

Anforderungen an den Distanzschutz für zukünftige Verteilnetzinfrasturktur

Manuel Galler, Lothar Fickert

Institut für Elektrische Anlagen und Netze / TU Graz, A-8010 Graz Inffeldgasse 18,
manuel.galler@tugraz.at, www.iean.tugraz.at

Kurzfassung: Der vermehrte Einsatz von Umrichtern im Stromnetz könnte in Zukunft dazu führen, dass Energiezellen entstehen die gänzlich aus leistungselektronischen Einspeisern bestehen. Diese Entwicklung würde im Fehlerfall zu deutlich geringeren Kurzschlussströmen führen. In einem solchen System muss dennoch sichergestellt werden, dass ein fehlerhafter Abgang abgeschaltet wird. In dieser Arbeit wird das Zusammenwirken von Umrichtern und einem Distanzschutz als Möglichkeit, die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, untersucht und evaluiert. Es zeigt sich, dass ein und derselbe Umrichter bei gleichem Fehler ein abweichendes Einspeiserverhalten aufweisen kann. Dies führt dazu, dass der eingesetzte Distanzschutz, bei instabilem Einspeiserverhalten des Umrichters, den Fehler nicht detektieren kann. Diese Ergebnisse dienen dem Verständnis der Wechselwirkung zwischen einspeisenden Umrichtern und dem eingesetzten Schutzmethoden in derartigen Szenarien. Die Ergebnisse zeigen die Bedeutung und den notwendigen Forschungsbedarf für die ganzheitliche Betrachtung solcher Energiesysteme.

Keywords: Fehlerschutz, leistungselektronische Anlagen, Power Hardware in the Loop, Energiezelle, Distanzschutz

1 Einführung

Im heutigen Energiesystem werden zunehmend leistungselektronische Anlagen eingesetzt. Es ist durchaus vorstellbar, dass es in Zukunft einzelne Energiezellen geben wird, in welchen maßgeblich leistungselektronische Anlagen installiert sind [1]. Dabei werden die einzelnen Energiezellen untereinander gekoppelt. Für den Betrieb eines solchen Netzes muss ein bestimmter Systemanteil als so genannte netzbildende Umrichter [2, 3] installiert werden, welcher für die Spannungsbildung im Netz verantwortlich sind. Alle weiteren Umrichter synchronisieren sich auf diese Netzspannung und werden als Grid Following Umrichter bezeichnet. Die derzeit eingesetzten Umrichter im Netz, wie z.B. bei Photovoltaikanlagen, sind in der Regel Grid-Following-Einheiten. Um die Versorgungssicherheit in der betrachteten Energiezelle gewährleisten zu können, muss das Schutzsystem zuverlässig in der Lage sein fehlerbehaftete Abgänge abzuschalten [4].

Problematisch bei der Fehlererkennung in Netzen mit einer hohen Anzahl von leistungselektronischen Anlagen ist unter anderem der geringe Kurzschlussstrom, welcher im Fehlerfall auftritt. Dieser Fehlerstrom ist im Vergleich zu derzeitigen Stromnetzen viel geringer und kann von einfachen Überstromschutzeinrichtungen nicht ausreichend erfasst werden [5, 6]. Ein nicht zu vernachlässigendes Problem ist auch die Stromform, welche im Fehlerfall in das Netz eingespeist wird. Diese wird im Fehlerfall vollständig durch die implementierte

Regelung bestimmt. Dabei kann es zu nicht sinusförmigen oder pulsierenden Kurvenformen kommen. Solch ein Einspeiseverhalten stellt neue Herausforderungen an die Schutzgeräte, welche einen Fehler gezielt abschalten sollen [7–10].

In dieser Studie zeigen wir wie sich ein Netz mit 100 % leistungselektronischer Einspeisung auf einen Distanzschutz auswirken kann. Für das gleiche Fehlerszenario haben wir denselben Stromrichter verwendet. Der verwendete Photovoltaikumrichter wies dabei zwei unterschiedliche Einspeisecharakteristiken auf. Die daraus resultierenden Strom- und Spannungskennlinien wurden an einer realen Schutzeinrichtung getestet, um zu ermitteln, wie sich diese auf ein reales Distanzschutzsystem auswirken könnten [11–13].

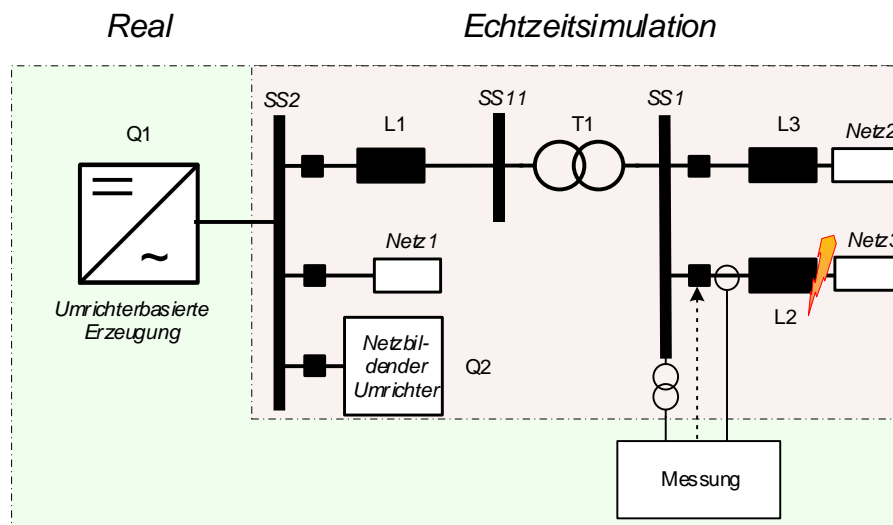


Abbildung 1.1: Prüfaufbau für die Überprüfung und Bewertung des Fehlerschutzes in einer Energiezelle nach der Power-Hardware-in-the-Loop-Methode

2 Angewandte Methode

2.1 Modellbeschreibung

Die für diese Untersuchung verwendete Anordnung ist in Abbildung 1.1 dargestellt und besteht aus zwei konzentrierten leistungselektronischen Anlagen für die gesamte Energiezelle. Die umrichterbasierte Erzeugung stellt ein Gebilde aus netzgeführten Umrichtern dar und wird durch einen kommerziellen PV-Umrichter verwirklicht. Der netzbildende Umrichter stellt die zweite konzentrierte leistungselektronische Anlage dar und wird, wie alle in Abbildung 1.1 rot eingefärbten Teile, in einem Echtzeitrechner implementiert. Der netzbildende Umrichter wird verwendet, um die betrachtete Energiezelle hochfahren zu können. Dieser speist in das 110 kV-Netz an der Sammelschiene SS2 ein.

Der netzbildende Umrichter wird gemäß [3] als virtueller Oszillator (VOC) modelliert. Dabei wird die Zwischenkreisspannung U_{DC} dieses Umrichters konstant gesetzt und ΔP und ΔQ werden auf 0 gesetzt. Der VOC ist somit eine Spannungsquelle, solange der maximale Strom nicht erreicht wird. Dies führt dazu, dass dieser netzbildende Umrichter eine Spannung mit einem fixierten Winkel vorgibt. Die unterlagerten Stromregler sorgen für die erforderliche Ausgangsspannung, dabei ist eine Strombegrenzung integriert. Die verwendete

umrichterbasierter Erzeugung, im vorliegenden Fall der eingesetzte PV-Umrichter, wird auf die vorhandene Spannung des netzbildenden Umrichters synchronisiert.

Betriebsmittel	Parameter	Wert	Einheit	Betriebsmittel	Parameter	Wert	Einheit
<i>T1</i>	<i>S</i>	10	MVA	<i>Umrichter-basierte Erzeugung</i>	U_{rated}	110	kV
	U_{HV}	110	kV		S_{rated}	25	MVA
	U_{LV}	20	kV	<i>Netz-bildender Umrichter</i>	U_{rated}	110	kV
	u_k	4	%		S_{rated}	50	MVA
<i>L1</i>	r_1'	0.194	Ω/km	<i>L2 und L3</i>	r_1'	0.629	Ω/km
	x_1'	0.413	Ω/km		x_1'	0.395	Ω/km
	c_1'	8.937	nF/km		c_1'	9.199	nF/km
	<i>l</i>	10	km		<i>l</i>	5	km
<i>Netz1</i>	<i>P</i>	35	MW	<i>Netz2</i>	<i>P</i>	7	MW
<i>Netz3</i>	<i>P</i>	1	MW				

Tabelle 2.1: Werte der verwendeten Betriebsmittel

Ein konzentriertes Restnetz *Netz1* befindet sich an der Sammelschiene SS2. Zwischen der Sammelschiene SS2 und SS11 befindet sich die 110-kV-Leitung *L1*. Das 110-kV-Netz ist über den Transformator *T1* an ein 20-kV-Netz angeschlossen. Der Transformator *T1* ist in Yy mit isoliertem Sternpunkt angeschlossen. Das 20-kV-Netz besteht aus zwei Abgängen, welche an die Sammelschiene SS1 angeschlossen sind. Ein Abgang ist über die Leitung *L3* mit der Last *Netz2* verbunden, der zweite Abgang ist über die Leitung *L2* mit dem Restnetz *Netz3* verbunden. Der dreiphasige Fehler wird am Ende der Leitung *L2*, vor dem Restnetz *Netz3*, aufgeschaltet.

Die eingesetzten Restnetze entsprechen in dieser Untersuchung einer ohmschen Last und alle verwendeten Leitungen werden als PI-Ersatzschaltung modelliert. Der Transformator *T1* wird verlustfrei und ohne Sättigung modelliert. Alle Bauteilparameter sind in Tabelle 2.1 angegeben. In der Echtzeitsimulation wurde das gesamte Modell auf die 20-kV-Seite bezogen.

In dieser Arbeit betrachten wir ausschließlich die Schutzeinrichtung zwischen der Sammelschiene SS1 und der Leitung *L2*. Die Spannung an der Sammelschiene SS1 und der Strom in der Leitung *L2* werden aufgenommen. Diese werden in einem separaten Schritt, mittels einer speziellen Spannungs- und Stromquelle, auf ein handelsübliches Schutzgerät einzuspeisen.

Der betrachtete Fehlerfall am Ende der Leitung *L2* und vor dem Restnetz *Netz3* wird als 3-Phasen-Fehler ausgeführt. Dieser Fehler wird in der vorliegenden Untersuchung zweifach angewendet, dabei bleiben alle Software- und Hardwareparameter gleich, lediglich die Fehlerzeit, d.h. der Phasenwinkel der Spannung, ist unterschiedlich.

2.2 Power hardware in the loop (PHIL) Set-Up

Der verwendete reale PV-Umrichter arbeitet mit einer Leistung von 8 kW und 400 Vac, welche in der Echtzeitsimulation so skaliert wird, dass die in Tabelle 2.1 angegebenen Werte erreicht

werden. Dieser Umrichter wird an einem Leistungsverstärker angeschlossen, welcher als Power-Hardware-in-the-Loop (PHIL)-Schnittstelle [12], mit einer maximalen Leistung von bis zu 30 kVA und 500 Vac, verwendet wird. Die Gleichspannungsseite des PV-Umrichters wird mit einer konstanten Spannung von 700 Vdc gespeist, um einen kontinuierlichen Betrieb zu gewährleisten.

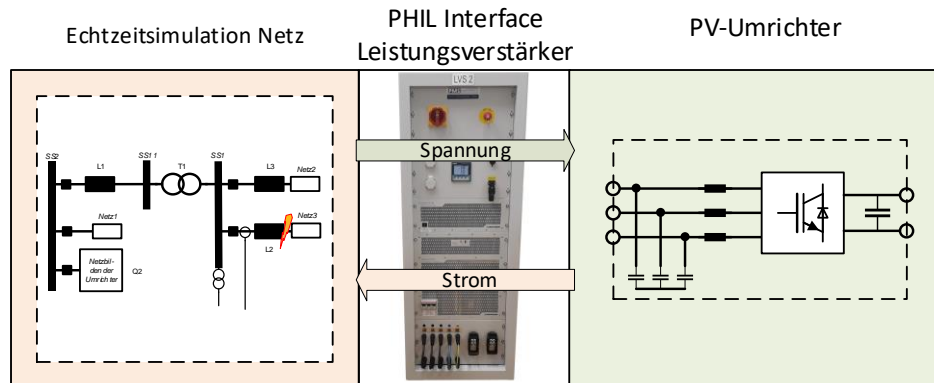


Abbildung 2.1: Schematische Darstellung des PHIL-Aufbaus mit realer PV-Umrichter

Die mit dem Echtzeitsimulator berechneten Spannungen an der Sammelschiene SS2 werden an den PV-Umrichter ausgegeben. Die resultierenden Ströme an den Klemmen des Leistungsverstärkers werden gemessen und in die Simulation zurückgespeist. Diese gemessenen Ströme werden mit einer Grenzfrequenz von 500 Hz gefiltert. Dadurch werden in der Simulation realistische Ströme eines realen Umrichters verwendet, während der PV-Umrichter mit realistischen Spannungen versorgt wird. Der PV-Umrichter wird so eingestellt, dass er den Betriebspunkt während eines Unterspannungsereignisses (LVRT) konstant hält. Die Spannungen an der Sammelschiene SS1 und die Ströme am Schutzgerät vor der Leitung L2 werden vom Echtzeitsimulator erfasst, um sie in einem separaten Schritt in ein reales Schutzgerät einzuspeisen.

2.3 Distanzschutz

Für diese Untersuchungen wird ein handelsübliches Distanzschutzrelais verwendet. Die zuvor aufgezeichneten Ströme und Spannungen werden mit einer steuerbaren Spannungs- und Stromquelle auf das Distanzschutzrelais beaufschlagt. Die verwendeten Einstellungen des Distanzschutzrelais sind in Tabelle 2.2 dargestellt. Die eingestellten Auslösezeiten des Schutzgerätes pro Zone sind kürzer als in der Praxis. Dies ist beabsichtigt so gewählt, damit bei der verwendeten Fehlerdauer von 200 ms überprüft werden kann, ob das Auslösesignal vom Schutzgerät kommt.

Zone	% der Leitungslänge	Zeit in ms
1 Zone	bis 85	30
2 Zone	bis 120	50

Tabelle 2.2: Einstellungen des Distanzschutzrelais

Die zweite Fehlerzone wurden bis 120 % der Leitungslänge und die erste Fehlerzone bis 85 % der Leitungslänge eingestellt. Das Distanzschutzrelais wird im ungerichteten Betrieb und ohne sofortige Überstromauslösung betrieben.

Da die genaue Bestimmung der Impedanz in solch einem realen Distanzschutzrelais nicht bekannt ist, wird für die Bewertung ein eigener Algorithmus, angelehnt an Carr/Jackson [14], verwendet. Dieses Verfahren verwendet die Kreuzkorrelationsmethode, um den komplexen Zeiger eines Signales zu erhalten.

$$z_k = \frac{1}{N} \sum_{n=1}^N u_{k+n-N} \cdot \cos\left(\frac{2 \cdot \pi \cdot (n+k)}{N}\right) \quad (1)$$

$$y_k = \frac{1}{N} \sum_{n=1}^N u_{k+n-N} \cdot \sin\left(\frac{2 \cdot \pi \cdot (n+k)}{N}\right) \quad (2)$$

$$\underline{c}_k = z_k - j \cdot y_k \quad (3)$$

Mittels der Formeln (1) bis (3) wird anhand, eines N-Fach pro Periode, abgetasteten Signales der komplexe Zeiger \underline{c}_k berechnet.

Analog erfolgt dies mit den abgetasteten Spannungen und dem abgetasteten Stromsignalen. Aus den Zeigern für Strom und Spannung wird damit die aktuelle Impedanz berechnet.

3 Ergebnisse und Diskussion

Die zweimalige Umschaltung eines dreiphasigen Fehlers führte bei gleichen Software- und Hardwareparametern zu einem stabilen und einem instabilen Einspeiseverhalten des PV-Umrichters.

<i>Parameter</i>	<i>Wert</i>	<i>Einheit</i>
U_{base}	20	kV
S_{base}	50	MVA

Tabelle 3.1: Bezugswerte

Alle Ergebnisse werden auf die Referenzwerte in Tabelle 3.1 bezogen, wobei der Zeitpunkt des Fehlereintritts für alle Abbildungen auf den 0 s festgelegt wird. Die Basisspannung wird mit 1 pu gewählt, was der Nennspannung entspricht. Als Basisleistung wird 1 pu gewählt, was der Gesamtnennleistung aller Erzeugungseinheiten entspricht.

3.1 Stabiles Einspeiseverhalten des PV-Umrichter

3.1.1 Verhalten des PV Umrichter

Abbildung 3.1 zeigt auf der linken Seite den eingespeisten Strom während der gesamten Fehlerdauer und rechts in der Abbildung 3.1 ist die Wirk- und Blindleistung des PV-Umrichters dargestellt. Der Einspeisestrom vor dem Fehler ist ein reiner Wirkstrom und beträgt etwa 0,7 pu. Nach dem Auftreten des Fehlers steigt der Strom in der ersten Periode auf bis zu 1,2 pu und sinkt nach den ersten beiden Perioden auf 0,5 pu. Das Verhalten in der ersten Periode ist auf die implementierte Phasenregelschleife im PV-Umrichter zurückzuführen. Sowohl die Wirk- als auch die Blindleistung ändern sich daher in der ersten Periode in Abbildung 3.1, bis der Phasenwinkel wieder auf die Netzspannung zurückgeführt ist. Nach der Fehlerklärung

speist der Umrichter für etwa 1 Periode einen nichtsinusförmigen Strom ein. Anschließend kehren die Strom- und Leistungswerte, nach einer Stabilisierungsphase, zu den Ausgangswerten zurück.

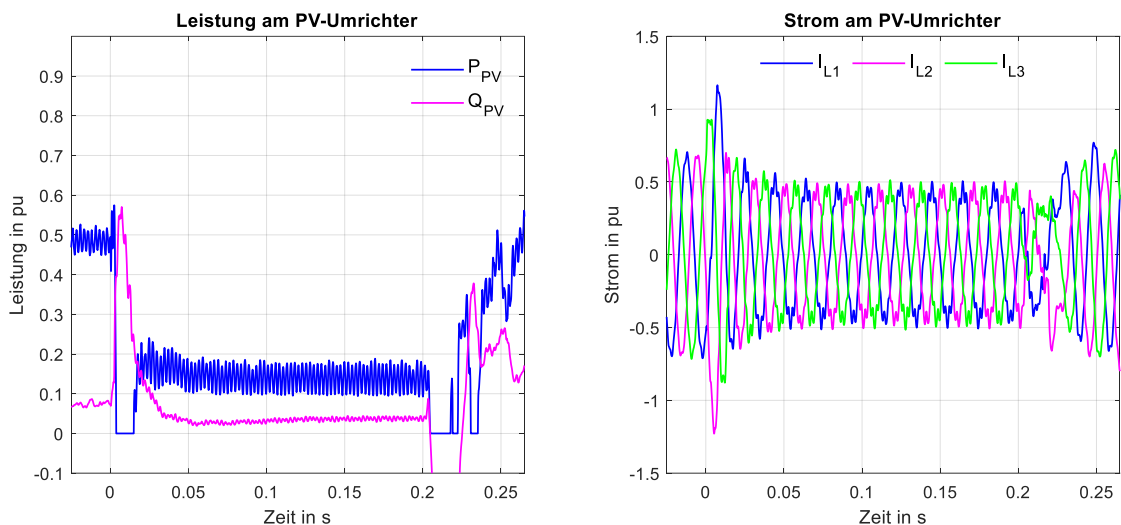


Abbildung 3.1: links: Leistungen vom PV-Umrichter während stabilem Einspeiseverhalten / rechts: Stromverläufe am PV-Umrichter während stabilem Einspeiseverhalten

3.1.2 Verhalten des Distanzschutzes

Der in Abschnitt 2.3 beschriebene Algorithmus für die Impedanzermittlung ergibt einen Impedanzverlauf pro Phase. Die Impedanzermittlung der Phase L1 ist in links in Abbildung 3.2 dargestellt. Die berechnete Impedanz nähert sich aus der unteren rechten Ecke der exakt berechneten Fehlerimpedanz an. Nach Erreichen des exakten Wertes verlässt die Impedanz in einem Schwung die 120 %-Zone und schwingt anschließend wieder um die exakte Impedanz. Nach der Fehlerklärung verlässt die ermittelte Impedanz die 120 % Zone in die Richtung einer großen Reaktanz. Die Strom- und Spannungsverläufe aus der hierfür verwendeten Echtzeitsimulation sind in Abbildung 3.2 rechts dargestellt. Der reale Distanzschutz löste infolge dieses Fehlers aus, wobei die Auslösung in der für die betreffende Zone festgelegten Zeit erfolgte, siehe Tabelle 2.2.

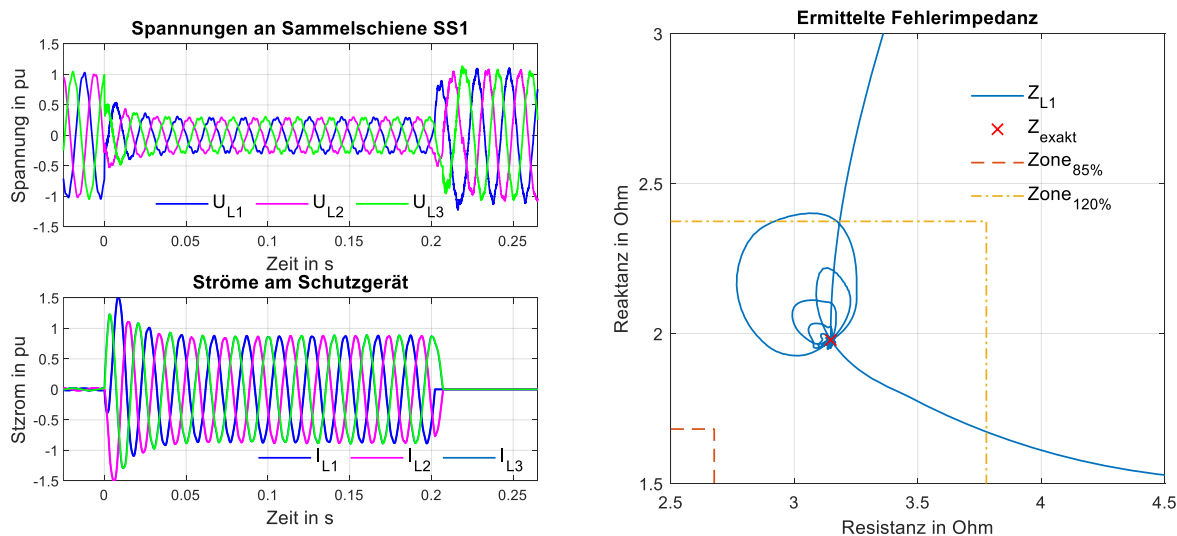


Abbildung 3.2: links: Ströme und Spannungen bei stabilem Einspeiseverhalten des PV Umrichters/ rechts: Ermittelte Fehlerimpedanz während des Fehlers

3.2 Instabiles Einspeiseverhalten des PV-Umrichter

3.2.1 Verhalten des PV Umrichter

Die links in Abbildung 3.3 dargestellten Stromverläufe des PV-Umrichters zeigen ein instabiles Einspeiseverhalten während des Fehlers. Der eingespeiste Strom vor dem Fehler ist ein reiner Wirkstrom und beträgt etwa 0,7 pu. Nach dem Auftreten des Fehlers steigt der Strom in der ersten Periode auf 1,2 pu an und sinkt nach den ersten beiden Perioden auf 0,5 pu. Das Verhalten in der ersten Periode ist auf den internen Phasenregelkreis des Umrichters zurückzuführen. Aus diesem Grund ändern sich in der ersten Periode auch die Wirk- und Blindleistung links in Abbildung 3.3, bis sich der Phasenwinkel wieder an die Netzspannung angleicht. Ab 0,07 s steigen die Ströme schnell auf die maximale Stromstärke des PV-Umrichters an und bleiben aufgrund einer internen Regelinstabilität bis 0,19 s so, bis der PV-Umrichter in einen internen Error übergeht und sich abschaltet. Zwei Perioden vor der Abschaltung des Wechselrichters wird nur Blindstrom eingespeist, wie links in Abbildung 3.3 dargestellt.

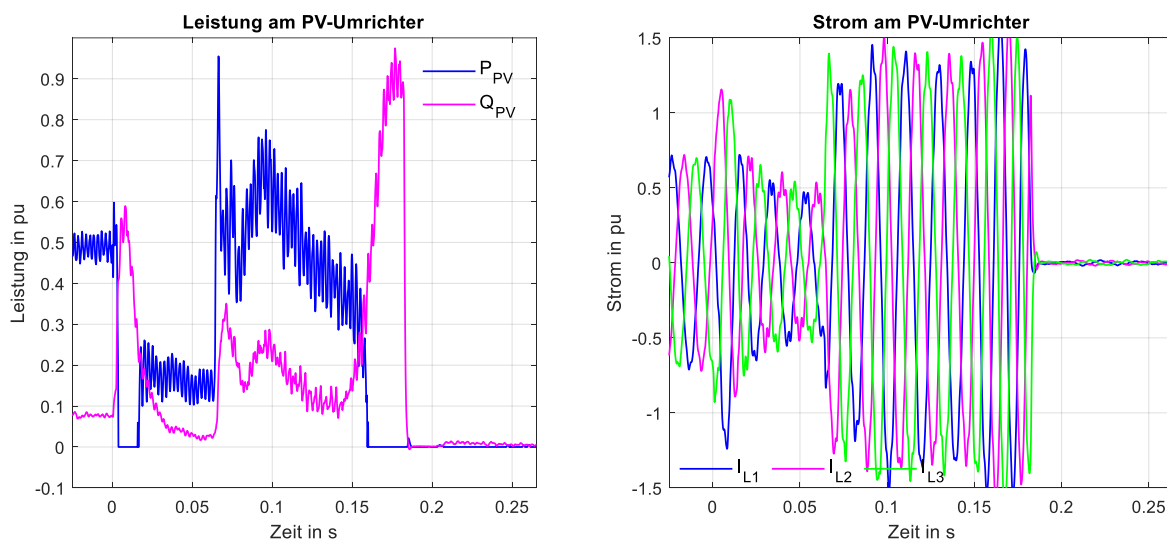


Abbildung 3.3: links: Leistungen vom PV-Umrichter während instabilem Einspeiseverhalten / rechts: Stromverläufe am PV-Umrichter während instabilem Einspeiseverhalten

3.2.2 Verhalten des Distanzschutzes

Die ermittelte Impedanz der Phase L1 ist rechts in Abbildung 3.4 dargestellt. Die berechnete Impedanz bewegt sich aus der unteren rechten Ecke in Richtung der exakten Fehlerimpedanz. Nach Erreichen des nahezu exakten Wertes verlässt die Impedanz die 120 %-Zone mit mehreren Schwüngen und kommt dabei mehrmals wieder nahe der korrekten Fehlerimpedanz. Die links in Abbildung 3.4 dargestellten Spannungs- und Stromverläufe zeigen, dass die Impedanzbestimmung nicht in der Lage ist, einen korrekten und permanenten Wert für die 120 %-Zone zu ermitteln. Das verwendete Distanzschutzgerät konnte während dieses Fehlers eine Anregung verzeichnen, jedoch wurde in der für die betreffende Zone eingestellte Zeit keine Auslösung erreicht, siehe Tabelle 2.2. Nach dem Abschalten des PV-Umrichters, etwa 0,02 s vor der Fehlerbehebung, verbessert sich der geschätzte Wert, jedoch reichte die Zeit nicht aus, um die Schutzeinrichtung auszulösen.

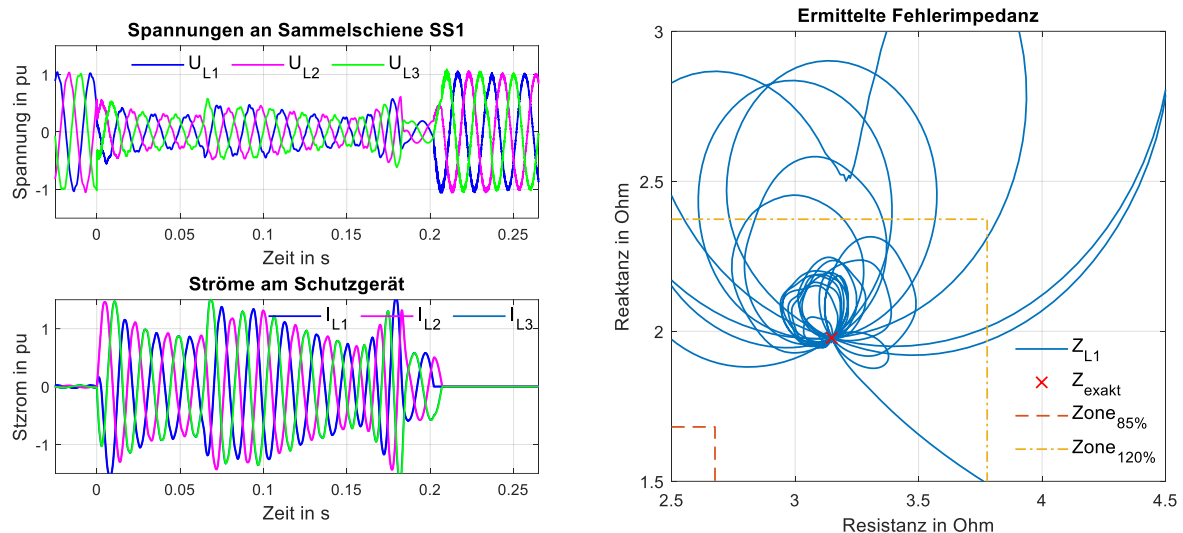


Abbildung 3.4: links: Ströme und Spannungen bei instabilem Einspeiseverhalten des PV Umrichters/ rechts: Ermittelte Fehlerimpedanz während des Fehlers

4 Schlussfolgerung

In dieser Arbeit konnten zwei verschiedene Verhaltensweisen, bei einem dreiphasigen Fehler in einem unterlagerten Verteilnetz, eines kommerziellen PV-Umrichters nachgewiesen werden. Das abweichende Verhalten resultiert aus der internen Phasenwinkelbestimmung des PV-Umrichters. Diese Phased-Locked-Loop-Regelung reagiert unterschiedlich auf die verschiedenen Fehlereintrittszeiten. Der Phasenwinkel links in Abbildung 3.2 ist ein unterschiedlich zu jenem links in Abbildung 3.4. Dies führt zu den beiden unterschiedlichen Einspeiseverhalten des PV-Umrichters.

Im ersten Fall ist ein stabiles Einspeiseverhalten über die gesamten 200 ms zu beobachten. Im zweiten Fehlerfall war die PLL nicht in der Lage, den PV-Umrichter so zu kontrollieren, dass der eingespeiste Strom stabil bleibt, diese führte darüber hinaus zu einer ungeplanten Abschaltung des PV-Umrichters. In dem stabilen Einspeiseszenario konnte der eingesetzte Algorithmus die Impedanz ausreichend bestimmen. Das reale Schutzgerät, in das die Ströme und Spannungen eingespeist wurden, war ebenfalls in der Lage, den Fehler zu erkennen und entsprechend auszulösen. Im instabilen Fehlerfall konnte weder die Impedanz durch den verwendeten Algorithmus ausreichend bestimmt werden, noch konnte das reale Schutzgerät den Fehler klären.

Diese Ergebnisse zeigen, dass ein Distanzschutz in einem Netz mit 100 % umrichterbasierter Einspeisung grundsätzlich funktionsfähig ist. Allerdings muss dafür ein stabiles Einspeiseverhalten dieser Umrichter gewährleistet werden. Die Fehlerklärung bei instabilem Einspeiseverhalten stellt zusätzliche Herausforderungen an den Distanzschutz.

Um in solchen Netzen die Versorgungssicherheit gewährleistet zu können, besteht Forschungsbedarf bei der Fehlerklärung mit instabiler Einspeisung von Umrichtern. Um ein repräsentatives Ergebnis zu erhalten müssen reale Regelsysteme oder ganze Umrichter, wie auch reale Schutztechnologien gemeinsam überprüft werden. Power-Hardware- oder Controller-Hardware-in-the-Loop-Systeme sind dafür bestens einsetzbar.

5 Literaturverzeichnis

- [1] J. Arévalo-Soler, E. Sánchez-Sánchez, O. Gomis-Bellmunt, and E. Prieto-Araujo, "AC/DC systems interconnected by power converters: Modelling and practical aspects," *41. CIGRE International Symposium*, 2021.
- [2] B. Mahamedi and J. E. Fletcher, "The Equivalent Models of Grid-Forming Inverters in the Sequence Domain for the Steady-State Analysis of Power Systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 35, no. 4, pp. 2876–2887, 2020, doi: 10.1109/TPWRS.2020.2968114.
- [3] P. Unruh, M. Nuschke, P. Strauß, and F. Welck, "Overview on Grid-Forming Inverter Control Methods," *Energies*, vol. 13, no. 10, p. 2589, 2020, doi: 10.3390/en13102589.
- [4] J. Jia, G. Yang, A. H. Nielsen, and P. Ronne-Hansen, "Impact of VSC Control Strategies and Incorporation of Synchronous Condensers on Distance Protection Under Unbalanced Faults," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 66, no. 2, pp. 1108–1118, 2019.
- [5] N. Baeckeland and M. Kleemann, "Influence of reactive current settings of converters on distance protection," 2020, doi: 10.23919/SMAGRIMET48809.2020.9264018.
- [6] Di Liu, Qiteng Hong, Adam Dyśko, Agusti Egea Alvarez, Lie Xu, Campbell Booth, Ian Cowan, Bharath Ponnalagan, "A flexible real time network model for evaluating HVDC systems' impact on AC protection performance," *the 9th International Conference on Renewable Power Generation*, 2020.
- [7] M. Galler, S. Polster, H. Renner, and R. Schürhuber, "Investigating HVDC Converter Stability on AC Faults by Power Hardware in the Loop Method," *41. CIGRE International Symposium*, 2021.
- [8] F. Casado-Machado, J. L. Martinez-Ramos, M. Barragan-Villarejo, J. M. Maza-Ortega, and J. A. Rosendo-Macias, "Reduced Reference Frame Transform: Deconstructing Three-Phase Four-Wire Systems," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 143021–143032, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3012510.
- [9] Z. Zhang, R. Schuerhuber, L. Fickert, and K. Friedl, "Study of stability after low voltage ride-through caused by phase-locked loop of grid-side converter," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, p. 106765, 2021, doi: 10.1016/j.ijepes.2021.106765.
- [10] Ziqian Zhang, Robert Schürhuber, Lothar Fickert, Katrin Friedl, Guochu Chen, and Yongming Zhang, "Effect of phase-locked loop on dynamic performance of Grid Forming inverter," 2020.
- [11] Ziqian Zhang, Robert Schürhuber, Lothar Fickert, and Yongming Zhang, "Stability of Grid-connected Photovoltaic Inverters During and After Low Voltage Ride Through," *8th Solar Integration Workshop: International Workshop on Integration of Solar into Power Systems*, 2018.
- [12] M. Galler, Z. Zhang, and R. Schürhuber, Eds., *Stability testing of converter coupled systems by power hardware in the loop equipment*. Offenbach: VDE VERLAG GMBH, 2021.
- [13] M. Galler, Z. Zhang, and R. Schürhuber, "Prüfmethoden umrichtergekoppelter Erzeugereinheiten für das zukünftige Energienetz," *16. Symposium Energieinnovation Graz*, 2020.
- [14] H. O. Dieter Nelles, D. Nelles, and H. Opperskalski, *Digitaler Distanzschutz: Verhalten der Algorithmen bei nichtidealen Eingangssignalen*. Wiesbaden: Springer-Verlag; Dt. Univ.-Verl.; Deutscher Universitätsverlag, 1991.