse von auftretenden Kurzschlussströmen mehrerer Fehlerorte nicht gleichzeitig im Schaltbild angezeigt werden, wie dies in der üblichen Kurzschlussrechnung möglich ist. Dies schränkt die Praktikabilität des Modells gegenüber der üblichen Kurzschlussrechnung ein. Eine vereinfachte Implementierung des beschriebenen Verhaltens in der üblichen Kurzschlussrechnung ist grundsätzlich möglich, jedoch ausschließlich seitens der Hersteller der Netzberechnungssoftwarepakete möglich. Wird solch ein Verhalten zukünftig implementiert, geht im Vergleich zur im Artikel vorgestellten Methode jedoch Flexibilität bezüglich der Einstellmöglichkeiten am Modell der Typ-2-Anlagen verloren.

Danksagung

Open access funding provided by TU Wien (TUW). Diese Arbeit ist Teil des Forschungsprojektes „BatterieSTABIL", gefördert aus Mitteln

© The Author(s)

des Klima- und Energiefonds der österreichischen Bundesregierung. Die Forschungspartner des Projektes sind die Netz NÖ GmbH, die Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Arbeitsgebiet Elektrische Anlagen und das Austrian Institute of Technology (AIT).

Batterie STABIL
NÖ Netz
EVN Gruppe
Ein Projekt mit TU Wien und AIT

klima+ energie fonds

Open Access This article is distributed under the terms of the Creative Commons Attribution 4.0 International License (http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/), which permits unrestricted use, distribution, and reproduction in any medium, provided you give appropriate credit to the original author(s) and the source, provide a link to the Creative Commons license, and indicate if changes were made.

Literatur

1. Gawlik, W., Kaufmann, T., Winter, A. (2018): Auswirkungen von Kurzschlüssen im Höchstspannungsnetz auf die Spannungseinsenkung im Versorgungsgebiet. OesterreichsEnergie. https://oesterreichsenergie.at/files/Downloads%20Netze/Projekt%2011.022%20Spannungstrichter%20und%20FRT%20final.pdf. 2018.
2. IEC 60909-0:2016 (2016): Short-circuit currents in three-phase a.c. systems – Part 0: Calculation of currents. IEC. Ausgabe: 2.0.
3. Marchgraber, J., Alács, C., Gawlik, W., Kathan, J., Wurm, M., Wailzer, G., Vitovec, W. (2018): Batteriespeicher im multimodalen Betrieb für Netzdienstleistungen und Netzstabilisierung – erste Erkenntnisse aus dem Forschungsprojekt BatterieSTABIL. In 15. Symposium Energieinnovation. Graz, 14.–16.02.2018. Graz: Technische Universität Graz, https://doi.org/10.3217/978-3-85125-586-7.
4. Neumann, T., Erlich, I. (2013): Einspeiseverhalten von umrichterbasierten Erzeugungseinheiten während unsymmetrischer Netzfehler. In Internationaler ETG-Kongress 2013, Berlin.
5. Technische Richtlinie Erzeugungsanlage am Mittelspannungsnetz (2008): Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz. BDEW. Ausgabe: Juni 2008.
6. Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (2016): Besondere technische Regeln (Teil D). Hauptabschnitt D4: Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen mit Verteilernetzen. E-CONTROL. Ausgabe: Version 2.3 vom 1.7.2016.
7. TransmissionCode (2007): Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. VDN – Verband der Netzbetreiber. Ausgabe: Version 1.1.
8. VDE-AR-N 4110 (2017): Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung). VDE. Ausgabe: 2017-03-00.
9. Wurm, M. (2019): 110- und 30-kV-Netzkurzschlussversuche mit einem 2,2-MWh-Batteriespeicher. E&I, Elektrotech. Inf.tech. 136 (Heft 2).

Autoren

Jürgen Marchgraber
wurde 1988 in Linz, Oberösterreich, geboren. Er hat das Masterstudium Energietechnik an der Technischen Universität Wien im März 2014 abgeschlossen. Seit 2014 arbeitet er am Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe der TU Wien als Universitätsassistent.

Wolfgang Gawlik
hat an der Friedrich-Alexander-Universität (FAU) Erlangen-Nürnberg, Deutschland, Elektrotechnik mit Schwerpunkt Energietechnik studiert. Nach Abschluss des Studiums 1997 war er zwei Jahre als Konstrukteur für Turbogeneratoren und stellvertretender Gruppenleiter Neukonstruktion bei der Siemens AG, Generatorenwerk Erfurt tätig. Von 1999 bis 2004 war er Wissenschaftlicher Mitarbeiter und Wissenschaftlicher Assistent am Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgung der FAU Erlangen-Nürnberg und promovierte dort 2004. Bis zu seiner Berufung als Universitätsprofessor für Energiesystemtechnik an der Technischen Universität Wien 2011 war er als Senior Key Expert System Dynamics und Projektmanager bei Siemens Power Technologies International, Erlangen tätig. Seine Forschungsschwerpunkte umfassen Supergrids, Smart Grids/Microgrids und Elektromobilität, Universal Grids und Software zur Analyse, Planung und stationären und dynamischen Modellierung von Netzen.

Manfred Wurm
geb. 1960, Diplomstudium der Elektrischen Energietechnik an der Technischen Universität Wien, Österreich, Doktoratsstudium und Promotion an der Technischen Universität Graz, Österreich, staatlich beeideter und befugter Ziviltechniker für Elektrotechnik (mit ruhender Befugnis), beschäftigt bei Netz Niederösterreich GmbH im Bereich Schutztechnik und Netzplanung, Universitäts-Lehrbeauftragter am Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe der TU Wien für das Fachgebiet „Schutztechnik in elektrischen Netzen".

© The Author(s)